ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №2 (34) АПРЕЛЬ 2014

TATNEFT

ДЛИННОХОДОВЫЕ ЦЕПНЫЕ ПРИВОДЫ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ДВУХ ПЛАСТОВ

Окупаемость технологии менее 1,4 года
Снижение потребления электроэнергии на 40%
Межремонтный период скважины — 1065–1200 суток

ОАО «Татнефть»
ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, Россия, Республика Татарстан, Лениногорск, Чайковского, 33
+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01
ttd@tatneft.ru
www.ttd.tatneft.ru

POWER SOLUTIONS
INMESOL

Компания «ИНМЕСОЛ» является российским подразделением испанского завода-производителя электрогенераторов INMESOL, выполняет полный комплекс услуг, связанных с проектированием, поставкой, строительством, монтажом, наладкой, ремонтом, техническим обслуживанием оборудования систем выработки электроэнергии на базе дизельных генераторов от 2 до 2000 кВт.

ООО «ИНМЕСОЛ»
109341 Россия, г. Москва
ул. Люблинская, 151
тел./факс +7 (495) 287-03-02

8 800 100 05 44
www.inmesol.su

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 2 (34) апрель 2014 г.

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 04-14/12-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.04.2014
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

СОДЕРЖАНИЕ

М.В. Семенов
Технологии «Взлет» для мониторинга и учета газовых сред 9

М.В. Мирошкин
Выбор датчика для измерения температуры 15

В.С. Мануков
Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в наземно-скважинной сейсморазведке 17

А.Г. Авербух, С.Ю. Граф
Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах 19

С.И. Билибин, Н.Ф. Величкина, А.В. Вовк
Трехмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления 22

А.А. Табаков, В.Н. Ференци, Л.В. Калван, Ю.А. Степченков, А.С. Колосов
Сейсморазведка высокой четкости (СВЧ) — бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных 27

С.И. Александров, В.А. Мишин, Д.И. Буров
Наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: контроль качества и перспективы 31

З.Н. Жемжурова, В.А. Чекунова
Комплексное применение инструментов прогнозирования физических свойств терригенных коллекторов и палеотектонического анализа при уточнении истории формирования залежи углеводородов на базе программного комплекса DV-SeisGeo 35

А.А. Соломаткин
Динамично развивающееся предприятие — лучший партнер в бизнесе 42

В.В. Яшин, И.Р. Ганиев
Современные системы производства для обслуживания газобаллонного автотранспорта 49

Л.Г. Кузнецов, Ю.Л.Кузнецов
Современное оборудование для топливно-энергетического комплекса 50

В.Р. Хачатуров, В.Н. Бобылев, А.В. Злотов, И.А. Крылов, А.Н. Соломатин
Методы и средства регионального программирования для освоения нефтегазодобывающих районов и месторождений Сибири и Дальнего Востока 53

С.В. Завьялов
Геосинтетика на основе бентонита 59

М.Ф. Садыков
Снижение затрат на транспортировку глинистых растворов 63

И.Г. Барышев
Новый взгляд на топливную логистику 70

В.А. Головин
Новое поколение модернизированных нефтяных насосов типа 2НК и 2НПС 79

Ю.Н. Баров, С.Х. Мотыгуллин, А.А. Дорохин, С.Л. Волдавин, Р.Б. Фаттахов
Повышение энергоэффективности транспортировки продукции скважин с использованием объёмных насосов 81

С.С. Савельев
Эксплуатационные параметры запорной арматуры для нефтепроводов 84

А.Е. Бабинцева
Основные преимущества, использования МЭП в автоматизации, производственных процессов 87

В.Н. Сызранцев, Ю.Г. Денисов, В.П. Вибе, Д. С. Федулов
Приводы нефтегазового оборудования на основе прецессирующей плоскоконической передачи 89

В.А. Иванов, С.М. Соколов
К вопросу использования попутного нефтяного газа в условиях месторождений Севера 91

К.М. Мирзоев, А.В. Николаев, А.А. Лукк, А.В. Дещеревский, В.К. Мирзоев, В.С. Мануков
Способы увеличения добычи нефти с учетом приливных движений Земли 93

EXPOSITION
OIL&GAS

ISSUE:
№ 2 (34) april 2014

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru
Mikhail Tur'yanov / misha@runeft.ru

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

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

ISSUE DATE:
21.04.2014

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina
Laboratory equipment for the oil and gas industry 12

Mikhail V. Miroshkin
Sensor selection for temperature measurement 15

Aleksandr G. Averbukh, Sergey Y. Graf
Characteristics of reflected waves in regular fractured media 19

Svyatoslav I. Bilibin, Nadezhda F. Velichkina, Andrey V. Vovk
Geological modeling of facial conditions of sedimentation 22

Alexander A. Tabakov, Valery N. Ferenczi,
Lyubov' V. Kalvan, Yuriy A. Stepchenkov, Aleksey S. Kolosov
High definition seismic (HDS) — uncompromised approach to acquisition and processing of seismic data 27

Sergey I. Alexandrov, Victor A. Mishin, Dmitriy I. Burov
Surface microseismic hydrofrac monitoring: QC and more 31

Zinaida N. Zhemzhurova, Vera A. Chekunova
The integrated technology to combine the tools of the collectors properties forecasting with paleotectonical analysis data to define more exactly the geological history of juristic terrigenous depositss in West Siberia by using DV-SeisGeo software package 35

V.R. Khachaturov, V.N. Bobylev, A.V. Zlotov, I.A. Krylov, A.N. Solomatin
Methods and means of regional programming for development of oil and gas extraction areas and fields of Siberia and Far East 53

Sergey V. Zavyalov
Geosynthetic Clay Lines 59

Marat F. Sadykov
Decreasing muds transportation costs 63

V.A. Golovin
New generation of upgraded oil pumps 2NK and 2NPS type 79

Yuriy N. Barov, Salavat K. Motygullin,
Aleksandr A. Dorokhin, Sergey L. Voldavin, Rustem B. Fattakhov
Improved energy efficiency of well production transportation using positive displacement pumps (PDP) 81

Sergey S. Saveliev
Operational parameters of valves for pipelines 84

Sergey S. Saveliev
Diagnostics and methods of protection pipeline valves 85

Anastasia E. Babintseva
Key Advantages of IEP for Factory Automation 87

V.N. Syzrantsev, Yu.G. Denisov, V.P. Vibe, D.S. Fedulov
Precessing transmission based gears for oil and gas machinery 89

Vadim A. Ivanov, Sergey M. Sokolov
On the question of the use of associated gas fields under the North 91

Kamil' M. Mirzoyev, Aleksey V. Nikolaev, Al'bert A. Lukk,
Aleksey V. Deshcherevskif, Vitaliy K. Mirzoyev, Viktor S. Manukov
Methods to rise Oil Production considering Earth's Tide Movements 93

ЕВНАТ
комплектующее предприятие

Надежный партнер — надёжное будущее!

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

Имея многолетний положительный опыт поставок технологического оборудования и комплектующих для строительства и работы объектов нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, мы знаем все проблемы, с которыми при этом приходится сталкиваться строительной, ремонтной и эксплуатирующей организации. Довольно часто складываются ситуации, когда даже крупные именитые компании, в области строительства и эксплуатации объектов нефтегазодобычи и переработки, оказываются «один на один» с проблемой организации бесперебойных поставок в условиях острого дефицита времени. При этом, на первый план выходят вопросы скорости поставок и качества необходимых материалов и оборудования. Специализируясь на комплексном решении подобных (а также многих других) проблем, Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ» постоянно проводит работу, направленную на выработку эффективных средств помощи предприятиям, при решении их проблем в управлении снабжением. Одним из таких средств является наш обновленный сайт, находящийся по адресу:

www.evnat.ru

Сайт состоит из двух частей: «Интернет-магазин» и «Каталог продукции». В интернет-магазине представлена трубопроводная арматура и другое оборудование, производимое с заранее заданными характеристиками. В каталоге продукции представлены изделия, производимые на заказ с необходимыми, в каждом конкретном случае, характеристиками.

Наш сервис создан в помощь предприятиям. Теперь для заказа необходимого оборудования и комплектующих, Вам необходимо лишь выбрать интересующие позиции. Все остальное сделаем мы.

Наш замысел: Обеспечить промышленные и строительные предприятия качественными материалами, оборудованием и сервисом, для обеспечения строительства и бесперебойной работы объектов нефтяной, газовой и химической промышленности. Таким образом, предоставлять нашему обществу спокойствие и огромную пользу окружающей среде.

Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ»
450065, Россия, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Буревестника д. 11 офис 7.
Тел./Факс: (347) 260 08 58, 264 77 78,
260 47 07, 240-24-64.
e-mail: evnat@evnat.ru

www.evnat.ru | www.evnat.com

EVNAT

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького»: новый подход — новое качество

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» (предприятие входит в группу компаний ОАО «Холдинговая компания «Ак Барс») основано в 1895 году. Завод имеет развитое многопрофильное производство, в том числе машиностроительное, располагающее литейным, кузнечным, термическим, гальваническим, сварочным и механообрабатывающим цехами. Комплекс цехов позволяет предприятию производить широкую номенклатуру изделий судового машиностроения и оборудования для нефтегазодобывающей отрасли с разнообразными массогабаритными характеристиками и высокой конструктивной сложностью.

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» непрерывно занимается совершенствованием производимой продукции, применяя в новых разработках технические решения, используемые в практике мировых производителей, а также учитывая свой многолетний опыт работы. Располагая собственной хорошо развитой инженерно-технической и экспериментальной базой, предприятие постоянно расширяет номенклатуру продукции, вводятся новые исполнения и модификация изделий.

Цех титанового литья ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» — один из крупнейших в мире по производству фасонных титановых отливок. Эти отливки широко используются во многих стратегических отраслях промышленности: судостроительной, авиационной, аэрокосмической, нефтегазодобывающей (в том числе для разработки месторождений на морских шельфах). Производственные мощности завода позволяют производить отливки сложной конфигурации весом от 30 г до 2500 кг из любых титановых сплавов, соответствующих Российским и зарубежным стандартам. Мощность титанового производства позволяет производить до 600 тонн титанового литья в год.

С 2011 года заводом реализуется масштабная программа модернизации и технического перевооружения предприятия. Полным ходом идет обновление станочного оборудования машиностроительных цехов завода, в частности приобретены фрезерно-обрабатывающие центры. В корпусозаготовительном цехе запущена в эксплуатацию новейшая линия очистки металла, которая позволяет осуществлять одновременную очистку, окраску и сушку листового и профильного проката без применения дополнительной рабочей силы. Дан старт началу эксплуатации нового гидравлического пресса. Эта автоматическая установка позволяет производить трехмерную гибку листового металла толщиной до 20 мм. Также в работу запущена роботизированная линия резки профилей. Производительность линии — 190 деталей в смену. Она позволяет производить абразивную зачистку кромок под сварку грунта; автоматическую резку роботом (с маркировкой штрих-кодом), сортировку и укладку деталей в кассеты для передачи на линии сборки плоских секций и линии сборки микропанелей.

В феврале 2014 года, в рамках программы техперевооружения, реализован важнейший этап модернизации металлургического производства — осуществлен ввод в эксплуатацию линии холодно-твердеющих смесей (ХТС). В качестве основного партнера в реализации проекта модернизации литейного производства заводом была выбрана немецкая фирма «FAT». Результатом упорной двухсторонней работы стала индивидуально спроектированная под требования заводского производства формовочная линия. Благодаря новым

Торжественная церемония запуска в эксплуатацию линии ХТС (справа на лево: Генеральный директор ОАО «Холдингова компания «Ак Барс» Иван Егоров, Премьер-министр Республики Татарстан Ильдар Халиков, Главнокомандующий ВМФ России Виктор Чирков, Директор Департамента Министерства обороны РФ Андрей Вернигора, Вице-президент компании «FAT» (Германия) Франк Вольдерт, Генеральный директор ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» Ренат Мистахов)

Линия холодно-твердеющей смеси (ХТС)

технологиям литейное производство завода теперь является практически безотходным, существенно сокращены трудозатраты, компьютерное управление почти полностью исключило ручной труд и, главное, в несколько раз увеличены возможности литейного производства. Полученные отливки редукторов, задвижек и гидравлических коробок, изготовленные на новом оборудовании, отличаются высоким качеством поверхности и точностью размеров. Таким образом, завод теперь может обеспечивать качественными металлоизделиями не только собственное производство, но и расширять рынок сбыта по стране и за рубежом.

В литейном производстве завода активно применяются инновационные технологии. Так, начиная с 2012 года, моделирование литейных процессов включает в себя создание 3d-модели отливки в компьютерной программе SOLIDCast, заливку формы сплавом, охлаждение и кристаллизацию отливки. Моделируя этот процесс, мы можем предсказать возможные дефекты в отливке и спроектировать технологию так, чтобы устранить их до того, как будет изготовлена реальная отливка. SOLIDCast — это программный продукт, который позволяет не только провести моделирование технологического процесса (заливки формы сплавом, кристаллизации отливки и образования усадочных дефектов), но и помогает инженеру-технологу создать новую технологию. Результатом применяемой технологии становится получение качественной отливки, начиная уже с опытного образца, быстрое устранение технологических браков, уменьшение отходов производства, увеличение объемов, снижение затрат, улучшение качества, повышение доходности литейного производство завода.

На сегодняшний день ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» имеет более чем 25-летний опыт работы в области производства нефтегазового оборудования для ведущих нефтегазодобывающих компаний России.

Завод изготавливает: буровое оборудование; запасные части и узлы к задвижкам, насосам; нагнетательную арматуру для закачки воды в нефтяные пласты; обвязки колонные; обвязки устьев газовых скважин; оборудование для шельфовых нефтегазовых платформ; редукторы для цепных приводов; трубопроводную арматуру; установки для капитального ремонта скважин; фонтанную арматуру и другую продукцию.

В процессе производства ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» уделяет особое внимание контролю качества продукции. Выпускаемая продукция сертифицирована и проходит обязательные лабораторные испытания, что обеспечивает заказчикам гарантии ее высокого качества и надежности.

Заводская продукция производственно-технического назначения неоднократно удостаивалась званий лауреата конкурса «Лучшие товары и услуги Республики Татарстан», проводимого в рамках Всероссийского конкурса программы «100 лучших товаров России». В 2013 году ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» присуждена премия Правительства Республики Татарстан за качество (за достижение значительных результатов в области качества продукции и услуг, обеспечения их безопасности, а также за внедрение высокоэффективных методов управления качеством).

Мы всегда открыты для взаимовыгодного сотрудничества и готовы рассмотреть и осуществить любые предложения заказчика.

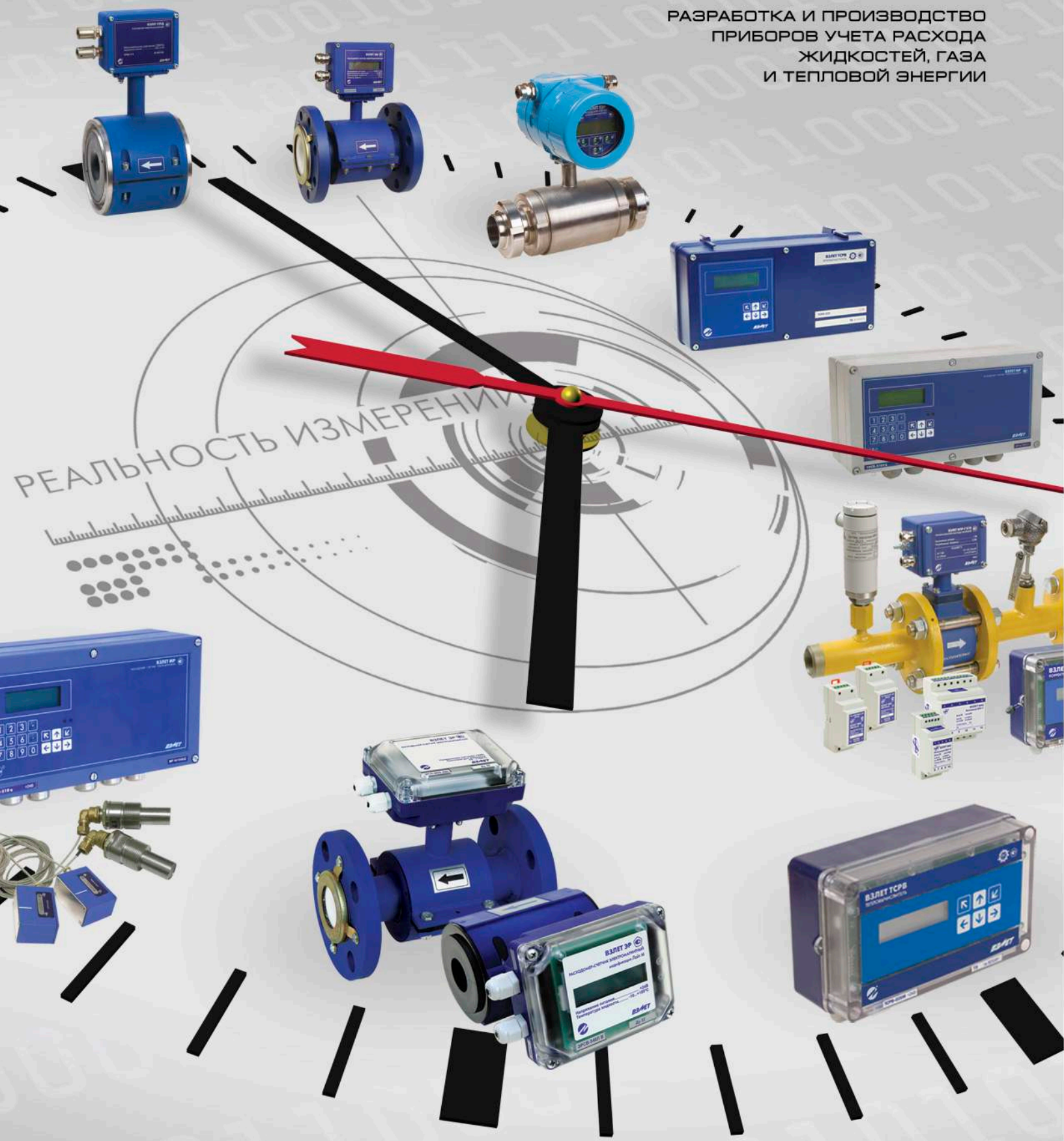
1895

АК БАРС ХОЛДИНГ

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

Время учета энергоресурсов

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО
ПРИБОРОВ УЧЕТА РАСХОДА
ЖИДКОСТЕЙ, ГАЗА
И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ



8 800 333 888 7
www.vzljot.ru

ВЗЛЕТ®
ГРУППА КОМПАНИЙ

Технологии «Взлет» для мониторинга и учета газовых сред

М.В. Семенов
руководитель направления по продаже нового оборудования[1]

[1]ООО «Торговый Дом Взлет»,
Санкт-Петербург, Россия

Группа компаний «Взлет» является ведущим российским производителем приборов учета жидкостей, тепловой энергии и газа. Накопленные за двадцать с лишним лет компетенции и запатентованные уникальные технологии позволяют холдингу успешно внедрять инновационные разработки в передовых отраслях реального сектора отечественной экономики. Для измерения расхода газовых сред была разработана и широко используется линейка вихревых расходомеров-счетчиков «Взлет ВРС-Г», включающая расходомер (ВРС-Г-500), расходомер-счетчик (ВРС-Г-50Х) и узел учета газа (ВРС-Г-52Х).

В 2012 году по результатам испытаний, проведенных ОМЦ «Газметрология» **расходомер-счетчик Взлет ВРС-Г 522 Ех** включен в Перечень средств измерения рекомендованных к применению в ОАО «Газпром» (**Заключение № 035-12 от 26.06.2012**).

Выбор в пользу производства расходомеров с вихревым принципом измерения был сделан в силу наличия у таких приборов серьезных преимуществ, таких как: простота и надежность; отсутствие подвижных частей подверженных износу; независимость метрологических показателей от характеристик среды; широкий диапазон измерений (до 1:40); высокая точность, пожизненная стабильность метрологических характеристик.

Принцип действия вихревого расходомера основан на измерении частоты пульсаций давления, возникающих в потоке измеряемой среды при обтекании неподвижного тела. Частота пульсаций давления при соблюдении определенных аэродинамических условий прямо пропорциональна скорости потока среды, а, следовательно, и значению объемного расхода через сечение измерительного участка изделия.

Рассмотрим подробнее особенности вихревых расходомеров, которые предопределили их широкое применение в промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве.

Высокая стабильность метрологических характеристик в процессе эксплуатации, обусловлена тем, что метрологические характеристики вихревого расходомера зависят исключительно от геометрических размеров измерительного участка и тела обтекания. Поэтому проведение очередной поверки расходомера возможно имитационным методом, который заключается в измерении характерного размера тела обтекания и сравнении ее с паспортным значением. В отличие от сужающих устройств, загрязнение или эрозия тела обтекания на метрологических характеристиках сказывается незначительно. Как показывает практика, **заводская калибровка является «пожизненной»**, если расходомер не применяется для измерения абразивных сред. При этом метрологические характеристики вихревого расходомера **сохраняют стабильность во всем допустимом температурном диапазоне**, так как в приборе нет движущихся частей и смазки. Важной особенностью вихревых расходомеров также является универсальность по видам измеряемых сред, в том числе возможность измерения многофазных гомогенных сред.

Вихревые расходомеры «Взлет ВРС-Г» обладают высокой точностью измерений. Предел относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа для рабочих условий **± 1,5%**, а для стандартных условий ± 2% во всем диапазоне измерений. Воспроизводимость результатов измерений не превышает 0,15%.

Реализованная в расходомере **адаптивная фильтрация вихревого сигнала**, обеспечивающая обработку вихревого сигнала в масштабе реального времени, позволяет применять прибор в быстродействующих автоматизированных системах управления, а также на пульсирующих потоках с сохранением заявленных метрологических характеристик.

Коммерческий учет газовых сред осуществляется в стандартных условиях. Для приведения рабочего расхода измеренного расходомером к стандартным условиям необходимо измерить рабочее давление и температуру и вычислить значение коэффициента сжимаемости. Входящий в состав узла учета газа корректор «Взлет КГ» осуществляет приведение к стандартным условиям расхода наиболее распространенных газовых сред, таких как **попутный нефтяной, природный газ, воздух, кислород, азот**. Для природного газа можно использовать методы вычисления коэффициента сжимаемости: NX-19 мод, GERG-91мод и ВНИЦ СМВ, согласно **ГОСТ 30319.2-96**. Для попутного нефтяного газа возможно использование методов определения коэффициента сжимаемости согласно **ГСССД МР 113-03** или **ВНИЦ СМВ**.

Экономический эффект измерения расхода при помощи вихревых расходомеров достигается за счет сокращения затрат на закупку и обслуживание узла учета в процессе эксплуатации. **Вихревые расходомеры не требуют регулярного технического обслуживания и имеют длительный срок эксплуатации, так как не имеют подвижных частей подверженных износу**. Они не боятся динамических ударов давления газа, посторонних включений, отсутствует также необходимость измерять и контролировать перепад давления на расходомере согласно **ГОСТ Р 8.740-2011**.

Оптимальная совокупность превосходных технических характеристик и приемлемых ценовых показателей вихревых счетчиков «Взлет ВРС-Г» позволяет удовлетворять потребности широкой группы потребителей в сфере нефтяной и газовой промышленности.

ВЗЛЕТ
ГРУППА КОМПАНИЙ

**190121, г. Санкт-Петербург,
ул. Мастерская, д. 9
Тел.: +7 (800) 333-888-7 (многоканальный)
Факс: +7 (812) 714-71-38
mail@vzljot.ru
www.vzljot.ru**

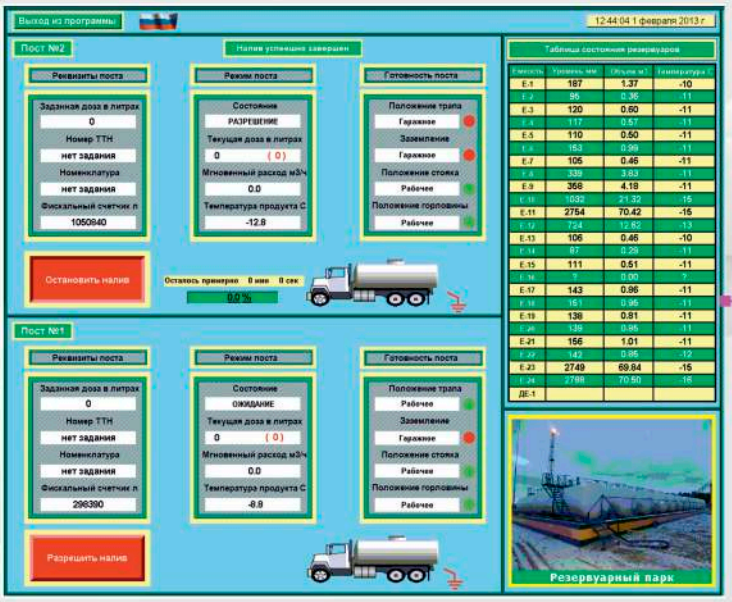
НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

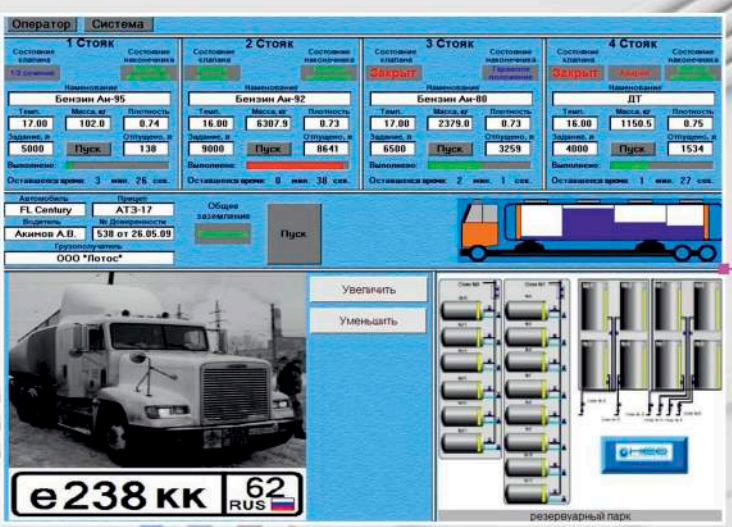
АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕБАЗ

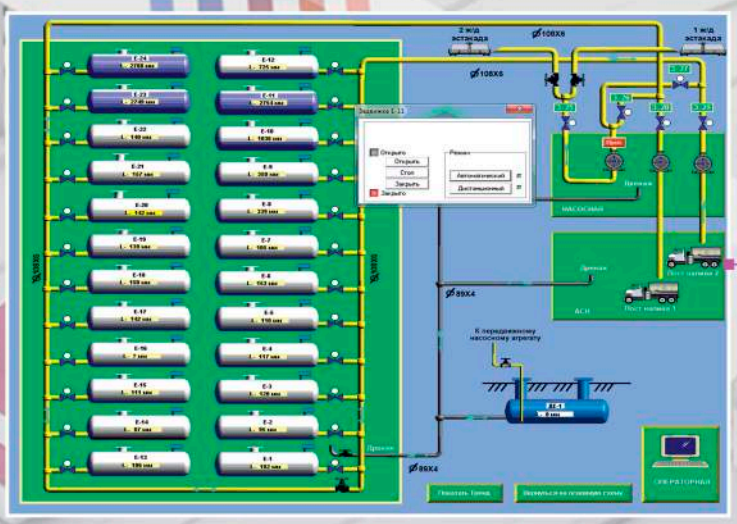
Требования бизнеса, выполняемые нашей АСУ ТП:

- Фиксация каждого отпуска НП;
- Автоматическое протоколирование всех действий оператора;
- Ведение баз данных контрагентов, договоров, нефтепродуктов, услуг;
- Складской учет НП (по массе, объему и стоимости)в том числе и принятых на хранение;
- Учет взаиморасчетов с дебиторами и кредиторами;
- Информация о фактическом состоянии резервуарного парка;
- Местонахождение автотранспортных средств для реализации операций логистики;
- Возможность планирования работы предприятия по качественным показателям;
- Бесперебойный отпуск продукции;
- Предотвращение создание очередей при обслуживание клиентов;
- Полная информационная и аппаратная защита предприятия;
- Итог: полная прозрачность, фискальность и возможность анализа всех действий и операций.

Примеры интерфейса системы управления:







ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

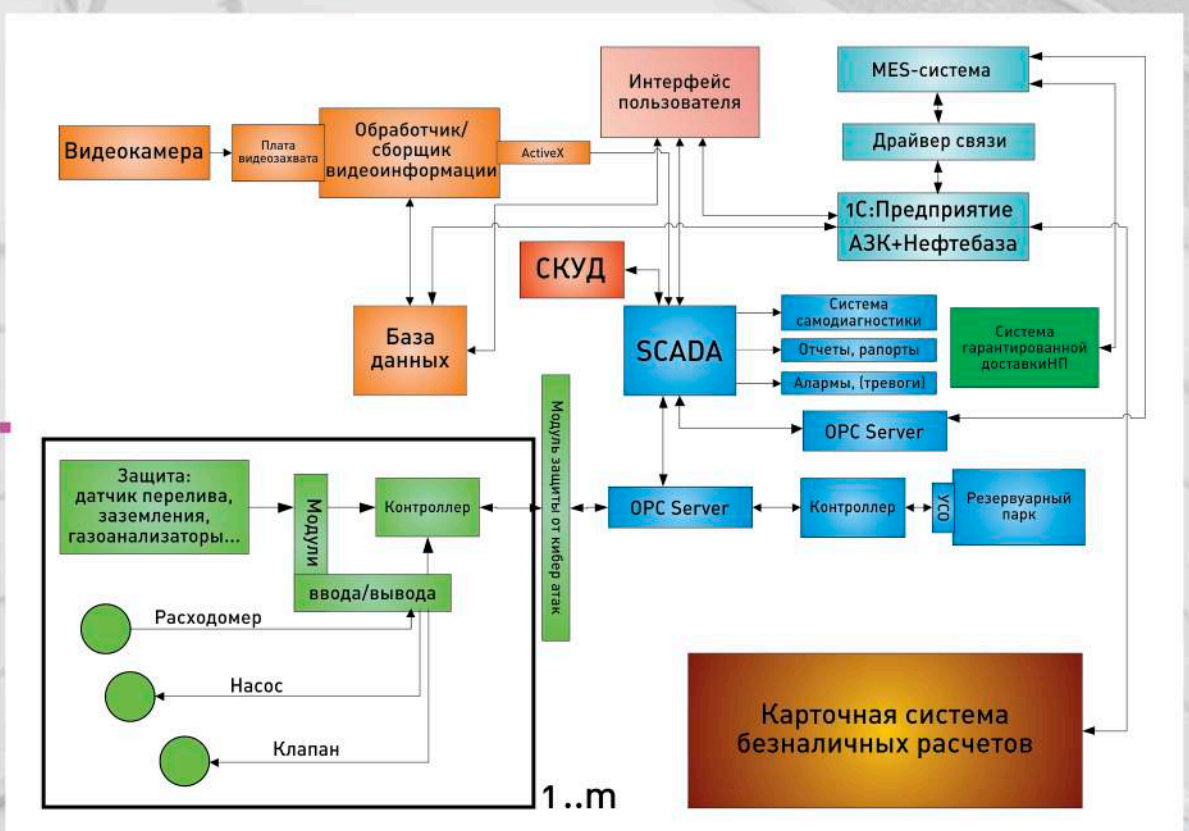
Интеграция программных продуктов

Сервисное обслуживание и техническая поддержка (СОТП) как важнейший элемент в обеспечении нормального функционирования сложных технических систем

Требования бизнеса, выполняемые нашей АСУ ТП:

- Полный цикл разработки в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001 и директивами CALS-технологии (ИПИ);
- Техническая поддержка в части комплекса технических средств;
- Техническая поддержка в части программного обеспечения;
- Техническая поддержка в части метрологической поверки оборудования;
- Обучение персонала заказчика;
- Развитая система самодиагностики для обеспечения высокого уровня надежности доступности.

Структура АСУ ТП



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

УДК 681.2

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов
магистр физики, начальник отдела продаж[1]
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина
генеральный директор[1]
Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизированным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA — UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20ppm и повторяемости в 15ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30ppb и большого диапазона измерений от 30ppm до 1wt%.

Предел детектирования серы в 30ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

ENGLISH **LABORATORY EQUIPMENT**

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:
Andrey V. Gerasimov — vaster of physics, head of sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — general manager[1]; Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

ОБЗОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

www.vakuummash.ru

НПО «Вакуummаш»
426057, г. Ижевск,
проезд Дерябина, 2/52
тел./факс: 8(3412) 609-802, 609-803
info@vakuummash.ru

НПО ВАКУУММАШ

УТП/УТС - 104 Exi

УТП/УТС - 106 Exi

ТХА/ТХК/ТСМ/ТСП - 104 Exd

ТХА/ТХК/ТСМ/ТСП - 106 Exd

УТП/УТС - 108 Exi

УТП/УТС - 109 Exi

ТХА/ТХК/ТСМ/ТСП - 108 Exd

ТХА/ТХК/ТСМ/ТСП - 109 Exd

Гильза ГЗ-ФТ

Гильза ГЗ-ФЦ

ISO International Organization for Standardization

УДК 681.2

Выбор датчика для измерения температуры

М.В. Мирошкин
магистр техники и технологии «Авиа- и ракетостроения», инженер-технолог[1]
mishgan.miro@yandex.ru

[1]НПО «Вакууммаш», Ижевск, Россия

Правильное и точное измерение температуры на сегодняшний день – важная тема функционирования производства и развития общества. Не один технологический процесс не обходится без точных измерений, а в химической промышленности и отраслях нефтегазового комплекса, контроль за протекающими реакциями и автоматизация технологических процессов с соблюдениям всех температурных режимов играет наиважнейшую роль. Статья знакомит с основными типами и характеристиками термопар.

Материалы и методы
Статья написана в соответствии с общими знаниями о существующих термоэлектрических преобразователях, их достоинствах и недостатках.

Ключевые слова
измерение температуры, выбор датчиков, температура, термопара, температура

В современном мире у каждого специалиста – метролога, технолога или рабочего возникает необходимость, при минимальных затратах, правильно и точно измерить температуру происходящего технологического процесса.

На сегодняшний день наибольшее распространение получили термоэлектрические преобразователи (термопары) и термоэлектрические преобразователи сопротивления.

Термоэлектрический преобразователь или термопара представляет собой соединенные проводники из разнородных металлов. Принцип работы термоэлектрических преобразователей основан на термоэлектрическом эффекте (эффект Зеебека), когда между соединёнными проводниками возникает разность потенциалов, если между местами соединений существует разность температур. Коэффициент пропорциональности в зависимости между разностью потенциалов и температурой называют коэффициентом термо-ЭДС. У разных металлов коэффициент термо-ЭДС разный и, соответственно, разность потенциалов, возникающая между концами разных проводников, будет различная.

В зависимости от поставленных задач и заданной температуры можно выбрать оптимальный термоэлектрический преобразователь, либо термоэлектрический преобразователь сопротивления.

Типы термоэлектрических преобразователей.

1. Тип ТХА(К)

Хромель (Cr — 8,7–10%; Ni — 89–91%; Si, Cu, Mn, Co — примеси).

Алюмель (Ni — 93–96%; Al — 1,8–2,5%; Mn — 1,8–2,2%; Si — 0,8–1,2%).

Плюсы:

1. Используется для измерения температур в широком диапазоне от -200°С до +1000°С.
2. Работает в нейтральной атмосфере или атмосфере с избытком кислорода.
3. Дешевизна.

Минусы:

1. После термического старения показания снижаются.
2. Нельзя использовать в атмосфере с содержанием серы.
3. В разряженной атмосфере может показывать заниженную температуру.

2. Тип ТХК(L)

Хромель капель (Ni — 43–44%, Fe — 2–3%, остальное Cu).

Плюсы:

1. Используется для измерения температур в диапазоне от -200°С до +800°С.
2. Наибольший коэффициент термо-ЭДС при температурах, рабочих температурах.

Минусы:

Проволока изготавиливается только второго класса, как следствие — не высокая точность измерений.

3. Тип ТХК(Е)

Хромель-константан (Cu — около 59%; Ni — 39–41%; Mn — 1–2%)

Плюсы:

1. Используется для измерения температур в диапазоне от -40°С до +900°С.
2. Обладает высокой чувствительностью.
3. Материалы электродов обладают термоэлектрической однородностью.

4. Тип ТМК(Т)

Медь-константан

Плюсы:

1. Хорошо показала себя при измерении низких температур. Используется для измерения температур в диапазоне от -250°С до +300°С.
2. Может работать в атмосфере с небольшим избытком или недостатком кислорода.
3. Не чувствительна к повышенной влажности.

Минусы:

Не рекомендуется использовать термопреобразователи данного типа при температурах выше 400°С.

5. Тип ТЖК(J)

Железо-константан

Плюсы:

1. Хорошо показала себя при измерении низких температур. Используется для измерения температур в диапазоне от -250°С до +300°С.
2. Может работать в атмосфере с небольшим избытком или недостатком кислорода.
3. Не чувствительна к повышенной влажности.
4. Хорошо работает в разряженной атмосфере.
5. Невысокая стоимость, т.к. в состав термопары входит железо.

Минусы:

1. Не рекомендуется использовать термопреобразователи данного типа при температурах выше 400°С.
2. На железном выводе может образоваться ржавчина из-за конденсации влаги.
3. Нельзя использовать в атмосфере с содержанием серы.
4. Показания повышаются после термического старения

6. Термопара типа ТВР

А-1, А-2, А-3

Плюсы:

1. Наибольшая температура применения, могут применяться при высокотемпературных измерениях от 0 до 2500°С в инертной среде.
2. Малая погрешность измерений вплоть до температуры 2500°С.
3. Использование в агрессивных средах при высокой температуре.

Минусы:

1. Высокая стоимость.
2. Технологическая трудность изготовления
3. Плохая воспроизводимость термо-ЭДС, вследствие чего термопары разделяют на категории А-1, А-2, А-3.

7. Тип ТНН(N)

Нихросил (Cr — 13,7%; Si — 1,2%;

Fe — 0,15%; Mg — 0,01%; остальное Ni)
Нисил (Si — 4,4%; Mg — 0,1%; остальное Ni)
Плюсы:
1. Рекомендуемая рабочая температура до 1200°С.
2. Высокая стабильность при температурах от 200 до 500°С.
3. Высокая точность.
4. Невысокая стоимость, т.к. в состав термопары входит железо.

Типы термопар из благородных металлов и их особенности:

8. Тип ТПП(B)
Платинородий-платинородиевая
Плюсы:
1. Максимальная температура, при которой может работать термопара, составляет 1500°С, кратковременно до 1750°С.
2. Может работать в окислительной среде.
Минусы:
1. Присутствует эффект загрязнения водородом, кремнием, парами меди и железа при температурах выше 900°С.
2. При температуре выше 1000°С термопара может загрязняться кремнием, который присутствует в некоторых видах защитных керамических материалов.
3. Не рекомендуется применение при температуре ниже 600°С, где термо-ЭДС очень мала и нелинейна.

9. Тип ТПП(S) и ТПП(R)
Платинородий-платиновая
Плюсы:
1. Максимальная температура, при которой может работать термопара, составляет 1350°С, кратковременное до 1600°С.
2. Может работать в окислительной среде.
Минусы:
1. Присутствует эффект загрязнения водородом, углеродом, парами меди и железа при температурах выше 900°С. При содержании в платиновом электроде 0,1% железа, тером-ЭДС изменяется более, чем на 1 мВ (100°С) при 1200°С и 1,5 мВ (160°С) при 1600°С.
2. При температуре выше 1000°С термопара может загрязняться кремнием, который присутствует в некоторых видах защитных керамических материалов.
3. Не рекомендуется применение при температуре ниже 400°С, где термо-ЭДС очень мала и нелинейна.

Для подключения к термопреобразователям вторичных приборов используется компенсационный провод, имеющий такой же химический состав, что и провода термопары.

Компенсационные провода применяются для вывода места соединения вторичных приборов от непосредственного места использования термопары, так как на объекте измерения может быть высокая температура. Компенсационный провод дешевле термопарного и практически не вносит погрешности в измерения.

Так же для термопар в качестве компенсационного провода можно использовать медный провод, но в таком случае необходимо использовать нормирующий преобразователь, который предназначен для преобразования термоэлектродвижущей силы термоэлектрических преобразователей (ТП) и термоэлектрических преобразователей сопротивление (ТС) в унифицированный выходной сигнал 4–20 мА постоянного тока, пропорциональный измеряемой температуре.

Термопреобразователи должны быть защищены от механических и химических воздействий измеряемой среды. Для этих целей применяется специальная защитная арматура. В зависимости от измеряемой среды это может быть и жаропрочная сталь, например таких марок как Inconel, Kanthal, хромникелевая сталь или ХН45Ю, так и чугун (для расплавов солей металлов), графит, боросилицированный графит или нитридная керамика (для расплавов цветных металлов). В высокотемпературных газовых и жидких средах, при наличии абразивных частиц применяется самосвязный карбид кремния.

Для защиты термопар из драгоценных металлов применяются керамические чехлы, чаще всего двойные, внутренний газоплотный керамический чехол, для защиты от воздействия компонентов термометрируемой среды, и внешний, не газоплотный, стойкий к термоудару. Для защиты термопар используется керамика на основе Al2O3 типов С530; С610; С795; С799, а также керамика, производимая под различными торговыми марками, но соответствующая одному из указанных типов.

Итоги
Статья позволяет ориентироваться в промышленных датчиках температуры в зависимости от измеряемых сред и диапазонов температур.

Список используемой литературы

1. Гордов А.Н., Жагулло О.М., Иванова А.Г. Основы температурных измерений. М.: Энергоатомиздат, 1992.
2. Гордов А.Н., Геращенко О.А. Температурные измерения, справочник. Киев: Наукова Думка, 1989.
3. Плясункова Л.А., Шкарупа И. Л. Исследование микроструктуры керамики различных производителей, используемой для защиты термопар из драгоценных металлов. Обнинск, 2009.
3. Рогеберг И.Л., Бейлин В.М. Сплавы для термопар: справочник. М.: Металлургия, 1983.
4. Ландсберга Г.С. Элементарный учебник физики. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010.
5. Берклеевский курс физики. Т. I–V. М.: Наука, 1971–1972.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Sensor selection for temperature measurement

UDC 681.2

Authors:
Mikhail V. Miroshkin — master degree in Aerospace engineering, technical engineer[1]; mishgan.miro@yandex.ru

[1]Vakuummash, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
Proper and accurate temperature measurement today is important subject in production functioning and development of society. All technological processes require accurate measurements, and for the chemical and petroleum industry, control for reactions and process automation with all temperature regimes has the most important role. Therefore the correct choice of temperature sensor, largely determines the validity of the results. Aricle gives an introduction about the basic types and characteristics of thermocouples.

Materials and methods
The article is written in accordance with the general knowledge about the existing thermocouples their advantages and disadvantages.

Results
Article allows focus on an industrial temperature sensors, depending on the measurement environments and temperature ranges.

Keywords
temperature measurement, sensor selection, temperature, thermocouple, temperature

References

1. Gordov A.N., Zhagullo O.M., Ivanova A.G. *Osnovy temperaturnyh izmerenij* [Basics of temperature measurement]. Moscow: *Energoatomizdat*, 1992.
2. Gordov A.N., Gerashhenko O.A. *Temperaturnye izmerenija* [Temperature measurements: handbook]. USSR AS. Kiev: *Naukova Dumka*, 1989.
3. Pljasunkova L.A., Shkarupa I. L. *Issledovanie mikrostruktury keramiki razlichnyh proizvoditelej, ispol'zuemoj dlja zashhity termopar iz dragocennyh metallov* [Microstructure of ceramics from different manufacturers used to protect thermocouples made of precious metals]. Obninsk, 2009.
3. Rogeberg I.L., Bejlin V. M. *Splavy dlja termopar* [Alloys for thermocouples: handbook]. Moscow: *Metallurgija*,1983.
4. Landsberg G.S. *Elementarnyj uchebnik fiziki* [Elementary physics book]. Moscow: *FIZMATLIT*, 2010.
5. Berkleevskij kurs fiziki [Berkeley Physics Course]. V. I–V. Moscow: Nauka, 1971–1972.

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в наземно-скважинной сейсморазведке

(по материалам Гальперинских чтений — 2012 и 2013 гг.)

В.С. Мануков
vsmanukov@cge.ru

ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

Двенадцатая и тринадцатая ежегодные конференции «Гальперинские чтения — 2012 и 2013», состоявшиеся, соответственно, в октябре 2012 и 2013 гг. в Москве, в ЦГЭ, заметно отличаются широким тематическим разнообразием от мероприятий предыдущих лет. Программы этих Чтений осветили некоторые из основных проблем современной нефтяной сейсморазведки, которые существуют и возникают на всех этапах геологоразведочных работ — от поиска и разведки до разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Тенденция расширения тематики Гальперинских чтений, наметившаяся уже с первых конференций, обусловлена, прежде всего, востребованностью той информации, которую можно получить только из данных ВСП, в том числе и интегрированных с данными наземной 2D и 3D сейсморазведки. Эти интегрированные данные могут быть получены как при одновременной регистрации наземно-скважинных наблюдений, так и на этапе комплексной интерпретации раздельно полученных данных. Помимо изначально используемой информации о составе регистрируемого на вертикальном профиле волнового поля, современные модификации систем наблюдения, обработки и интерпретации данных ВСП позволяют сравнительно легко выделять волны разного типа: полезные и помехи, отраженные продольные и поперечные, обменные и проходящие, однократно и многократно отраженные волны, видеть границы акустической жесткости по всему разрезу, картину интерференции и изменения динамических характеристик волн и многое другое.

В последние годы использование данных ВСП в интеграции с наземной сейсморазведкой 2D и 3D в формате многоволновой 3С регистрации и с *корректным* применением различных модификаций непродольного ВСП — НВСП, ПМ ВСП позволило существенно повысить качество и информативность данных о геолого-физических характеристиках среды. Это более точные значения скоростей продольных и поперечных волн, используемых для построения глубинно-скоростной модели и структурных построений в околоскважинном пространстве, отношения скоростей Vs и Vp, коэффициентов Пуассона, Томпсена и целого ряда атрибутов, характеризующих геологическую среду, таких как анизотропия и инверсия сейсмических параметров, изменение коллекторских свойств пород, характер трещиноватости и других параметров, необходимых при построении и уточнении геологических и гидродинамических моделей, для уточнения места заложения новых эксплуатационных скважин, при мониторинге режима эксплуатации месторождений, прогноза ресурсов и подсчёта запасов УВ.

В каждой из конференций ГЧ-2012 и ГЧ-2013 участвовало до 100 и более специалистов, ученых, аспирантов и студентов геолого-геофизических, нефтегазодобывающих и разведочных компаний, НИИ, НТЦ, учебных университетов и институтов России, Украины, Белоруссии, Казахстана, Узбекистана, реже из дальнего зарубежья — Болгарии, Германии, Польши, Китая, Англии, Австралии, в том числе специалисты ряда совместных российско-иностранных предприятий, аккредитованных в Москве.

На ГЧ-2012 было обсуждено 54 доклада, представленных от имени 134-х авторов из 43-х организаций, на ГЧ-2013 — 40 докладов, от 96 авторов из 55 организаций. Если учесть ещё и слушателей без докладов, то количество организаций будет больше. Отметим, однако, что при таком кворуме, геологи и геофизики нефтегазовых компаний, к сожалению, составляют незначительное число, несмотря на то, что большая часть Программы конференций целенаправленно адресована именно им, как основным пользователям инновационной научно-технологической продукции. И где, как ни на подобных конференциях, все новейшие разработки должны обсуждаться пользователями с разработчиками и соответствующим образом в дальнейшем передаваться в производство.

Непосредственно вопросам развития и результатам применения метода ВСП на этих двух Чтениях посвящено 14 докладов. Большая их часть посвящена опробованию оригинальных методических приёмов, направленных на достижение наиболее достоверной точности результатов в изучении сложно построенных геологических структур, в основном в околоскважинном пространстве разными модификациями метода ВСП — непродольного НВСП из нескольких пунктов возбуждения, поляризационного метода — ПМ ВСП, ВСП ПИ (подвижный источник) в комбинации с данными, полученными в формате многоволновой сейсмики. Кстати, модификация непродольного НВСП довольно широко применяется и, судя по публикациям и докладам, представленным практически на всех предыдущих Гальперинских чтениях, во многих случаях позволяет получать положительные результаты в изучении геологии околоскважинного пространства, подтверждаемые бурением и другими оценочными критериями. Геофизикам также известно, что в определённых геологических условиях существуют принципиальные ограничения для применения способа НВСП, которые не могут быть устранены или компенсированы соответствующими методическими приемами. Тем не менее, как проводились, так и продолжаются поиски альтернативных решений этой проблемы путем углублённых теоретико-экспериментальных исследований и их практического опробования. Особое внимание при этом отводится этапу проектирования работ по НВСП, где учитываются технологические возможности и ограничения НВСП. Не вдаваясь в подробности, приведу ссылки на источники нескольких опубликованных примеров успешного использования НВСП в разных по сейсмогеологическим условиям районах при решении довольно большого круга геологических задач, включая геологическое строение околоскважинного пространства, определение места заложения новых эксплуатационных скважин и других задач [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Это лишь малая часть

из работ, относящихся к рассматриваемой проблеме. Только по заголовкам этих статей и докладов, заслушанных на Гальперинских чтениях, уже можно понять насколько серьёзно востребована нефтяниками технология НВСП. В этом отношении следует особо отметить большой вклад в развитие и внедрение инновационных модификаций метода ВСП компании ЗАО НПЦ «Геостра», входящей в состав ОАО «Башнефтегеофизики».

На основе многолетнего опыта проведенных в нескольких нефтяных регионах России работ по ВСП с его модификациями более чем в 500 скважинах и в комплексе с 2D/3D и ГИС ими создана научно и экспериментально обоснованная технология, называемая «ВСП сопровождение глубокого бурения на различных этапах геологоразведочных работ».

Особенно впечатляет установившийся порядок принятия решений нефтяной компанией о дальнейших работах по эксплуатации месторождения исключительно по рекомендациям Башнефтегеофизики, составленным по результатам выполненного комплекса работ «ВСП — сопровождения». Нетрудно оценить, какой экономии средств, сокращения сроков работ, объёмов бурения и прироста запасов и т.п. можно достичь только от корректировки сетки бурения, уточнения контура залежи, места заложения новых скважин и оптимитизации других параметров разработки и эксплуатации месторождения, имея требуемую информацию, добытую путём корректного применения НВСП в интеграции с наземными 2D и 3D данными и ГИС.

В целом на фоне положительных результатов применения технологии НВСП на Гальперинских чтениях — 2012 был заслушан доклад от компании ОАО «Лукойл», «Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований», позднее опубликованный [7], в котором авторы наряду с полезными высказываниями об известных недостатках и ограничениях НВСП для решения определённых геологических задач в околоскважинном пространстве, предложили от имени компании Лукойл полностью отказаться от проведения работ по НВСП, объявив, что большинство публикаций об успешном применении НВСП «являются скорее подменой действительного результата желаемым», чем вызвали справедливое возмущение аудитории непрофессиональной и дилетантской оценкой труда многих специалистов. Вскоре после конференции вышла статья [8], в которой приводятся мнения известных геофизиков и в том числе самого Гальперина Е.И., создателя метода ВСП, о несостоятельности предложения авторов доклада [7] в отказе от применения НВСП.

Как бы в продолжение дискуссии об эффективности использования результатов ВСП при разработке нефтяных и газовых месторождений на ГЧ-2013 компанией ООО НПЦ «Геостра» был представлен доклад на эту тему, содержащий всесторонний анализ огромного объёма материалов (более 500 скважин), полученного на месторождениях Башкирии, Урало-Поволжья, Оренбуржья, Западной Сибири. Показаны успешные результаты решения с помощью НВСП следующих задач скважинной сейсморазведкой: уточнение структурного плана продуктивных отложений и сети тектонических нарушений, прогноз развития и оценка коллекторов в околоскваженном пространстве, выявление и оценка ориентированной трещиноватости, рекомендации по размещению точек последующего бурения. Все эти результаты подтверждены бурением, сравнением с данными ГИС, керновым материалом и другими критериями. Приводятся примеры: уникальной возможности НВСП для выявления и оценки субвертикально ориентированной трещиноватости по расщеплению поперечной волны (Зап. Сибирь); в 37 скважинах, пробуренных по рекомендациям НВСП подтверждаемость прогноза развития коллекторов составила 94% (Оренбург), по материалам анализа 270 скважин, пробуренных по данным НВСП, подтверждаемость прогноза нефтеносности составила 94,4% (Башнефть). Авторы этого доклада считают, что некоторые организации, не имеющие достаточного специфичного опыта в обработке данных НВСП, получают недостоверные результаты, из-за чего создается негативное отношение к методу НВСП. Поэтому они предлагают создать специальный орган аккредитации исполнителей работ и информировать заказчиков об этом.

Относительно новые перспективные направления исследований и разработок, обсужденные на ГЧ-12 и ГЧ-13, представляют прямой интерес для нефте- и газодобывающих компаний и будут ими востребованы. Некоторые из них уже используются в производственном режиме, часть разработок находятся в стадии опробования и внедрения.

Наиболее продвинутыми являются разработки отечественного программного обеспечения. Ниже приводятся названия статей, публикуемых в данном выпуске журнала, в которых раскрыта суть и технологические особенности данных разработок. Это:

1. «Трехмерное геологическое моделирование с учётом фациальных условий осадконакопления». Передовая технология, широко применяемая ОАО «ЦГЭ».
2. «Комплексное применение инструментов прогнозирования физических свойств терригенных коллекторов и палеотектонического анализа при уточнении истории формирования залежи углеводородов на базе функционально расширенного программного пакета DV-SeisGeo», разработка ОАО ЦГЭ, широко применяется в России и Китае.
3. «Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах», Разработка ОАО «ЦГЭ», теоретическая основа программы динамической интерпретации сейсмических материалов для пакета ИНПРЕС.
4. «Сейсморазведка высокой четкости (СВЧ) — бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных: основные положения, регистрация данных, анализ волновых полей». Разработка ООО «Геоверс».
5. «Наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта. Контроль качества и перспективы». Инновационная технология и программное обеспечение. Разработка ИФЗ РАН, ЦГЭ, ООО «Викосейс».
6. «Способы увеличения добычи нефти с учётом приливных движений Земли». Инновационная технология. Разработка ИФЗ РАН.
7. «Методы и средства системного анализа для освоения нефтегазодобывающих районов и месторождений Сибири и Дальнего Востока». Разработка Вычислительного Центра РАН.

На Гальперинских чтениях, в том числе и предыдущих, активно обсуждаются проблемы перспективного направления — микросейсмического метода поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений. В развитии и внедрении этого направления работают в Институте физики земли РАН, в Институте проблем нефти и газа РАН, ООО «Градиент», ООО «Викосейс» и в других компаниях. Несколько докладов по этому направлению были опубликованы в журнале «Экспозиция Нефть Газ» в 2011–2013 гг. Подробно об этом, а также о теоретико- экспериментальных исследованиях, рассматриваемых на конференциях ГЧ, планируется опубликовать в будущих выпусках журнала «Экспозиция Нефть Газ», а также в журналах «Ойл энд Газ Евразия», «НефтеСервис», «Нефть Газ Новации», в которых уже имеются публикации из материалов конференции «Гальперинские чтения», за что Оргкомитет конференции выражает им глубокую благодарность.

Список используемой литературы

1. Чудинов Ю.В., Кузнецова Н.М., Богомолова Н.А., Тимошенко И.А., Коровко Л.Н. Применение ПМ НВСП на этапе эксплуатации месторождений в Пермском крае. Технологии сейсморазведки. 2008. №4.
2. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Ахтямов Р.А., Бачурин Н.А., Шапоренко С.Н. Эффективность применения НВСП на нефтяных объектах Западного Оренбуржья. Технологии сейсморазведки. 2008. №4.
3. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Способ построения глубинного разреза по данным НВСП. Тезисы докладов. Гальперинские чтения —2011. 2011. Режим доступа: http://www.geovers.com
4. Хайрутдинов Р.Н. Качественная оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП. Тезисы докладов Гальперинские чтения — 2012. 2012. Режим доступа: www.geovers.com
5. Измерение анизотропии скорости по данным НВСП. 2013. Редекоп В.А. Тезисы докладов Гальперинские чтения — 2013. 2013. Режим доступа: www.geovers.com
6. Мануков В.С. Сейсморазведка 2D, 3D неполноценна без ВСП при изучении нефтегазовых месторождений. Технологии сейсморазведки. 2008. №4.
7. Хромова И.Ю., Николаев Д.А. Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований. 2013. №1 (21). НефтеСервис.
8. Шехтман Г.А. Является ли вертикальное сейсмическое профилирование разведочным методом. Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. №04(42).
9. Ленский В.А., Адиев А.Я. Ирбакаев Д.Р., Шарова Т.Н. Эффективность исследований методом скважинной сейсморазведки на месторождениях нефти и газа. 2013. Тезисы докладов Гальперинские чтения — 2013.

УДК 550.3

Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах

А.Г. Авербух
д.т.н., ведущий специалист[1]
inpres@cge.ru

С.Ю. Граф
канд. ф.м.н., доцент, инженер[1]
inpres@cge.ru, Sergey.Graf@tversu.ru

[1]ОАО Центральная геофизическая экспедиция, Москва, Россия

Анализируются качественные и количественные эффекты динамики волны, отраженной от трещиноватого коллектора. Оценивается азимутальная зависимость сейсмических параметров от плотности трещин, количества и ориентации систем трещин, а также от выбора различных типов эффективных моделей трещиноватых сред. Рассматривается вопрос о связи эффективных моделей трещиноватых сред с физическими параметрами трещин. Предлагается аналитический аппарат для оценки параметров трещиноватости по азимутальным вариациям сейсмических характеристик однократно отраженных волн.

Материалы и методы
Методы теории эффективных сред. Метод численного моделирования сейсмических волновых полей однократно отраженных волн в анизотропных средах.

Ключевые слова
трещиноватый коллектор, сейсмически анизотропная среда, эффективная модель

Выявление трещиноватых зон и оценка их параметров являются важными задачами современной сейсморазведки. Различным способам построения эффективных моделей трещиноватых сред в сейсморазведке и свойствам сейсмически анизотропных сред посвящена обширная литература [1—7]. Авторы настоящей работы фокусируют внимание нескольких основных моделях, позволяющих проследить связь между физическими свойствами трещиноватых пород, характером эквивалентных эффективных сред и их влиянием на кинематику и динамику сейсмических волн.

В 1962 г. Г. Бэйкусом [2] предложен метод построения анизотропных эффективных моделей сред, эквивалентных системам тонких изотропных параллельных слоев с условием стационарности, заключающимся в непрерывности деформаций в направлении вдоль границ слоев и непрерывности напряжений в направлении, ортогональном к границам слоев. Процедура осреднения Бэйкуса использовалась впоследствии многими авторами и была обобщена М. Шоенбергом [7] на случай систем тонких анизотропных слоев с соблюдением условия стационарности. Метод Шоенберга позволяет строить эффективные анизотропные среды, эквивалентные в некотором смысле трещиноватым средам с произвольным набором разнонаправленных систем трещин.

На основе процедуры осреднения Бэйкуса М. Шоенбергом была предложена модель описания трещиноватых сред, известная как модель плоских параллельных трещин с условием линейного проскальзывания [7].

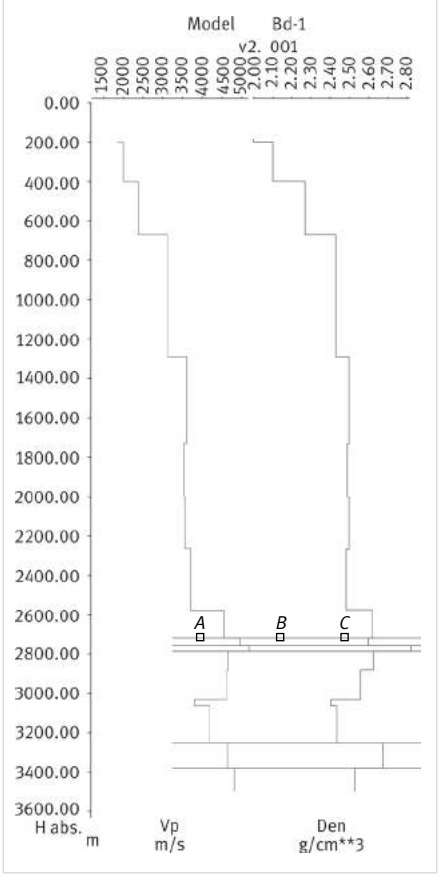


Рис. 1 — Глубинная акустическая модель. Трещиноватые пласты A, B, C отмечены с квадратами

Другой классической моделью трещиноватых сред является предложенная в 1981 г. Дж. Хадсоном [6] модель монетообразных трещин. Отметим, что модель монетообразных трещин Хадсона допускает обобщение на случай взаимодействующих трещин, предполагающий перетекание флюида и наличие сферических пор.

Во всех указанных случаях свойства трещиноватой среды находят свое выражение в структуре и значениях эффективного тензора жесткости

$$\mathbf{C} = \left\{C_{ij}\right\}_{i,j=\overline{1,6}},$$

отражающего связь $\sigma = C\varepsilon$ между векторами напряжений σ и деформации ε.

Авторами настоящей работы получены явные $\mathbf{C}$ зависимости, позволяющие находить компоненты эффективного тензора жесткости по значениям скоростей и плотностей во вмещающей матрице и в трещинах и по значению плотности трещин d. В частности, пусть трещины ортогональны оси абсцисс. Тогда компоненты эффективного тензора $\mathbf{C}$ в соответствии со схемой Бэйкуса определяются по формулам

$$C_{11} = \left\langle \frac{1}{\rho\, v_P^2} \right\rangle^{-1} = \rho v_P^2 \left(1 - d\left(1 - \frac{\rho v_P^2}{\hat{\rho}\hat{v}_P^2}\right)\right)^{-1},$$

$$C_{33} = \left\langle \rho\, v_P^2 \right\rangle - \left\langle \frac{\rho\left(v_P^2 - 2v_S^2\right)^2}{v_P^2} \right\rangle + \left\langle 1 - 2\frac{v_S^2}{v_P^2} \right\rangle^2 \times$$

$$\times \left\langle \frac{1}{\rho\, v_P^2} \right\rangle^{-1} = \rho v_P^2 \left\{1 - 4d(1-d)\frac{v_S^2}{v_P^2}\left(1 - \frac{\hat{\rho}}{\rho}\frac{\hat{v}_S^2}{v_S^2}\right) \times \right.$$

$$\left. \times \left(1 - \frac{\hat{v}_S^2}{\hat{v}_P^2} - \frac{\rho}{\hat{\rho}}\frac{v_P^2}{\hat{v}_P^2}\left(1 - \frac{v_S^2}{v_P^2}\right)\right)\right\}\left(1 - d\left(1 - \frac{\rho v_P^2}{\hat{\rho}\hat{v}_P^2}\right)\right)^{-1},$$

$$C_{44} = \left\langle \rho v_S^2 \right\rangle = \rho v_S^2 \left(1 - d\left(1 - \frac{\hat{\rho}\hat{v}_S^2}{\rho v_S^2}\right)\right),$$

$$C_{55} = \left\langle \frac{1}{\rho\, v_S^2} \right\rangle^{-1} = \rho v_S^2 \left(1 - d\left(1 - \frac{\rho v_S^2}{\hat{\rho}\hat{v}_S^2}\right)\right)^{-1},$$

$$C_{13} = \left\langle \frac{1}{\rho\, v_P^2} \right\rangle^{-1} \left(1 - 2\left\langle \frac{v_S^2}{v_P^2} \right\rangle\right) =$$

$$= \rho v_P^2 \left\{1 - 2\frac{v_S^2}{v_P^2}\left(1 - d\left(1 - \frac{\hat{v}_S^2}{\hat{v}_P^2}\frac{v_P^2}{v_S^2}\right)\right)\right\}$$

$$\left(1 - d\left(1 - \frac{\rho v_P^2}{\hat{\rho}\hat{v}_P^2}\right)\right)^{-1},$$

причем $C_{23} = 2C_{44} - C_{33}$. В данной записи

$$v_P,\ v_S,\ \rho$$

— скорости распространения волн и плотность во вмещающей матрице, а

$$\hat{v}_P,\ \hat{v}_S,\ \hat{\rho}$$

— скорости и плотность в заполнителе трещин. Эффективные тензора жесткости для сред,

полученных наложением нескольких систем трещин, следующих в различных направлениях, могут быть получены сходным образом.

Все упомянутые способы построения эффективных трещиноватых сред приводят к тензорам жесткости одинаковой структуры, но, вообще говоря, с различными количественными проявлениями вызванных трещиноватостью эффектов анизотропии.

Следовательно, при оценке особенностей, вызванных влиянием трещиноватости в исследуемой среде, следует учитывать выбор метода построения эффективной модели, приводящий при одних и тех же физических параметрах среды к различным кинематическим и динамическим результатам.

Еще более важно обратное замечание. При известных свойствах геологических пород и имеющихся оценках параметров сейсмической записи, исходя из различных представлений о модели трещиноватой среды, могут быть получены различные оценки параметров трещиноватости, такие как плотность трещин, свойства заполнителя и т.д. С учетом сделанных замечаний, очевидно, что задача определения физических свойств трещиноватой среды, вообще говоря, некорректна, тем более, что реальная трещиноватая среда безусловно устроена более сложно по сравнению с идеализированными представлениями, используемыми при ее анализе.

В соответствии с обозначенной выше схемой авторами была проведена серия численных экспериментов, моделирующих кинематические и динамические эффекты влияния трещиноватости на отражение продольных волн от трещиноватых коллекторов при различных значениях плотности трещин и различных методах формирования эффективной среды. Рассмотренные модели представляли собой трехмерную горизонтально слоистую среду, включающую в себя серию расположенных в карбонатной толще азимутально анизотропных трещиноватых нефтенасыщенных пластов. Соответствующая акустическая модель приведена на рис. 1. Плотность трещин варьировалась в пределах от 0 до 5 %.

При моделировании учитывались эффекты поляризации и преломления волн на границах однородных упругих пластов моделей, различие фазовых и групповых скоростей и углов падения в трехмерной анизотропной среде. Зависимость определенных на основе численного решения уравнения Кристоффеля фазовых скоростей квазипродольных и квазипоперечных волн в трещиноватых коллекторах от азимута, а также отношение квазипродольных и квазипоперечных волн проиллюстрированы на следующих диаграммах. Горизонтальная ось на диаграммах соответствует азимуту 0 — направлению, ортогональному плоскости простирания трещин.

На следующих диаграммах приведены примеры фрагментов азимутальных сейсмограмм ОСТ, иллюстрирующие изменение динамики волнового поля в зависимости от плотности трещин и азимута. Азимут 0 соответствует направлению, ортогональному плоскости простирания трещин. Цветом выделены участки записи, соответствующие отражению от трещиноватой пачки.

Азимутальные индикатрисы оцениваемых кинематических и динамических параметров отраженных от трещиноватого слоя волн, вообще

Рис. 2 — Азимутальные индикатрисы фазовых скоростей в трещиноватом слое А. Плотность трещин 2%. Эффективная среда построена по схеме Бэйкуса

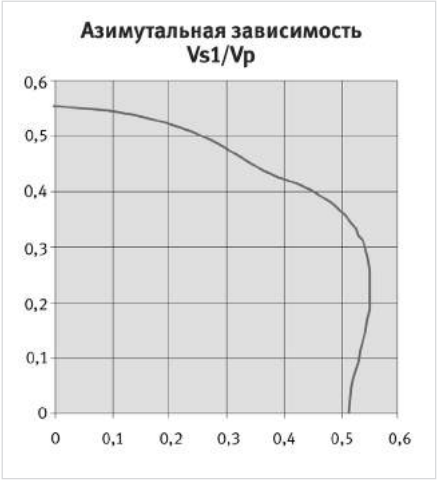


Рис. 3 — Азимутальная индикатриса отношения фазовых скоростей вертикально поляризованной квазипоперечной волны и квазипродольной волны в трещиноватом слое А. Плотность трещин 2%

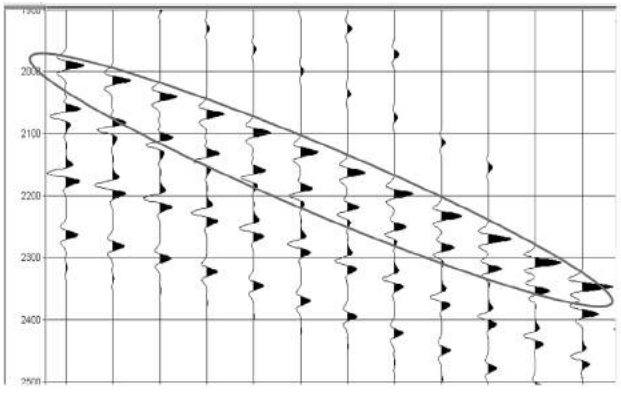


Рис. 4.1 — Плотность трещин 1%, азимут 0.

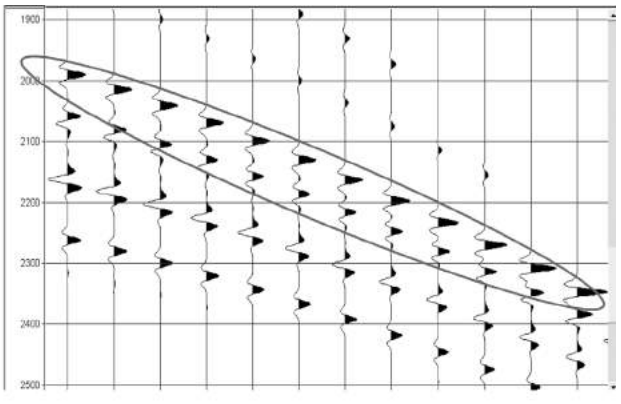


Рис. 4.2 — Плотность трещин 1%, азимут 90.

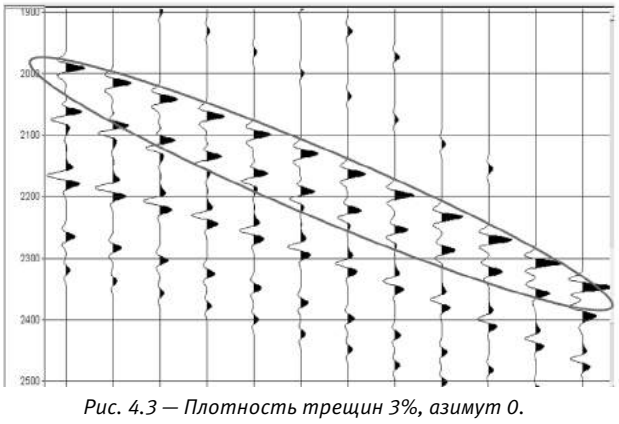


Рис. 4.3 — Плотность трещин 3%, азимут 0.

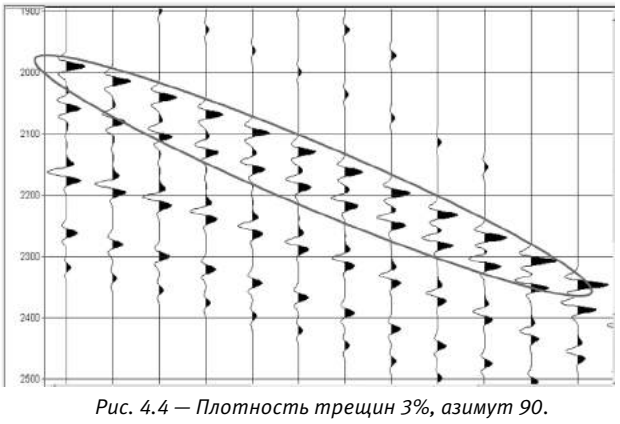


Рис. 4.4 — Плотность трещин 3%, азимут 90.

Рис. 4 — Азимутальные динамические эффекты для отражения от трещиноватой пачки А–В.

говоря, не являются эллиптическими, но достаточно часто могут быть приближены эллипсами. Характер азимутальных зависимостей градиентов амплитуд, соответствующих отражению от подошвы трещиноватого слоя А модели, а также зависимость эффективных эксцентриситетов градиентов амплитуд от плотности трещин проиллюстрированы на следующих диаграммах.

Заметим, что эффективные эксцентриситеты фазовых скоростей оказываются менее выраженными, чем аналогичные эксцентриситеты градиентов амплитуд, что повышает ценность последних при определении параметров трещин.

Отдельный интерес представляет вопрос о возможности выявления и анализа трещиноватых коллекторов при наличии в них нескольких произвольно ориентированных систем трещин. В случае, когда в коллекторе присутствуют две ортогональных системы трещин, возникающая эффективная анизотропная среда оказывается орторомбической, а если две системы трещин находятся в произвольном положении, то моноклинальной.

При всей сложности проблемы определения физических параметров трещиноватой среды по сейсмическим атрибутам необходимо отметить, что общий характер влияния процента трещиноватости на кинематику и динамику отраженных волн для той или иной эффективной модели остается достаточно устойчивым и может быть описан экспериментальной или эвристической зависимостью (см. рис. 5.2.). Форма подобных зависимостей при вариации отдельных параметров трещиноватой среды (таких как направление и плотность трещин, скорости и плотность заполнителя трещин) представляет собой основу для решения поставленной обратной задачи.

Из проведенного авторами анализа и, в частности, из приведенных выше диаграмм следует, что *трещиноватость может быть выявлена, а плотность трещин количественно оценена путем анализа смоделированных азимутальных кинематических и динамических эффектов.*

Отдельно следует отметить, что для эффективных моделей трещиноватых сред, построенных по схеме Хадсона (моделей с монетообразными трещинами), характерны более ярко выраженные анизотропные азимутальные эффекты, как правило, нетипичные для физических сред.

Тем не менее, модели монетообразных трещин, как и модели Бэйкуса-Шоенберга, являются приемлемыми и допустимыми для описания трещиноватых сред при регулярной трещиноватости 1–3%. Для построения моделей эффективных сред с большим процентом регулярной трещиноватости более корректным оказывается применение процедуры Бэйкуса.

Итоги

Проведена серия численных экспериментов, моделирующих кинематические и динамические эффекты влияния трещиноватости на отражение продольных волн от трещиноватых коллекторов при различных значениях плотности трещин и различных методах формирования эффективной среды.

Выводы

- предложена методология определения сейсмических характеристик регулярно трещиноватых сред по упругим свойствам матрицы породы и заполнителя трещин, позволяющая получать количественные решения широкого круга прямых и обратных задач сейсморазведки;
- разработан инструмент для численного моделирования кинематических и динамических вариаций волновых полей, соответствующих отражениям от трещиноватых пластов;
- предложена методология оценки плотности трещин по эффективным эксцентриситетам азимутальной изменчивости AVO градиентов и пластовых скоростей продольных волн, исходя из выбранной для описания трещиноватости эффективной модели среды и скважинных данных (или предположений) об упругих свойствах матрицы и характере заполнения трещин;
- разработан аналитический аппарат для оценки параметров трещиноватости по азимутальным вариациям сейсмических характеристик однократно отраженных волн.

Список используемой литературы

1. Авербух А.Г., Подъяпольский Г.С., Золотов Е.М. *Скорости распространения плоских упругих волн в осесимметричных неоднородных средах* // Физика Земли. 1975. № 3. С. 43–51.
2. Граф С.Ю. Кинематические методы анализа анизотропии сейсмических скоростей в трансверсально-изотропных средах. Спец. выпуск к 45-летию ЦГЭ // Геофизика, 2012. С. 28–37.
3. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. Geophys. Res. 1962, 67, pp. 4427–4440.
4. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Parts I, II, III. Geophysics, 2000, 65, pp. 1788–1830.
5. Grechka V. Application of seismic anisotropy in the oil and gas industry. Education tour series CIS. EAGE, 2009. 171 p.
6. Hudson J.A. Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks. Geophys. J. Roy. Astr. Soc., 1981, 64, pp. 133–150.
7. Schoenberg M., Muir F. A *Calculus for finely layered anisotropic media*. Geophysics, 1989, 54, pp. 581–589.

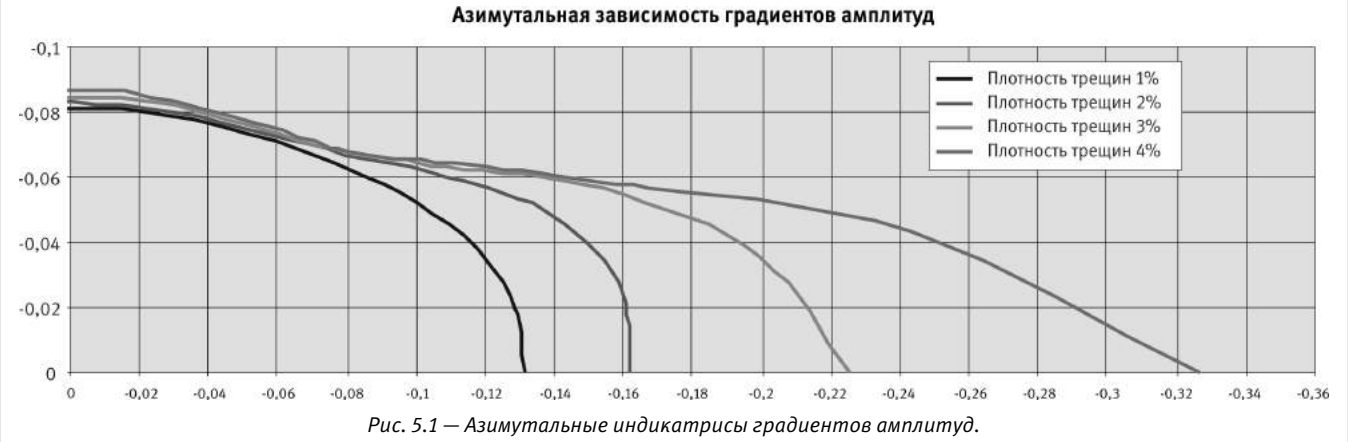


Рис. 5.1 — Азимутальные индикатрисы градиентов амплитуд.

Рис. 5.2 — Азимутальные индикатрисы градиентов амплитуд.

Characteristics of reflected waves in regular fractured media

UDC 550.3

Aleksandr G. Averbukh — dr. sc., a leading expert[1]; inpres@cge.ru
Sergey Y. Graf — candidate. f.m.n., associate engineer[1]; inpres@cge.ru, sergey.Graf@tversu.ru

[1]Central Geophysical Expedition JSC, Moscow, Russian Federation

Abstract
The qualitative and quantitative effects of dynamics of waves reflected from fractured collector are analyzed. The azimuth dependences of seismic parameters on crack density, geometrical characteristics of fractures and choose of the type of effective model of fractured media are estimated. The problem of connection of characteristics of effective model of fractured media with the physical properties of fractures is considered. The analytical instrument for the estimation of properties of the fractured media in terms of azimuth variations of seismic characteristics of primary reflected waves is suggested.

Materials and methods
Methods of effective media theory. Methods of numerical modeling of seismic wave fields in anisotropic media.

Results
Numerical modeling of cinematic and dynamic azimuth effects of body waves reflected from fractured reservoirs was realized. Dependence of azimuth anomalies on physical properties of fractures and choose of effective model was analyzed.

Conclusions
- The methodology of determination of seismic characteristics of regularly fractured media in terms of elastic properties of matrix and fracture fill is proposed.
- An instrument for a numerical modeling of cinematic and dynamic azimuth effects of body waves reflected from fractured layers is developed.
- The methodology of determination of fracture density in terms of effective parameters of azimuth variations of AVO gradients, phase velocities and chosen model of effective media and borehole data is suggested.
- The analytic method of determination of parameters of fractured layer in terms of azimuth variations of seismic characteristics of reflected body waves is proposed.

Keywords
fractured collectors, Seismic anisotropic media, effective model

References
1. Averbukh A.G., Pod'japolsky G.S., Zolotov E.M. *Skorosti rasprostranenija ploskikh uprugikh voln v osesimmetrichnikh neodnorodnykh sredakh* (Velocities of elastic plane waves in axisymmetric medias) [The velocity of propagation of plane elastic waves in axisymmetric inhomogeneous media]. *Physika Zemli*, 1975, issue 3, pp. 43–51.
2. Graf S.Yu. *Kinematicheskie metody analiza anisotropii sejsmicheskikh skorostej v transversal'no isotropnikh sredakh* (Cinematic methods of analysis of anisotropy of seismic velocities in transverse isotropic media) [Kinematic analysis techniques seismic velocity anisotropy in transversely isotropic media. Spec. issue to the 45th anniversary of the CGE]. *Geofisika*, 2012, pp. 28–37.
3. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. Geophys. Res. 1962, 67, pp. 4427–4440.
4. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Parts I, II, III. Geophysics, 2000, 65, pp. 1788–1830.
5. Grechka V. Application of seismic anisotropy in the oil and gas industry. Education tour series CIS. EAGE, 2009. 171 p.
6. Hudson J.A. Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks. Geophys. J. Roy. Astr. Soc., 1981, 64, pp. 133–150.
7. Schoenberg M., Muir F. A Calculus for finely layered anisotropic media. Geophysics. 1989, 54, pp. 581–589.

ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.8.02

Трехмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления

С.И. Билибин
д.т.н, заместитель ген.директора по новым технологиям[1]
sibilibin@cge.ru

Н.Ф. Величкина
главный специалист по геологии отделения Геоинформационных технологий[1]
nfvelichkina@cge.ru

А.В. Вовк
начальник отдела геологии отделения Геоинформационных технологий[1]
avvovk@cge.ru

[1]ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

Трехмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления осуществляет переход от качественного уровня знания о месторождении, условиях образования отложений к количественной оценке

Трехмерное геологическое моделирование стало незаменимым инструментом изучения месторождений УВ, подсчета запасов, фильтрационных расчетов. Объемная модель в доступной форме создает более адекватное представление о геологическом строении месторождения по сравнению с плоскостной двумерной моделью. В настоящее время важная информация по геологическим фациальным условиям осадконакопления в большинстве случаев остается на описательном (качественном) уровне и не участвует в модели и подсчете запасов, так как пока неясен путь технологического решения подобных задач. Создание фациальной модели продуктивных отложений базируется на знаниях, которые в теории классической геологической науки уже давно существует, и признаны геологическим сообществом.

Основная причина, по которой фациальный анализ практически не используется в практике 3D моделирования, в том, что далеко не на каждом месторождении имеются данные, позволяющие в полной мере провести такой анализ с доведением его до конкретных результатов, которые могли бы быть технологически учтены при построении 3Д-геологической модели.

Вторая причина заключается в том, что для создания фациальных моделей требуется обобщение большого объема информации из различных областей исследований — региональные и локальные геологические сведения, изученный по литологии, седиментации и ФЕС керн, данные ГИС, результаты сейсмической интерпретации, гидродинамических исследований, сведения по разработке месторождения. Только комплексный подход, при котором все имеющиеся данные увязываются в непротиворечивую схему, позволит корректно выполнить фациальный анализ.

Геологическое моделирование начинается с создания концептуальной геологической модели, которая служит основой модели фаций, исходя из знания региональных палеоусловий осадконакопления. Должна быть проделана большая предварительная работа литологов и седиментологов для уточнения фациальных условий конкретного локального изучаемого района работ. Для принципиальной концепции важна информация, которая позволяет от качественного уровня

параметров месторожждения. Данная технология геологического моделирования позволяет учесть в полной мере всю исходную информацию: условия образования отложений, данные исследования керна, сейсморазведку 3Д, обработку ГИС, данные испытаний и гидродинамических исследований скважин, геологическую и статистическую информацию по конкретным фациальным условиям осадконакопления.

Ключевые слова
геологическое моделирование, фациальный анализ, условия осадконакопления, литотипы, пористость, нефтегазонасыщенность, запасы углеводородов

геологических знаний о месторождении перейти к количественной оценке параметров моделирования. Результатом изучения и обобщения данных по аналогичным месторождениям являются сведения о литотипах, присутствующих в разных фациях, данные о долях и диапазонах изменений размеров тел литотипов, о значениях пористости и проницаемости для различных фациальных условий.

Подход к построению геологической модели с количественным учетом параметров фациальных зон осадконакопления повышает вероятность адекватного распределения запасов УВ в объемной модели месторождения. Это, в свою очередь, отражается на ускорении и повышении точности адаптации гидродинамической модели для качественного прогноза разработки месторождения.

В данной статье изложен подход количественного описания седиментационной модели, комплексирование ее с петрофизическими свойствами пород и создание в трехмерной цифровой модели на примере одного из месторождений Сахалинской области.

Многолетними исследованиями российских и зарубежных геологов установлено [1, 2, 5, 6], что миоценовые продуктивные отложения образованы в дельтовом комплексе Палеоамура. Осадки в дельтовом комплексе переносятся по каналам (руслам, протокам) вниз по пологому склону, и в зависимости от активности водного потока происходит дифференциация осадков по размерам зерен – от крупнозернистых при высокой энергии потока к мелкозернистым при ослаблении скорости переноса. В связи с этим важной особенностью всех месторождений дельтового комплекса Палеоамура является четкая смена фациальных зон с запада на восток, что определяет основные закономерности смены литотипов, ФЕС коллекторов, распределения запасов. В направлении от суши к глубокому морю фациальные зоны осадконакопления распределяются следующим образом: прибрежная дельтовая равнина, включающая каналы-русла, устьевые бары, фронт дельты — проксимальная часть дельты и дистальная, переход от фронта дельты — продельты — к глубоководной зоне морского шельфа (рис. 1).

Научными исследованиями отечественных и зарубежных ученых установлено, что ширина фациальных зон зависит от скорости потока течения в источнике сноса [3, 4]. Так, ширина распространения проксимального фронта дельты, как правило, изменяется от 4 до 8 км, для фаций с ухудшенными свойствами ширина зон возрастает с уменьшением зернистости осадков.

Выделенные фациальные зоны представлены сочетанием в разных соотношениях одних и тех же основных литологических типов (петротипов): ***песчаник, алевролит, глины и карбонатные песчаники***. Последовательность выделения фаций показана на рис. 2.

Выделение литотипов пород в разрезе скважин по месторождению осуществлялось по данным ГИС путем настройки показаний геофизических методов на гранулометрические исследования по процентному содержанию основных фракций: песчаной, алевритовой, глинистой.

Песчаник — первый петротип — состоит из хорошо отсортированных зерен и обладает хорошей пористостью, алевролит – второй петротип — соответственно, имеет свойства хуже, чем чистый песчаник, так как содержит в составе глину. Третий петротип представляет собой глинистую породу, в которой коллекторов не содержится. Карбонатные песчаники – четвертый петротип — также не являются коллекторами.

Для каждой фациальной зоны по скважинным данным были определены относительные доли литотипов с учетом удаленности от источника сноса. В зоне, близкой к источнику сноса осадочного материала, доля песчаной фракции в осадке или песчаной породы максимальна, а доля глины — минимальна, в зоне глубокого моря доля песчаника равна нулю, глины — максимальна. Фация продельты занимает промежуточное положение и представлена сочетанием алевролитов, песчаников и глин.

В результате анализа сочетаний выделенных литотипов были восстановлены палеоусловия осадконакопления, которые позволили понять распределение по разрезу и площади наиболее перспективных для скопления УВ осадков и в итоге построить карты-схемы фациальных зон осадконакопления для каждого продуктивного пласта (рис. 3). Полученные карты-схемы фациальных зон осадконакопления были использованы для последующего моделирования кубов фаций.

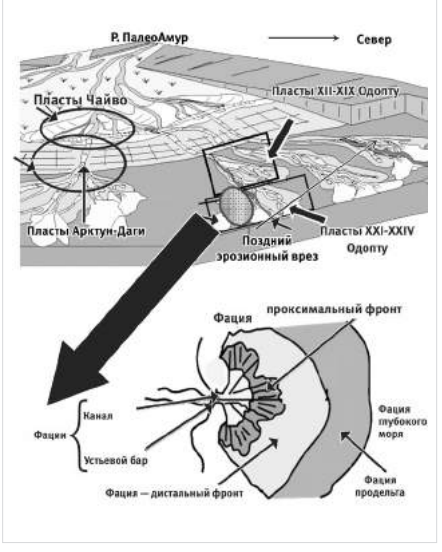


Рис. 1 — Геологическое строение фациальных зон дельтового комплекса

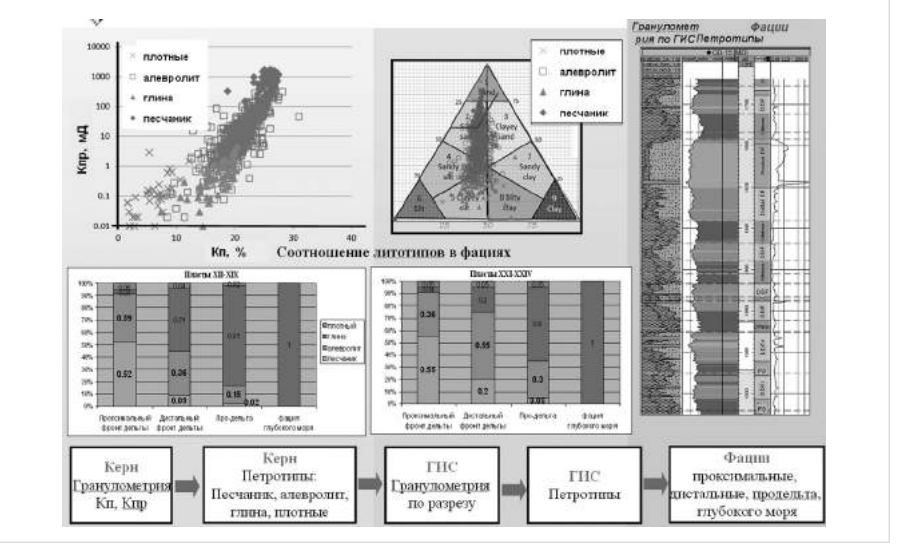


Рис. 2 — Выделение петротипов и переход к фациям по данным керна и ГИС

Анализ сейсмических динамических параметров (атрибутов) на месторождении позволил уточнить контуры фациальных зон по двум пластам (рис. 4), а также выделить изолирующий врез. По остальным пластам границы фациальных зон проводились с использованием данных ГИС, керна и концептуальной модели осадконакопления.

Моделирование проводилось с помощью модуля «Truncated Gaussian with trend» программного пакета Petrel (Schlumberger). *Модель фаций осадконакопления* для каждого пласта представляет собой дискретный куб, в котором каждой зоне осадконакопления присвоен свой индекс (рис. 5в). Каждая зона условий осадконакопления (рис. 5а) в данном модуле задавалась в виде карты-схемы, где сплошными линиями обозначены границы зон разных условий осадконакопления, пунктирными линиями заданы ширина переходной области между двумя зонами (рис. 5б). Также для расчета необходимы следующие параметры: характер сочетания фаций в разрезе и ширина переходной зоны между фациальными зонами — в нашем случае проградационный. В результате получен куб условий осадконакопления отображающий трехмерное распространение фаций.

На следующем этапе необходимо в пределах полученных фациальных зон распространить петротипы пород, слагающих эти зоны. *Распространение петротипов* проводилось по количественным характеристикам присущим каждой фациальной зоне. Так, например, песчаника больше в проксимальной части дельты и меньше в погруженной части дельты. Алевролита в дистальной части дельты больше чем проксимальной, в про-дельте его количество уменьшается и в погруженной части алевролит, как и песчаник, отсутствует. Для этого, кроме кривой петротипов по скважинам, задавались доли петротипов в каждой фации. В качестве исходных данных закладывались доли петротипов, полученные по данным ГИС, в целом по группе пластов. Статистика по группе пластов использовалась в связи с тем, что в отдельных пластах по некоторым зонам количество скважин было равным 1–3 или скважины в этих зонах отсутствовали, но исходя из геологических закономерностей распространения фаций, данная зона должна присутствовать в этом пласте (рис. 6). Полученные доли петротипов укладывались в разброс долей петротипов по аналогичным месторождениям.

Также для настройки модели были необходимы вариограммы для каждого петротипа и карты априорной вероятности распространения петротипов в объеме фаций. Анализ вариограмм проводился для каждого петротипа в целом по группе пластов без разделения на фациальные зоны, так как в отдельных зонах находятся одна две скважины, что не достаточно для корректного вариограммного анализа. Вариограммы для распространения литотипов песчаника и алевролита в модели, построенные по скважинам, имеют радиусы, равные около 1000 и 800 м по осям вдоль направления сноса (major) и перпендикулярном ему (minor). По аналогичным месторождениям, неоднородность строения которых подтверждается по обнажениям пород, отлагавшихся в дельтовых условиях, и по результатам гидродинамических расчетов с более продолжительной историей разработки, средние радиусы меньше. Соответственно, они равны 600 и 400 м. Эти радиусы были выбраны при моделировании.

Для построения куба петротипов также использовались карты априорной вероятности распространения петротипов, которые представляют собой поле значений вероятности каждого петротипа в соответствии с условиями осадконакопления и соответствующее нормированному среднему содержанию петротипа, определенному по скважинам и по месторождениям-аналогам. Карты априорной вероятности в целом коррелируются с фациальной моделью, но имеют существенно меньшую значимость при работе алгоритма моделирования. Сумма априорной вероятности по каждому пласту в области моделирования по всем картам равна 1.

В результате моделирования с учетом условий осадконакопления получен куб петротипов, в котором доля песчаника закономерно уменьшается от проксимальной части дельты до про-дельты. В дистальной части преобладает алевролит и глина, песчаник встречается намного реже. В палеопогруженной части преобладает глина (рис. 5в).

Построение *куба пористости* проводилось с учетом распределения петротипов в

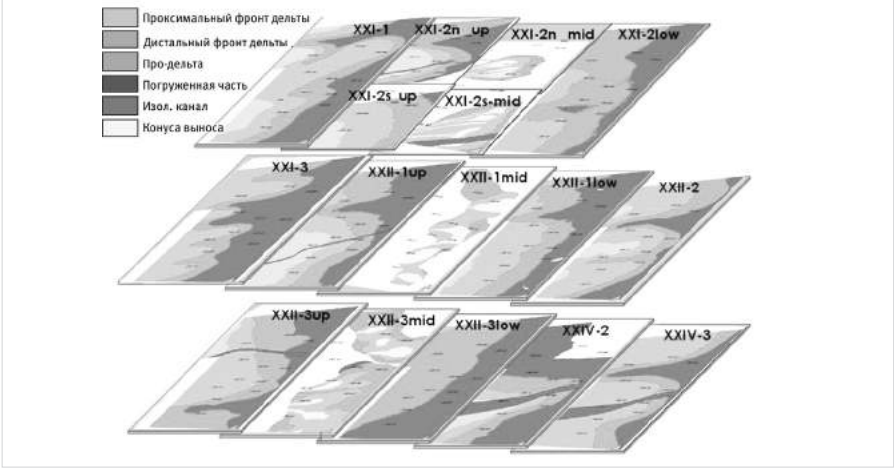


Рис. 3 — Карты-схемы фациальных обстановок для пачки пластов

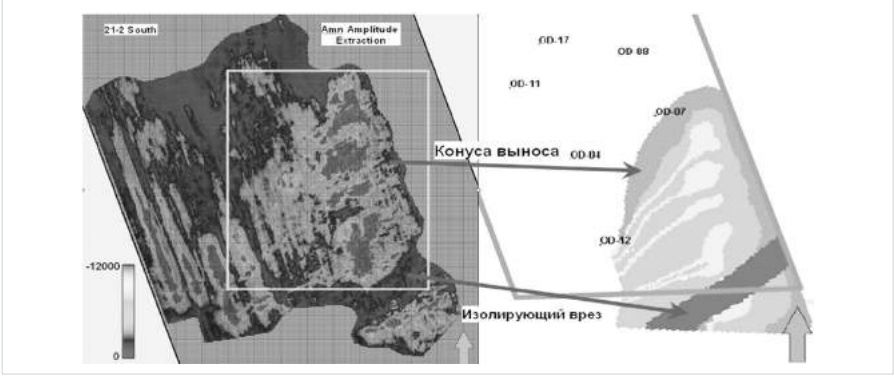


Рис. 4 — Пример выделения по атрибуту мгновенной амплитуды конусов выноса и изолирующего вреза

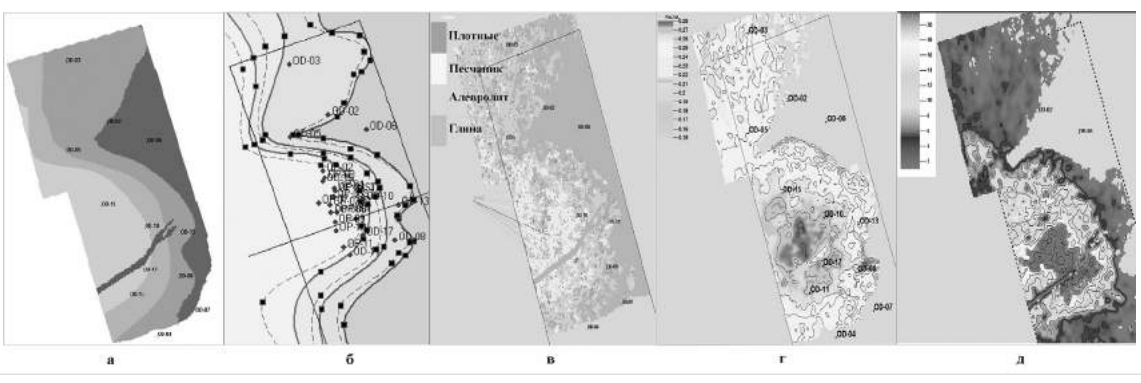


Рис. 5 — Моделирование фаций осадконакопления: а) карта распространения зон осадконакопления; б) тренд, построенный с учетом карты распространения зон осадконакопления; в) слой куба петротипов; г) карта пористости; д) карта эффективных толщин

фациальных зонах. Для моделирования куба пористости исходными данными кроме кривой пористости по скважинам и куба петротипов являлись статистические распределения пористости по петротипам. Расчет куба пористости проводился с использованием кривых распределения пористости по скважинным данным с учетом зон глинизации и уменьшения пористости до граничного значения при приближении к зонам выклинивания коллектора. Распределения пористости по ГИС для каждого пласта различаются, поэтому для расчета куба пористости задавались соответствующие каждому пласту распределения. В результате получен куб пористости, в котором значение пористости закономерно уменьшается от проксимальной части дельты до про-дельты (рис. 5г).

При расчёте *куба проницаемости* использовались зависимости проницаемости от коэффициента пористости, полученные по результатам исследования керна и ГДИ (рис. 6а), для разных петротипов — песчаников и алевритистых песчаников. В качестве исходных данных для моделирования проницаемости использовались значения Кпр, полученные по керну и ГДИ, параллельно напластованию.

Полученные зависимости представляют собой «гладкие» функции, которые не отражают степени неоднородности проницаемости коллекторов. Поэтому при построении куба проницаемости на линии регрессии был внесен статистический разброс, соответствующий распределению Кпр по керну и ГДИ (рис. 6 б).

Полученный кубы проницаемости опосредованно связан с фациальными зонами осадконакопления через куб петротипов. В проксимальной зоне больше песчаников, следовательно, более высокая проницаемость, которая уменьшаются от проксимальной зоны к продельте.

Вычисление куба *коллектор-неколлектор* проводится из куба пористости. Отличие предлагаемого варианта построения объемных моделей месторождения заключается в изменении очередности выполнения отдельных процедур. Так, этап построения модели коллектор-неколлектор в существующем в настоящее время подходе следует за этапом литологического расчленения, в обсуждаемом варианте — после построения фациальной модели, после выделения петротипов и определения величин пористости и проницаемости в соответствии с фациальной моделью.

Все ячейки, где значения пористости выше граничных значений $К_{п,\ гр,}$ приравнивались к 1 и относились к коллектору. Ячейки, где значения ниже $К_{п\ гр}$, приравнивались к 0 и относились к неколлектору. В результате получен куб коллектор-неколлектор, из которого получена карта эффективных толщин. Карта эффективных толщин по своим особенностям соответствует схеме фаций осадконакопления (рис. 5д).

Для расчета куба *нефтегазонасыщенности* использовалась модель переходной зоны для единой газонефтяной гидродинамической системы. Модель переходной зоны была получена пересчетом из данных капилляриметрии (рис. 8 а).

Куб нефтегазонасыщенности отражает размеры зон предельного насыщения в каждом пласте, переходной зоны, расстояния от уровня ВНК (ГВК) до зеркала чистой воды (ЗЧВ) и до подошвы предельного насыщения, а также связь с фациальными условиями осадконакопления в зоне предельного насыщения. Высокие значение Кнг соответствуют высоким значениям Кпр(Кп), которые в свою очередь соответствуют

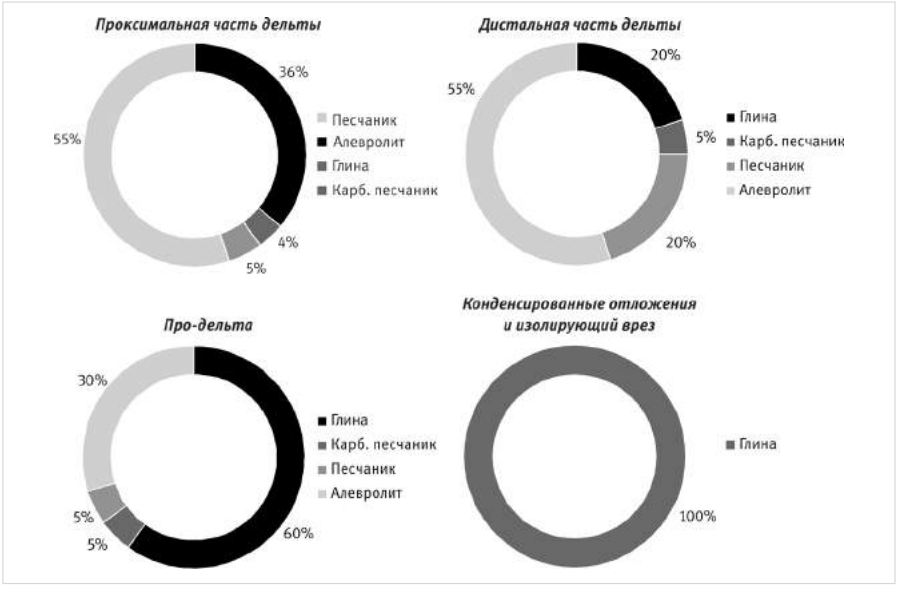


Рис. 6 — Доли петротипов, принятые для моделирования куба петротипов

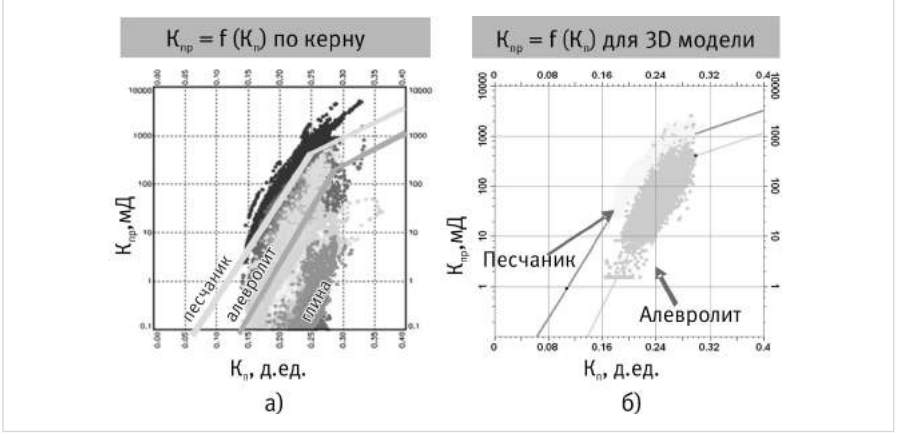


Рис. 7 — Зависимости $К_{пр} = f(Кп)$

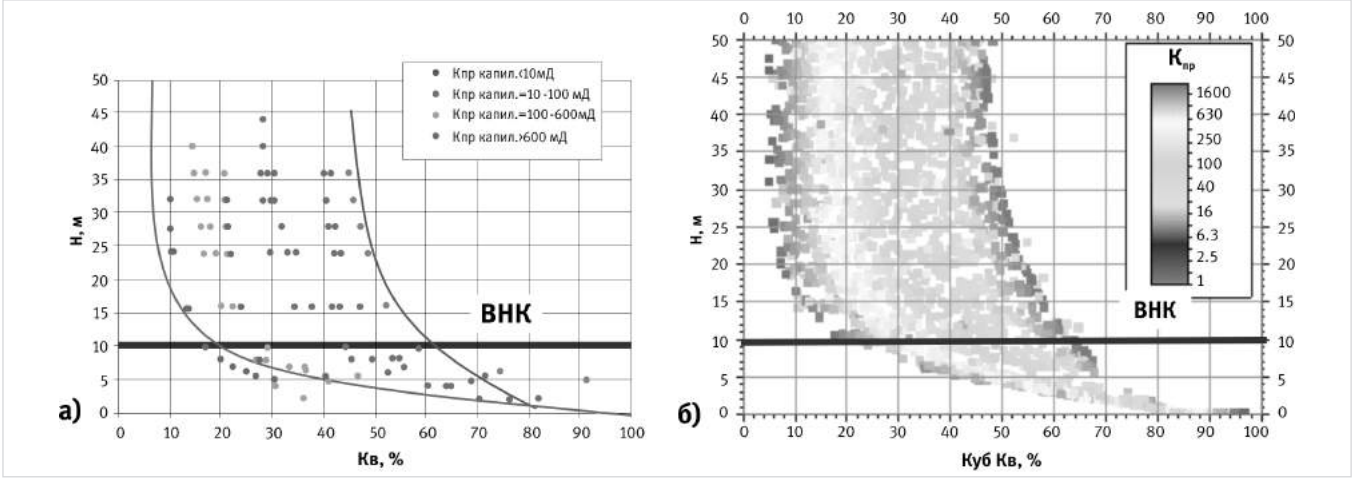


Рис. 8 — Модель переходной зоны для пластов XXI-XXIV: а) модель переходной зоны пластов XXI-XXIV с результатами капил. исследований; б) куб Кв по модели переходной зоны (каждая точка – ячейка геологической модели)

проксимальной зоне.

Полученный куб нефтегазонасыщенности соответствует модели переходной зоны (рис. 8б).

Выводы

Реализована технология геологического моделирования, которая позволяет учесть в полной мере всю исходную информацию: условия образования отложений, данные исследования керна, сейсморазведку 3D, обработку ГИС, данные испытаний и гидродинамических исследований скважин, геологическую и статистическую информацию по конкретным фациальным условиям осадконакопления. Построенная модель, а именно — кубы и карты эффективных толщин, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности — полностью согласуются с картами фаций изучаемых объектов.

В данной технологии моделирования осуществлен переход от качественного уровня знания о месторождении, условиях образования отложений к количественной оценке параметров моделирования. По результатам изучения месторождений с известными условиями осадконакопления необходимо создавать электронную базу данных по количественному описанию различных фациальных обстановок. Без этого осуществить переход к количественной реализации определенных фациальных условий практически невозможно.

Такой способ моделирования позволяет создать трехмерную геологическую модель, в которой объем коллектора принципиально не отличается от модели построенной стандартным путем. Однако коллектор распределен в трехмерном объеме пласта в соответствии с условиями осадконакопления и увязан с геологическими законами, а не с выбранным методом интерполяции.

Подход к построению геологической модели с количественным учетом условий осадконакопления позволяет повысить вероятность адекватного распределения запасов УВ в объеме месторождения. Это, в свою очередь, должно ускорить и повысить точность адаптации гидродинамической модели для создания качественного прогноза на разработку месторождения.

Список используемой литературы

1. Арешев Е.Г., Мавринский Ю.С., Ковальчук В.С. и др. Отчет о научно-исследовательской работе: Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Одопту–море, Сахалинской области, РСФСР (по состоянию на 01.01.1984г.). СахалинНИПИнефтегаз, Охинская морская экспедиция по геофизическим исследованиям скважин, трест «Дальнеморнефтегазгеофизика», Оха, 1984.
2. Баранова Н.А. и др. Поисково-рекогносцировочные и детальные геофизические исследования на шельфе Северо-Восточного Сахалина. ТГФ, 1973.
3. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. Москва: Мир, 1977. С. 216.
4. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М.: Недра, 1979.
5. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. Москва: Научный мир, 2012.
6. Clare Davies, Sarah Poynter, David Macdonald, Rachel Flecker, Larisa Voronova, Vladimir Galverson, Pavel Kovtunovich, Lidiya Fot'yanova, Eric Blanc. Facies analysis of the neogene delta of the Amur river, Sakhalin, russian far east: controls on sand distribution. SEEM Special Publication NTc. S3, Copyright © 2005. SEPM (Society for Sedimentary Geology), ISBN Д-5б57б-113-8 p. 207—229.

ENGLISH **GEOLOGY**

Geological modeling of facial conditions of sedimentation

UDC 550.8.02

Svyatoslav I. Bilibin — d.t.s., deputy general manager of the new technologies[1]; sibilibin@cge.ru
Nadezhda F. Velichkina — chief specialist on geology department geoinformation technologies[1]; nfvelichkina@cge.ru
Andrey V. Vovk — head of the department of geology department of geoinformation technologies[1]; avvovk@cge.ru

[1]CGE, Moscow, Russian Federation

Abstract

Three-dimensional geological modeling of facial conditions of sedimentation makes the transition from a qualitative level of knowledge about the field, conditions of deposition to the quantitative assessment of field parameters. This technology of geological modeling allows to consider fully all initial information: conditions of formation of deposits, these studies core, 3D seismic survey, processing, GIS, test data and hydrodynamic researches of wells, geological and statistical information on specific facies conditions of sedimentation

Conclusions

Geological modeling technology is implemented, which allows to consider fully all the background information: Conditions deposits, core analysis data, seismic 3D, GIS processing, test data and well testing, geological and statistical information on specific depositional facies conditions. Built model — namely, cubes and maps of the effective thickness, porosity, permeability and hydrocarbon saturation — are fully consistent with the facies maps of the studied objects.

In this simulation technology changed from a high-quality level of knowledge about the field, the conditions of formation of deposits to quantify the simulation parameters. According to the results of the study fields with known depositional environments must create an electronic database for the quantitative description of the various facial conditions. Without this, the transition to the implementation of certain quantitative facies conditions is almost impossible. This method allows you to create a three-dimensional modeling of the geological model, in which the volume of the reservoir is not fundamentally different from the model constructed by the standard. However, the collector is distributed in three-dimensional volume of the formation in accordance with the conditions of sedimentation and linked to the geological laws, and not to the selected interpolation method. Approach to the construction of the geological model with a quantitative view of the depositional environment can increase the probability of an adequate distribution of hydrocarbon reserves in the amount of the deposit. This, in turn, should accelerate and improve the accuracy of the adaptation of the hydrodynamic model for creating high-quality forecast for the field development.

Keywords

geological modeling, facial analysis, conditions of sedimentation, lithotypes, porosity, oil&gas saturation, the oil and gas reserves

References

1. Areshev E.G., Mavrinskiy Yu.S., Koval'chuk V.S. i dr. Otchet o nauchno — issledovatel'skoy rabote: Geologicheskoe stroenie i podschet zapasov nefti, gaza i kondensata mestorozhdeniya Odoptu–more, Sakhalinskoy oblasti, RSFSR (po sostoyaniyu na 01.01.1984g.). SakhalinNIPIneftegaz, Okhinskaya morskaya ekspeditsiya po geofizicheskim issledovaniyam skvazhin, trest «Dal'nemorneftegazgeofizika», Okha, 1984.
2. Baranova N.A. i dr. *Poiskovo-rekognostsirovochnye i detal'nye geofizicheskie issledovaniya na shel'fe Severo-Vostochnogo Sakhalina* [Search and reconnaissance and detailed geophysical surveys offshore northeastern Sakhalin]. *TGF*, 1973.
3. Bush D.A. *Stratigraficheskie lovushki v peschanikakh* [Stratigraphic traps in sandstones]. Moscow: *Mir*, 1977, 216 p.
4. Konibir Ch.E.B. *Paleogeomorfologiya neftegazonosnykh peschanykh tel* [Paleogeomorfologiya petroleum sandbodies]. Moscow: *Nedra*, 1979.
5. Kharakinov V.V. *Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona* [Petroleum Geology of the Sakhalin region]. Moscow: *Nauchnyy mir*, 2012.
6. Davies C., Poynter S., Macdonald D., Flecker R., Voronova L., Galverson V., Kovtunovich P., Fot'yanova L., Blanc E. Facies analysis of the neogene delta of the Amur river, Sakhalin, russian far east: controls on sand distribution. SEEM Special Publication NTc. S3, Copyright © 2005. SEPM (Society for Sedimentary Geology), ISBN D-5b57b-113-8, p. 207–229.

УДК 550.3

Сейсморазведка высокой четкости (СВЧ) — бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных

А.А. Табаков
к.т.н., генеральный директор[1]
vsp@geovers.ru

В.Н. Ференци
ведущий геофизик[1]
vfern@mail.ru

Л.В. Калван
геофизик[1]
lyuba.kalvan@gmail.com

Ю.А. Степченков
физик-программист[2]
urij.stepchenkov@gmail.com

А.С. Колосов
геофизик-программист[2]
kolosovas@gmail.com

[1]ООО «Геоверс», Москва, Россия
[2]ООО «Универсальные Интеллектуальные Системы», Санкт-Петербург, Россия

На основе анализа ограничений методики сейсморазведки на поверхности и использования подходов, разработанных в методе ВСП, предлагаются усовершенствования полевых работ и обработки данных. В результате предполагается увеличить информативность сейсморазведки примерно в 2 раза за счет увеличения ширины спектра с 3–3.5 октав до 7 октав, что позволяет называть такую технологию «Сейсморазведкой высокой четкости» (СВЧ). Представлены результаты применения разработки на модельных и реальных данных, полученных в сложных условиях.

Материалы и методы
Сейсморазведка высокой четкости.

Ключевые слова
сейсморазведка на поверхности, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), трехмерная геометрия наблюдений, высокая четкость, инновация, ширина спектра

Введение

Многие концепции современных приемов регистрации, обработки и интерпретации данных сейсморазведки исходит из традиционных подходов, основанных на упрощенных моделях строения геологической среды и соответствующих им упрощенных алгоритмах обработки.

Построенные на этих концепциях технологии позволяют во многих случаях получать удовлетворительные и даже хорошо согласующиеся с данными бурения результаты, но в условиях, которые сильно отклоняются от упрощенных моделей, например, в зонах вариаций мощностей многолетне мерзлых пород (ММП) в верхней части разреза, в горных районах и других — заключения по данным сейсморазведки не являются объективным критерием для проектирования бурения или источником надежной информации для построения моделей продуктивных пластов.

В статье предложен и описан комплекс концепций и технологий, основанных на фундаментальных подходах, устраняющих очевидные противоречия и недостатки, ограничивающие рост эффективности применения метода сейсморазведки. Основные положения этого комплекса не являются принципиально новыми, во всяком случае, они уже применяются с конца 70-х годов в разработке определенных направлений метода вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

В статье обращается внимание на потенциальную эффективность предлагаемых инноваций. Поскольку важнейшим достижением нового подхода является существенное увеличение ширины спектра выделяемых отражений, которое приводит к получению более четких изображений строения среды, метод получил название Сейсморазведки Высокой Четкости (СВЧ — High Definition Seismic).

Основные положения

Существенные недостатки общепринятых методик наземной сейсморазведки в целом заключаются в следующем:

- Фактическая двумерность системы наблюдений 3D очевидно неадекватна трехмерным средам.
- Невозможность регистрации формы импульса возбуждения.
- Установка сейсмоприемноков без достаточного прижима к грунту, что приводит к появлению резонансов.
- Полный вектор колебаний либо не регистрируется, либо не используется в полной мере из-за неадекватности систем обработки.
- Не регистрируются шумы до начала записи (опережение начала записи), что не позволяет оценивать и использовать при обработке свойства шумов.
- При использовании вибрационных источников ширина спектра возбуждения ограничивается 3–3.5 октавами.
- Концепция статических поправок не соответствует реальности при наличии высокоскоростных слоев в ВЧР.

В связи с этим отмечается ряд принципиальных ограничений:

- Селекция волновых полей выполняется как процедура выделения сигналов на фоне помех, тогда как с фундаментальной точки зрения это задача анализа интерференционных волновых полей, и селекция является частью итеративного процесса.
- Статические поправки рассматриваются как общая для всех времен компонента, что не соответствует реальности в условиях сильной латеральной неоднородности верхней части разреза (ВЧР) и наличия в

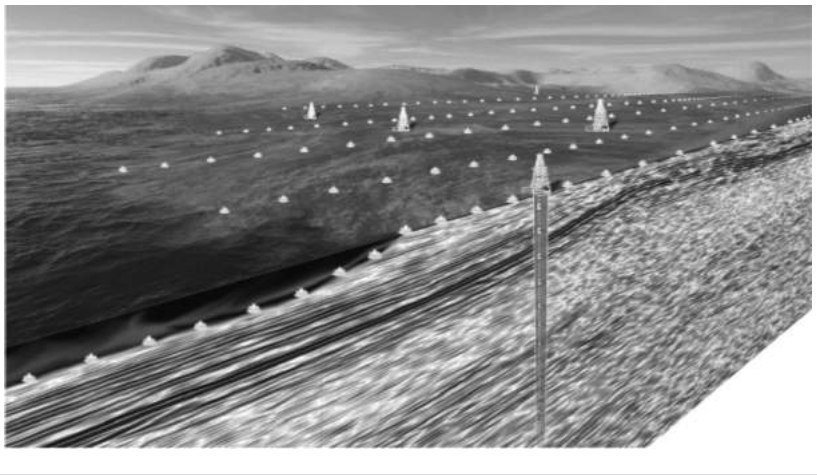


Рис. 1 — Схематическое изображение трехмерной системы наблюдений в технологии СВЧ

ней высокоскоростных включений.
- Оцениваемые переборами параметры гипербол интерпретируются как информация о скоростной модели, что в условиях, описанных в предыдущем пункте, не работает в силу сильного отличия годографов отражений от гипербол.
- Используемая концепция линии приведения имеет ограниченное применение и не пригодна для сложных геологических моделей, например, в условиях горного рельефа.
- Алгоритмы миграции не соответствуют сути решаемых задач при условии больших углов наклона, что ясно проявляется при рассмотрении объектов шарообразной формы.
- Не разработана концепция количественного использования динамических характеристик обменных волн для обработки трехкомпонентных данных.
- Сложность и многовариантность систем обработки требует высоких затрат на обучение персонала.

Для устранения приведенных выше принципиальных ограничений метода сейсморазведки новая технология предлагает реализовать следующие подходы:

а) В области регистрации:
- Использовать трехмерные системы наблюдения, включающие данные поверхностной сейсморазведки 3D и скважинные наблюдения по методу вертикального сейсмического профилирования (3D+ВСП), обеспечивающие оценку истинных скоростей и истинной формы импульса возбуждения.
- Полностью перейти на регистрацию трехкомпонентными датчиками.
- Выполнять запись сейсмического фона до возбуждения.
- Сократить шаг наблюдений и увеличить вынос.

б) В области обработки данных:
- Использовать предлагаемый ниже способ аддитивного итеративного анализа волновых полей вместо выделения сигналов на фоне помех.
- Вычислять переменные во времени выравнивающие сдвиги вместо статических поправок.
- Использовать для описания реальных годографов дополнительно к гиперболам корректирующие полиномы необходимой степени.
- Формировать изображение волнового поля с использованием скоростной модели среды, рассчитанной по реальным годографам (сумма выравнивающих поправок, гиперболы и полиномы), от поверхности, полученной скоростной инверсией годографов первых вступлений.
- Использовать обменные поперечные волны для компенсации зависимости величины коэффициента отражения продольных волн от угла падения путем суммирования отражений продольных и поперечных волн с расчетными весами.
- Использовать векторную конечно-разностную миграцию для получения динамически представительных результатов.
- Использовать элементы искусственного интеллекта для автоматизации процесса обработки.

Применение рекомендуемого комплекса может увеличить ширину спектра со стандартных 3–3.5 октав до 7 октав, как это будет продемонстрировано на реальных данных, полученных в условиях меняющихся мощностей зоны ММП, при интенсивных звуковых, ветровых, техногенных помехах и больших перепадах рельефа.

Трехмерные системы наблюдений

Единственной полностью адекватной геометрией наблюдений для изучения трехмерных сред является трехмерная. В реальности вертикальная координата может быть реализована при проведении наблюдений в скважине, тогда возможно построение квазитрехмерной геометрии наблюдений, как в предлагаемой ниже методике 3D + ВСП [1, 4, 5, 6, 7]. Термин требует пояснений. «3D» — это традиционная площадная сейсморазведка на поверхности, а «+ВСП» означает, что третья ось координат может быть реализована только в имеющейся на площади системе скважин.

Геометрия размещения сейсмоприемников при проведении работ 3D+ВСП в технологии СВЧ схематически изображена на рис. 1.

Применение технологии на практике

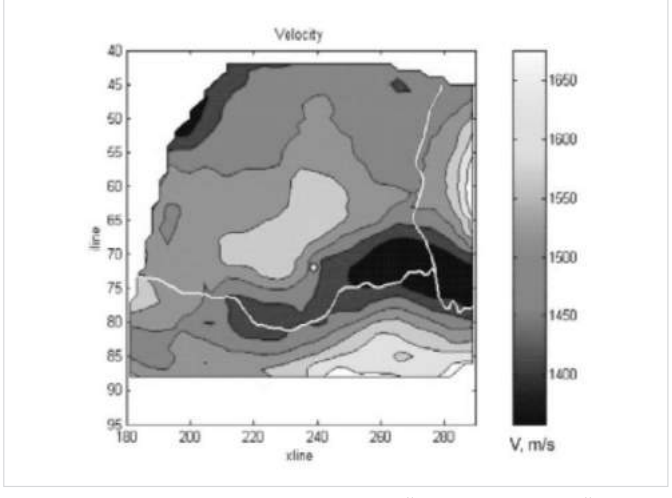


Рис. 2 — Результаты оценки скоростей ВЧР, включающей ММТ, по результатам 3D+ВСП на одной из площадей Западной Сибири

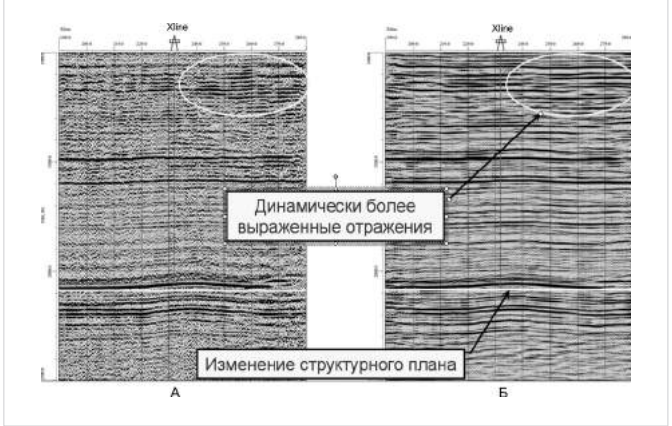


Рис. 3 — Сопоставление сечений куба 3D (А) и 3D+ВСП (Б) на одной из площадей Западной Сибири

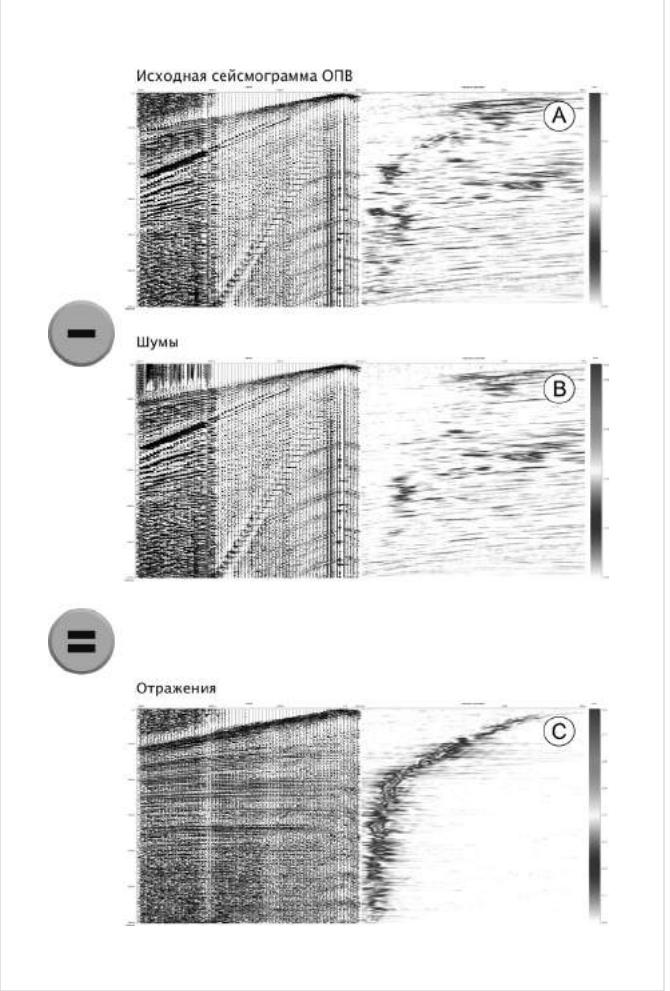


Рис. 4 — Селекция волновых полей сейсмограмм на поверхности А — исходная сейсмограмма; В — сейсмограмма выделенных шумов; С — остатки (отражения + нерегулярный шум)

означает, что одновременно с проведением поверхностных наблюдений производится регистрация сигналов в скважине и, таким образом, устраняются два принципиальных ограничения наземной сейсморазведки — невозможность определения истинных скоростей и истинной формы сигнала.

На рис. 2 приведен пример определения скоростей в ВЧР, включающей ММП на одной из площадей Западной Сибири с помощью наблюдений 3D+ВСП. Зоны понижения скоростей хорошо коррелируют с зонами растяжения вдоль русел малых рек. Вариации скоростей ВЧР определены по разнице модельных и фактических времен прихода прямых волн на глубинном приборе вблизи забоя.

На рис. 3 приведено сопоставление временных разрезов, полученных по одним и тем же данным 3D на поверхности с использованием одновременных наблюдений ВСП вблизи забоя скважины (В) и без него (А).

Хорошо заметны различия в структурном плане за счет учета вариаций ММП и в динамике отражений — устранение резонансных явлений благодаря стандартизации сигналов по данным ВСП.

Анализ волновых полей

Зарегистрированные сейсмограммы волновых полей представляют собой интерференцию упругих полезных волн, волн-помех различного типа и квазислучайных помех различного типа. Ширина спектра полезных волн, в котором обеспечивается заданное отношение сигнал/шум, используемых в дальнейших преобразованиях и интерпретации, зависит от успешности процедуры разделения волновых полей. В классе линейных систем эта задача решается как оптимальная многоканальная фильтрация. Недостатком этого подхода является необходимость использования на входе параметров разделяемых волн, которые могут быть определены после разделения.

В данной работе представлены результаты использования альтернативного подхода – адаптивного итеративного метода, который впервые был предложен С.А. Нахамкиным [2, 3]. С 1970 г. метод развивается сотрудниками ООО «Геоверс» и реализован для обработки данных ВСП [9], а так же успешно применяется для обработки первичных сейсмограмм наземной сейсморазведки.

Суть метода заключается в том, что сначала выявляется наиболее сильный сигнал сейсмической записи, оцениваются его параметры, ищется проекция сигнала в поле параметров и затем выделенный сигнал с найденными параметрами вычитается из волнового поля. После последовательного выделения всех или части отражений возможно провести уточнение каждого сигнала путем выделения его из суммарного поля остатков и искомой волны, исключив при этом искажающее влияние интерференции остальных сильных отражений. В результате этой процедуры получается аддитивный набор сигналов и остатки, которые не превышают заданного порога относительно выделенных сигналов, либо содержат только нерегулярные сигналы.

При селекции все выделяемые сигналы равноценны и их разделение на полезные и помехи разных типов выполняется после завершения анализа. Тем не менее, для основных типов отражений задается модель и выделение каждого сигнала выполняется путем нахождения ближайшей проекции на область допустимых решений, чем достигается решение проблемы единственности.

Однако эта задача не только не соответствует принципу единственности решения, но может и расходиться. Для решения этой проблемы эмперически подобраны адаптивные и в том числе нелинейные процедуры, обеспечивающие правдоподобные устойчивые решения.

На рис. 4 приведен пример анализа реальной сейсмограммы, зарегистрированной на поверхности (4А). Результаты анализа представлены суммой всех регулярных шумов (4В) и разницы между исходной сейсмограммой и совокупностью шумов (4С). Помещенные там же результаты перебора скоростей (слева) показывают, что в поле помех отсутствуют разрастания, связанные с полезными волнами, эти разрастания начинают доминировать после вычитания шумов.

Оценка статических поправок по методу «Поликор» и результаты применения технологии в условиях ММП

Система «Поликор», предложенная одним из авторов более 30 лет назад, основана на корреляции трасс равных удалений и корреляции и накапливании рядов корреляционных функций. Особенностью этой системы является независимость статпоправок за ПВ и ПП и неиспользование информации о скоростях.

На рис. 5 приведены статические поправки, определенные в условиях Восточной и Западной Сибири. На левом рисунке видно, что поправки за ПВ и ПП с особенностями длиной 20 км хорошо совпадают друг с другом и с рельефом.

На рис. 6 приведены временные разрезы ОГТ, полученные по технологии СВЧ (слева) и по стандартной технологии с использованием наиболее известных мировых систем обработки (справа).

По оценке авторов относительная гладкость отражающих горизонтов более адекватна морским условиям осадконакопления в условиях Западной Сибири. На разрезе, полученном по стандартной технологии, отсутствует антиклинальный перегиб из-за недостоверных статических поправок и известный по геологическим данным косослоистый горизонт на временах 2400–2450 мс.

Итоги

Предположенные концепции Сейсморазведки Высокой Четкости реализованы на

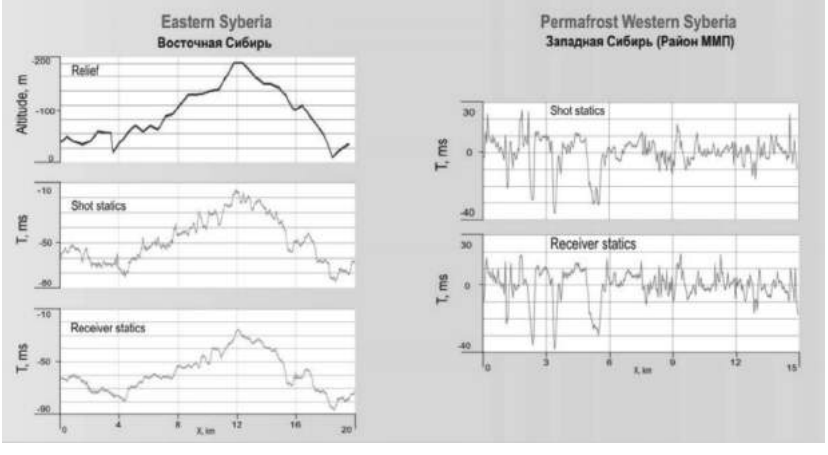


Рис. 5 — Оценка статических поправок по методу «Поликор» в условиях Восточной Сибири (слева) и Западной Сибири (справа)

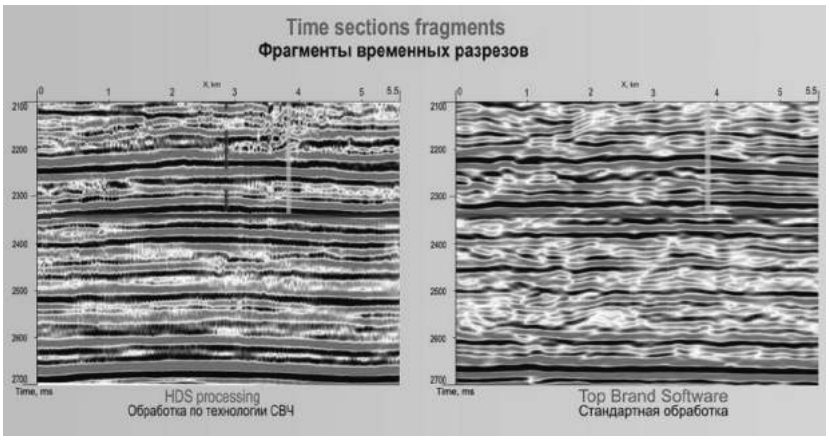


Рис. 6 — Фрагмент временного разреза ОГТ в условиях севера Западной Сибири (ММП) по технологии СВЧ (слева) и по стандартной технологии

нескольких примерах в сложных условиях ММП в Западной и Восточной Сибири с положительными результатами.

Выводы

Результаты опробования технологии СВЧ показывают возможность значительного повышения эффективности сейсморазведки в условиях ММП.

Список используемой литературы

1. Баранов К.В., Бикеев В.С., Стариков Н.В., Табаков А.А. Результаты применения методик 3D+ВСП локальный проект и 2D+ВСП локальный проект в условиях Западной Сибири // Технологии сейсморазведки. 2014. №1. С. 19–22.
2. Нахамкин С.А. Оптимальный алгоритм выделения сейсмических волн на фоне регулярных волн-помех // Известия АН СССР сер. Физика Земли. 1966. №5. С. 52–60.
3. Нахамкин С.А. Математические алгоритмы вычитания регулярных помех при разделении сейсмических волн // Известия АН СССР сер. Физика Земли. 1966. № 5. С. 23–31.
4. Табаков А.А., Бикеев В.С., Баранов К.В., Яковлев И.В., Барков А.Ю. Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений Локальный проект 3D+ВСП для детального изучения околоскважинного пространства: сборник тезисов докладов научно-практической конференции Состояние и перспективы развития метода ВСП. Москва. 2001. С. 32–34.
5. Tabakov A.A. 3D Acquisition Geometries as the Way to Overcome Drawback of Conventional Seismic Technologies. Translations of International Borehole Geophysical Symposium. Kunming, China,2006, pp. 1–4.
6. Tabakov A.A.Baranov K.V. Integrated land seismic and VSP survey geometries offer improved imaging solution. First Break journal, 2007, issue 25, pp. 97–101.
7. Табаков А.А. Трехмерные системы наблюдений — новый этап в развитии нефтегазовой геофизики // Геофизика. 2007. №4. С. 153–156.
8. Табаков А.А., Елисеев В.Л., Мухин А.А., Степченков Ю.А., Огуенко Д.В. Сейсморазведка Высокой Четкости (СВЧ) — бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных. Тезисы докладов на конференции Гальперинские чтения. 2009. С. 5—7.
9. Ференци В.Н., Табаков А.А., Севастьянов Л.В., Фурсова Е.А., Елисеев В.Л. Автоматическая селекция волн при модельбазированной обработке данных ВСП // Технологии Сейсморазведки. 2008. С. 35–39.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

High definition seismic (HDS) — uncompromised approach to acquisition and processing of seismic data

UDC 550.3

Authors:

Alexander A. Tabakov — ph.d., chief executive[1]; vsp@geovers.ru
Valery N. Ferenczi — senior geophysicist[1]; vfern@mail.ru
Lyubov' V. Kalvan — geophysicist[1]; lyuba.kalvan@gmail.com
Yuriy A. Stepchenkov — physicist programmer[2]; urij.stepchenkov@gmail.com
Aleksey S. Kolosov — geophysicist-programmer[2]; kolosovas@gmail.com

[1]Geovers, Moscow, Russian Federation
[2]Universal Smart Systems, St.Petersburg, Russian Federation

Abstract

Based on analysis of restrictions of surface seismic prospecting and application of approaches invented for VSP processing the improvements in acquisition and processing of seismic data are proposed. It is supposed that informative content of seismic result may be approximately doubled due to widening of band-width from 3–3.5 octaves to 7 octaves. The technology is called «High Definition Seismic» (HDS).
The technology is illustrated by application to model and real data obtained in complex surrounding.

Materials and methods

High definition seismic.

Results

Assumptions of seismic High Definition implemented several examples in difficult conditions of the IMF in Western and Eastern Siberia with positive results.

Conclusions

Results of application of HDS show that proposed technology provides sufficiently more efficient results of seismic prospecting in presence of permafrost layers.

Keywords

seismic prospecting, vertical seismic profiling, three-dimensional geometry of survey, high definition, innovation, spectrum width

References

1. Baranov K.V., Bikeev V.S., Starikov N.V., Tabakov A.A. *Rezul'taty primeneniya metodik 3D+VSP lokal'nyy proekt i 2D+VSP lokal'nyy proekt v usloviyakh Zapadnoy Sibiri* [Results for applying the 3D + VSP local project and 2D + VSP local project in Western Siberia]. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2014, issue 1, pp. 19–22.
2. Nakhamkin S.A. *Optimal'nyy algoritm vydeleniya seysmicheskikh voln na fone regulyarnykh voln-pomekh* [Optimal allocation algorithm of seismic waves on the background of regular waves-interference]. *Fizika Zemli, Izvestiya USSR Academy of Sciences*, 1966, issue 5, pp. 52–60.
3. Nakhamkin S.A. *Matematicheskie algoritmy vychitaniya regulyarnykh pomekh pri razdelenii seysmicheskikh voln* [Mathematical algorithms subtraction regular interference in the separation of seismic waves]. *Fizika Zemli, Izvestiya USSR Academy of Sciences*, 1966, issue 5, pp. 23–31.
4. Tabakov A.A., Bikeev V.S., Baranov K.V., Yakovlev I.V., Barkov A.Yu. *Metodika sovmeshchennykh nazemno-skvazhinnykh nablyudeniy Lokal'nyy proekt 3D+VSP dlya detal'nogo izucheniya okoloskvazhinnogo prostranstva* [Technique combined land-borehole observations Local project 3D + VSP for detailed study borehole environment]. Book of abstracts of scientific and practical conference Status and prospects of VSP, Moscow, 2001, pp. 32–34.
5. Tabakov A.A. 3D Acquisition Geometries as the Way to Overcome Drawback of Conventional Seismic Technologies. Translations of International Borehole Geophysical Symposium. Kunming, China, 2006, pp. 1–4.
6. Tabakov A.A., Baranov K.V. Integrated land seismic and VSP survey geometries offer improved imaging solution. First Break journal, 2007, issue 25, pp. 97–101.
7. Tabakov A.A. *Trekhmernye sistemy nablyudeniy — novyy etap v razvitii neftegazovoy geofiziki* [Three-dimensional observation system is new stage in the development of petroleum geophysics]. *Geofizika*, 2007, issue 4, pp. 153–156.
8. Tabakov A.A., Eliseev V.L., Mukhin A.A., Stepchenkov Yu.A., Oguenko D.V. *Seysmorazvedka Vysokoy Chetkosti (SVCh) — beskompromissnyy podkhod k registratsii i obrabotke seysmicheskikh dannykh*. [High Definition Seismic» (HDS) — uncompromising approach to the registration and processing of seismic data]. Abstracts of the conference Galperin Readings. 2009, pp. 5—7.
9. Ferentsi V.N., Tabakov A.A., Sevast'yanov L.V., Fursova E.A., Eliseev V.L. *Avtomaticheskaya selektsiya voln pri model'bazirovannoy obrabotke dannykh VSP* [Automatic selection of waves at modelbazirovannoy VSP data processing]. *Tekhnologii Seysmorazvedki*, 2008, pp. 35–39.

УДК 550.3

Наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: контроль качества и перспективы

С.И. Александров
д.ф.-м.н., зам. ген. дир. по науке[1]
dr-salex@mail.ru

В.А. Мишин
к.т.н., ген. дир.[1]
vamishin@rambler.ru

Д.И. Буров
нач. управления полевой геофизики[2]
d.burov@gazpromgeofizika.ru

[1]ООО «Викосейс», Москва, Россия
[2]ООО «Газпром георесурс», Москва, Россия

Микросейсмический мониторинг является инновационной технологией контроля ГРП. Обычно рассматривается задача определения направления простирания и размеров трещинной зоны, образующейся при ГРП. В настоящей работе акцент делается на другой особенности этой технологии, а именно на ее применении для контроля технологических рисков и качества операций ГРП на основе опыта работ на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. В качестве дальнейшего развития технологии рассматриваются перспективы ее применения для контроля фильтрационных свойств трещинных зон ГРП in situ. В основе статьи лежат доклады, сделанные авторами на Международных конференциях «XIII Гальперинские чтения 2013» и «ЭНЕРКОН 2013».

Материалы и методы
Пассивные сейсмические наблюдения процесса гидравлического разрыва пласта при помощи наземных наблюдений, микросейсмический мониторинг, адаптивная источниковая томография.

Ключевые слова
гидравлический разрыв пласта, диагностическая визуализация геометрии гидроразрыва, технологические риски гидроразрыва, микросейсмический мониторинг, гидродинамические коэффициенты

Рост мирового спроса на энергоресурсы побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы добычи с увеличением нефтеотдачи пластов, в частности, интенсификацию добычи методом гидроразрыва пласта (ГРП). При этом эффективность ГРП, особенно с точки зрения обеспечения высокой конечной нефтеотдачи, напрямую зависит как от фактической геометрии трещинной зоны, так и от возможных негативных сценариев ее развития. Поэтому возникает необходимость наряду с ГРП осуществлять комплекс работ по мониторингу процессов образования и распространения гидравлических разрывов [1, 2].

О микросейсмической технологии

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим рассматриваемый метод существенно отличается от акустических методов, применяемых для оценки азимута разрыва только вблизи ствола скважины ГРП. Т.о. микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Технология основана на использовании специальных средств: методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения. За рубежом она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов [3].

Для регистрации глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения [4, 5]. В России наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок [6]. Такие системы наблюдений были использованы при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхненеокомского комплекса и ачимовских коллекторов на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Результаты этих работ рассматриваются в данной статье.

Общая схема наблюдений приведена на рис. 1, где показанырасположение скважины ГРП, зоны гидроразрыва и радиальной поверхностной сейсмической расстановки. В зоне трещины ГРП показаны ее

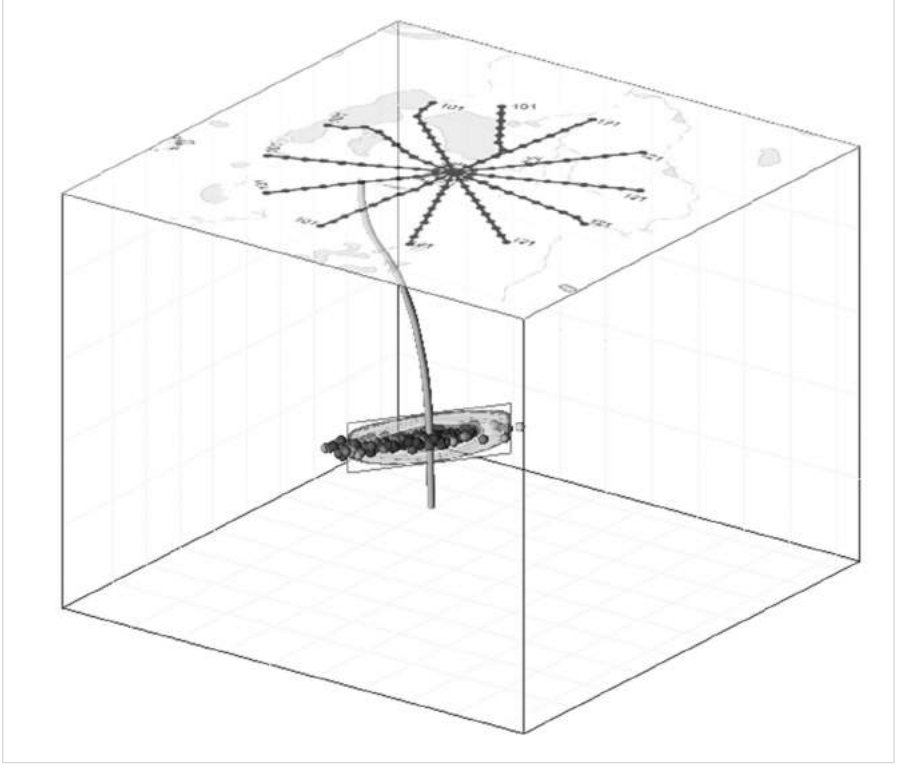


Рис. 1 — Общая схема наблюдений наземного микросейсмического мониторинга ГРП

геометрия по дизайну и рой микросейсмических источников, инициированных возникновением разрыва. Последние представляют собой источники сейсмической эмиссии («микросейсмических трещин») в зоне воздействия на пласт. Эмиссия вызвана изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород при образовании разрыва.

Для обнаружения и локализации источников глубинного микросейсмического излучения применялось специальное программное обеспечение, разработанное на основе алгоритмов сейсмоэмиссионной томографии с техникой высокого разрешения и усовершенствованных алгоритмов обнаружения слабых сигналов на фоне интенсивных помех [7].

Контроль качества и оценка технологических рисков

Достигнутый объем обработок скважин методом ГРП на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о его интенсивном промышленном применении. Однако наряду с очевидным эффектом имеются и примеры неуспешности применения метода. Под этим понимаются аварийные «стопы», обводнение пластов, отсутствие увеличения притоков пластовых флюидов, снижение добычи как сразу после ГРП, так и через определенный временной промежуток, и т.д. В связи с этим ставятся следующие задачи мониторинга технологических рисков ГРП:

- выявление несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещины, в т.ч. обнаружение асимметрии разрыва;
- прогноз негативного сценария распространения трещины за пределы целевого пласта, в т.ч. в область водонасыщенных горизонтов;
- анализ особенностей развития деформационного процесса с целью оценки возможных причин преждевременных остановок закачки («стопов»).

Рассмотрим некоторые характерные примеры мониторинга в случае различных осложнений при проведении операций ГРП. На приводимых ниже иллюстрациях изображены следующие, стандартные для диагностической 3D визуализации, элементы: скважина ГРП с интервалом перфорации, геометрия трещины по дизайну, рой источников микросейсмической активности и аппроксимация плоскости трещины по данным мониторинга, а также целевые пласты.

Пример обнаружения асимметрии трещины ГРП приведен на рис. 2. Асимметрия не учитывается современными моделями дизайна, однако она оказывает существенное влияние на характер установления гидродинамической связи с соседними скважинами. Следовательно, ее своевременное выявление является одним из принципиальных факторов для оптимизации разработки соседних кустов скважин.

На рис. 3 показан результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе». В данном случае при проведении основного ГРП на стадии продавки был получен резкий рост устьевого давления, приведший к автоматической остановке насосов. Всего было продавлено 40% жидкости и около 60% проппанта из запланированных по программе объемов. Как видно, при мониторинге проявляется сразу несколько аномальных особенностей: сильный асимметричный «выброс» эмиссионной активности в районе кровли пласта при остановке общего роста трещины в длину, рост по высоте, а также проникновение в нижележащий водонасыщенный слой. Основной причиной преждевременной остановки закачки явился прорыв трещины ГРП в выше- и нижележащие пропластки с неконтролируемым ее ростом по высоте, что, в свою очередь привело к резкому сужению гидравлической ширины трещины в прискважинной зоне пласта и невозможности дальнейшей транспортировки проппанта в трещину. Характер сейсмоэмиссионной активности указывает на то, что нижняя часть трещины оказалась преждевременно упакована («забита» проппантом), а верхняя — открыта, куда и устремился основной поток материалов. Очевидно, что размещение проппанта вне продуктивной зоны при росте трещины, а также его недозакачка из-за преждевременной остановки снижают продуктивность гидроразрыва.

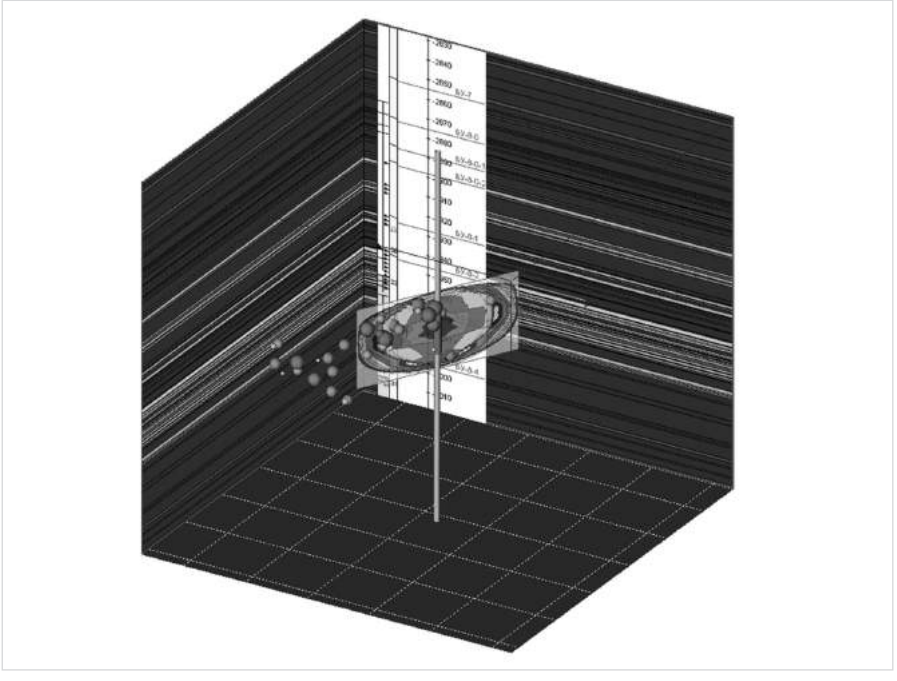


Рис. 2 — Обнаружение асимметрии трещины ГРП. В окрестности интервала перфорации показана геометрия трещины по дизайну ГРП и рой зарегистрированных микросейсмических источников

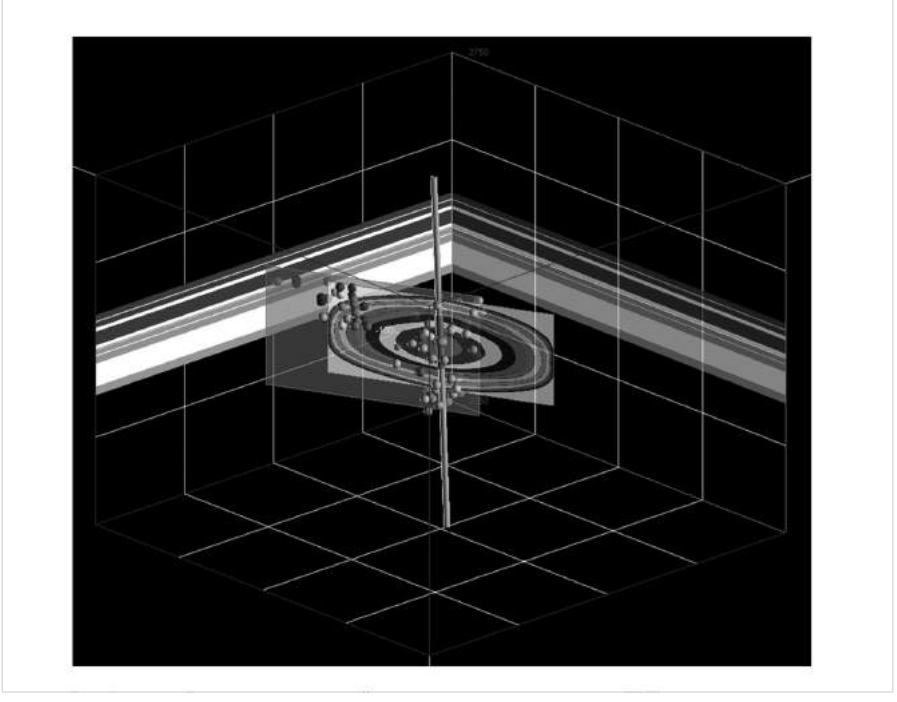


Рис. 3 — Результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе», демонстрирующий размещение проппанта вне продуктивной зоны и неконтролируемый рост трещины по высоте (на гранях куба показаны целевые нефтяные коллекторы и подстилающий водонасыщенный пласт)

Эти осложнения могут быть обусловлены следующими обстоятельствами. Операции ГРП обычно базируются на определенных типовых технологиях обработки без детального учета индивидуальных особенностей пласта, и одной из основных причин возникновения «стопов» является недостаточно качественное вторичное вскрытие продуктивного пласта, особенно распространенное при «агрессивном» дизайне ГРП [8]. Количество подобных осложнений при проведении ГРП составляет до 12–15%. Кроме того, предварительно выполняемый мини-ГРП позволяет получить достоверную информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого трещиной, поэтому в водонефтяных зонах риск возникновения гидравлической связи трещины с водонасыщенными горизонтами остается достаточно высоким, что, при отсутствии должного контроля, при вскрытии большего интервала «вслепую», может привести к росту обводненности продукции.

Оценка фильтрационных свойств

Перспективы применения технологии микросейсмического мониторинга связаны с возможностью оценки фильтрационных свойств трещинной зоны ГРП in situ.

Примеры применения микросейсмики для оценки одного из фундаментальных гидродинамических параметров — коэффициента гидравлической диффузии [9, 10] и реконструкции тензора проницаемости приведены на рис. 4 и рис. 5.

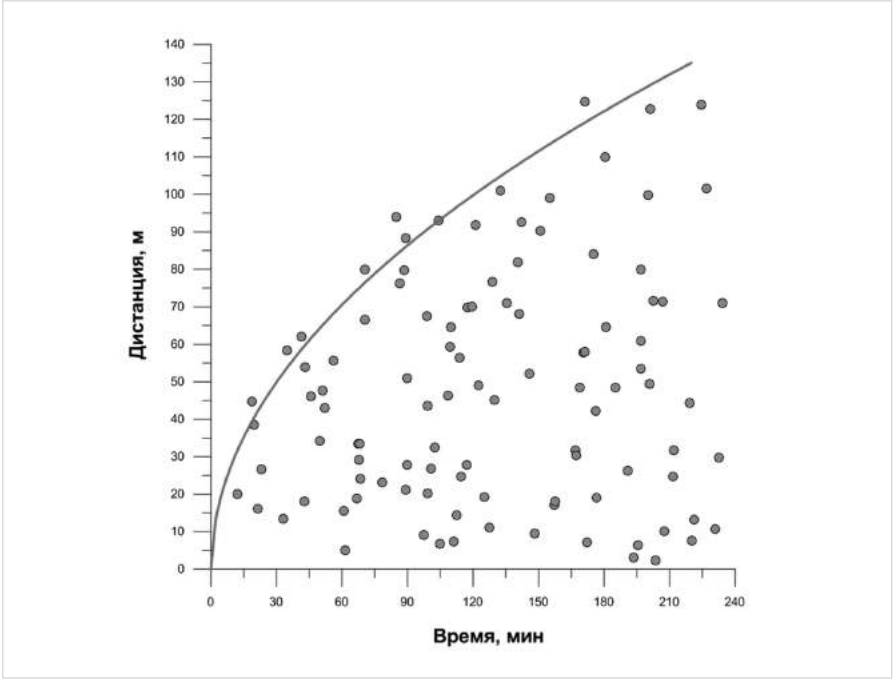


Рис. 4 — К определению коэффициента гидравлической диффузии: график дистанции событий относительно источника закачки ГРП в зависимости от времени закачки (кривой показана аппроксимация фронта сейсмической эмиссии;отдельные события показаны точками)

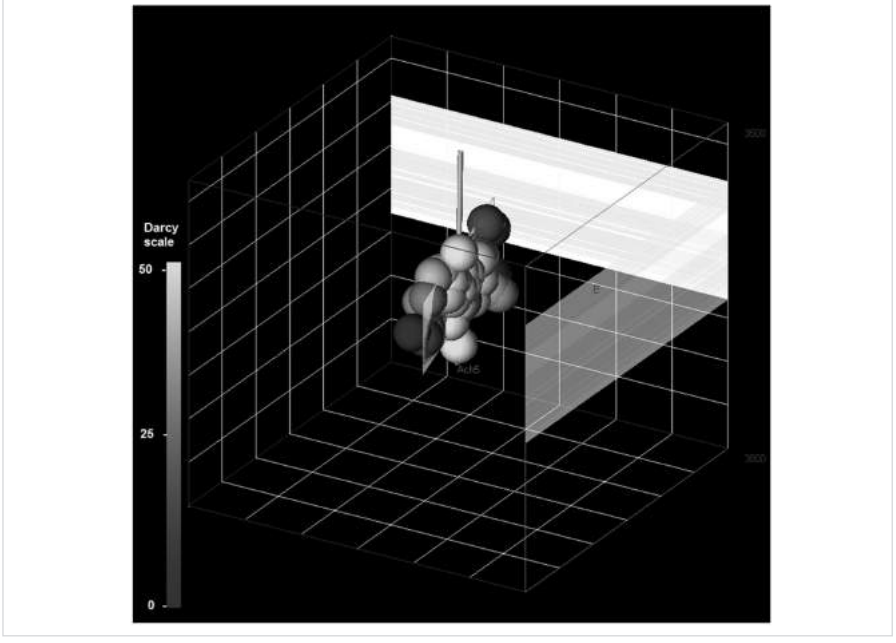


Рис. 5 — Реконструкция тензора проницаемости трещины ГРП (слева показана шкала проницаемости в ед. Дарси; газовые коллекторы целевого интервала показаны на гранях куба)

Коэффициент гидравлической диффузии определяется на основе модели релаксации порового давления по динамике фронта сейсмической эмиссии (рис. 4), в частности, по соотношению $D = r^2/4\pi t$ для линейной релаксации, где r и t — соответственно дистанция и время миграции событий от источника закачки. При помощи этого параметра оцениваются и другие гидродинамические коэффициенты, знание которых необходимо нефтяникам при производстве ГРП, например, коэффициент утечек: $C_L = Q/[12h(\pi D)^{1/2}]$, где h и Q — соответственно высота трещинной зоны и расход закачиваемой жидкости.

Тензор проницаемости может быть определен по соотношению: $n^T D^{-1} n = 4\pi t/sr^2$, где $n = r/r$ и s — скалярный коэффициент масштабирования (пересчета «гидравлической диффузии» в значения «проницаемости»). При помощи этих данных определяются главные оси тензора, а при его графической реконструкции (рис. 5, здесь для удобства реконструкция тензора была выполнена в узлах, где присутствовали микросейсмические источники) — простирание и расположение областей с аномальной проницаемостью трещинной зоны.

Итоги

Изложен опыт применения наземного микросейсмического мониторинга, выполняемого для контроля качества операций гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Выводы

Микросейсмическая технология помогает увидеть и понять, что происходит в околоскважинном пространстве во время стимуляции и экстраполировать результат на будущие ГРП, чтобы уменьшить технологические риски и оптимизировать процесс разработки месторождения. Такой подход делает работы по мониторингу вполне рентабельными, обеспечивая строгую документальную основу для проектирования рациональной схемы разработки месторождений.

Список используемой литературы

1. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение пассивного сейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП. 4-ая Международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2013, тезисы докладов. Москва: 2013. 26–28 июня.
2. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП. XIII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ЦГЭ-ИФЗ. Гальперинские чтения 2013. Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике. Москва: ЦГЭ. 2013. 29 октября — 1 ноября.

3. Maxwell S.C., Urbancic T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. The Leading Edge, 2001, issue 6, pp. 636–639.
4. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха // Геофизика. 2010. №1. С. 23–28.
5. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Микросейсмический мониторинг гидравлического разрыва пласта: «скважина» vs «поверхность». XII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ИФЗ. Гальперинские чтения 2012: Инновационные технологии и актуальные исследования в нефтяной геофизике. Москва: ЦГЭ, 2012, 30 октября – 2 ноября.
6. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. 2012. № 1. С. 63–66.
7. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. Т. 39. №1. С. 58–61.
8. Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // Нефтяное хозяйство. 2008. №11. С. 38–41.
9. Shapiro S.E. Rothert V.R., Rindschwentner J. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. Geophysics, 2002, issue 67, pp. 212–220.
10. Shapiro S.A., Dinske C., Rothert E. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds. Geophysical Research Letters, 2006, issue 33, L14312.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Surface microseismic hydrofrac monitoring: QC and more

UDC 550.3

Authors:
Sergey I. Alexandrov — prof., deputy. gene. dir. science[1]; dr-salex@mail.ru
Victor A. Mishin — ph.d. gene. dir[1]; vamishin@rambler.ru
Dmitriy I. Burov — beg. management field geophysics[2]; d.burov@gazpromgeofizika.ru

[1]«Vicoseis», Moscow, Russian Federation
[2]«Gazprom georesurs», Moscow, Russian Federation

Abstract
The microseismic monitoring — an innovative technology — is normally employed to determine the geometrics of a fractured zone created by hydrofrac operations. In this report, emphasis is made on one more capability of the microseismic monitoring, namely, the monitoring over QC and technological risks of hydrofrac operations, as applied to the West Siberian oil-gas-condensate fields. The perspectives of determination of hydraulic fracture filtration characteristics in situ are considered also.
The paper is based on the reports made by the authors in both the ENERCON 2013 and XIII Gal'perin readings 2013 conferences.

Materials and methods
Hydrofrac passive seismic monitoring with surface seismic array, microseismic monitoring, adaptive source tomography

Results
The experience of the application of surface microseismic monitoring performed for quality control operations for fracturing oil and gas fields in Western Siberia is outlined

Conclusions
Microseismic technology helps to see and understand what is happening in the borehole environment during stimulation and extrapolate the results to future fracturing to reduce technological risks and optimize the oilfield development. This approach makes the monitoring work is quite cost-effective providing strict documentary basis for the design of a rational development strategy.

Keywords
reservoir hydrofracturing, hydrofrac geometry diagnostic visualization, hydrofracturing technological risks, microseismic monitoring, hydrodynamic coefficients

References

1. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V., Burov D.I. *Primenenie passivnogo seismicheskogo monitoringa dla kontrola kachestva vipolnenia operaciy GRP* [The usage of passive seismic monitoring for hydrofrac QC. ENERCON-2013]. Moscow: 2013, 26-28 June.
2. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V., and Burov D.I. *Primenenie nazemnogo microseismicheskogo monitoringa dla kontrola kakachestva vipolnenia operaciy GR*P [The usage of surface microseismic monitoring for hydrofrac QC. XIII Gal'perin readings — 2013]. Moscow: *CGE*, 2013, 29 October — 1 November.
3. Maxwell S.C. and Urbancic, T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. The Leading Edge, 2001, issue 6, pp. 636–639.
4. Alexandrov S.I., Bandov V.P., Gogonenkov G.N. *Kontrol geometrii gidrorazriva plasta pri pomoschi skvazhinnogo mikroseismicheskogo monitoringa. Tehnologicheskie riski i faktori uspeha* [The hydrofrac geometry well microseismic monitoring. Technology risks and success factors]. *Geofizika*, 2010, issue 1, pp. 23–28.
5. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V. *Mikroseismicheskii monitoring gidravlicheskogo razriva plasta: skvazhina vs poverhnost'* [The hydrofrac microseismic monitoring: well vs surface. XII Gal'perin readings — 2012]. Moscow: 2012, abstracts.
6. Burov D.I., Kusevich A.V., *Praktika primenenia seismomonitoringa gidrorazriva plasta* [The hydrofrac monitoring seismic monitoring practice]. *Tekhnologii sesmorazvedki*, 2012, issue 1, pp. 63–66.
7. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V. *Sistema obrabotki dannyh passivnogo seismicheskogo monitoringa GRP* [The gydrofrac monitoring data processing system]. *Pribory i sistemy razvedochnoi geofiziki*, 2012, vol. 39, issue 1, pp. 58–61.
8. Haidar A.M., Borisov G.A., Gorin A.N., Latipov I.D. *Analiz i klassifikacia prichin prezhdevremennyh ostanovok zakachki pri provedenii gidravlicheskogo razriva plasta* [Analysis and classification of screening cases during gydrofracturing]. *Neftyanoe hozaistvo*, 2008, issue 11, pp. 38–41.
9. Shapiro S., Rothert E., Rath V., Rindschwentner J. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. Geophysics, 2002, issue 67, pp. 212–220.
10. Shapiro S.A., Dinske C., Rothert E. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds. Geophysical Research Letters, 2006, issue 33, L14312.

УДК 550.3

Комплексное применение инструментов прогнозирования физических свойств терригенных коллекторов и палеотектонического анализа при уточнении истории формирования залежи углеводородов на базе программного комплекса DV-SeisGeo

З.Н. Жемжурова
канд.г.м. наук, гл. геофизик отд. DV-технологий[1]
Dv_zhemzhurova@cge.ru

В.А. Чекунова
вед. геофизик отд. DV-технологий[1]
Dv_checunova@cge.ru

[1]ЦГЭ, Москва, Россия

Доклад посвящен созданию новой технологии комплексного использования программных средств пакета DV-SeisGeo с целью повышения достоверности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов залежи УВ. Выполненные исследования базировались на применении самоорганизующихся карт Кохонена и палеотектонического анализа. Объект исследований — терригенный комплекс юрских отложений одного из месторождений Шаимского свода. Были рассчитаны карты плотности запасов, достоверность которых оценивалась с точки зрения тектонической истории региона. По построенной литофациальной карте была выделена наиболее перспективная фация, практически не охваченная бурением. Были также изучены те аспекты палеоистории залежи, которые позволяют выявить генетическую связь современного распределения запасов залежи с возможной миграцией углеводородов из пород доюрского фундамента и коры выветривания.

Материалы и методы
Программный комплекс DV-SeisGeo.

Ключевые слова
геологическое моделирование, прогнозирование ФЕС коллекторов, нейронные сети, кроссплоты, палеотектонический анализ, миграция УВ

Трехмерное цифровое геологическое моделирование, совершенствуясь с точки зрения автоматизации вычислительных процессов при решении основных стандартных задач в производственном режиме, в то же время открывает новые возможности для решения задач фундаментальных, в частности, изучения истории геологического развития месторождений и процессов миграции природных углеводородов. В этом случае от программного обеспечения требуется наличие такого интерфейса, который позволял бы в пространстве единого проекта проанализировать комплекс имеющихся данных и создать оптимальную методику обработки для самого сложного объекта. При этом пользователю экспертного уровня должна предоставляться возможность альтернативного выбора программных инструментов на каждом технологическом этапе с обеспечением непрерывного контроля за результатами вычислений.

В отечественном программном обеспечении всем вышеперечисленным требованиям соответствует программный комплекс построения и поддержки многомерной многопараметровой модели залежи природных углеводородов «DV-SeisGeo», созданный в Центральной геофизической экспедиции под руководством А.С.Кашика на основе уникальных вычислительных алгоритмов, разработанных Федоровым А.Л. [9, 11]. Немаловажное значение имеет тот факт, что для решения задач на всех этапах моделирования с использованием DV-SeisGeo нет необходимости обращаться к внешним программным средствам.

На базе пакета DV-SeisGeo нами был выполнен анализ результатов прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов одного из месторождений Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири, продуктивный комплекс которого представлен отложениями нижнеданиловской подсвиты верхней юры (далее обозначается как пласт Р2) и тюменской свиты нижней и средней юры (далее пачка Т). Несмотря на то, что эти продуктивные отложения представляют единый гидродинамически связанный объект, по полученным нами данным они характеризуются несовпадением контуров продуктивности пласта Р2 и залегающей непосредственно под ним пачки Т. Поскольку общеизвестно влияние истории тектонического развития региона на пространственное изменение ФЕС коллекторов [5], возникла необходимость выявить те особенности геологической истории развития залежи, которые могли обусловить столь сложную картину распределения нефтегазонасыщенности по площади и разрезу.

Технология процесса прогнозирования и анализа полученных данных реализовывалась в соответствии с алгоритмической схемой, представленной на рис. 1.

Как следует из приводимой схемы, начало работы базируется на обобщении всей имеющейся априорной геологической информации для формирования общего представления о геологическом строении месторождения, что позволяет осмысленно подходить к выбору вычислительных операций и расчетных параметров на всех этапах геомоделирования.

На первом этапе, при построении структурного каркаса, расчет геологических поверхностей по кровле и подошве продуктивного комплекса осуществлялся с учетом разломов и трендовых сейсмических горизонтов, в структурном плане согласующихся со строением месторождения. При создании трехмерной сетки средняя толщина слоев определялась по геолого-статистическим разрезам, а тип залегания слоев сетки выбирался в соответствии с имеющимися представлениями о строении данного терригенного комплекса (рис. 2). На этапе литолого-петрофизического моделирования выполнялся расчет трехмерного распределения подсчетных параметров (кубов литологии, пористости, нефтенасыщенности). При этом прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве базировалось на применении тех методов, которые наиболее эффективны для сложнопостроенных тонкослоистых разрезов. На последнем этапе приведенной технологической схемы полученные данные рассматривались совместно с результатами палеотектонического анализа, используемого для оценки влияния тектонических процессов на формирование залежей природных углеводородов [5, 6].

При выборе алгоритма прогнозирования по выполненным нами операциям корреляционного анализа сейсмических и скважинных данных [4] были сделаны выводы о низкой степени попарной коррелируемости сейсмических атрибутов и скважинных данных для данного тонкослоистого разреза. Этот факт объясняется одновременным и разнонаправленным влиянием множества физических свойств пород на картину сейсмического поля в сложных тонкослоистых объектах. Вследствие этого в продуктивных терригенных пластах может возникнуть такое сочетание петрофизических и емкостных характеристик, которое аналогичным образом отображается и в водоносных коллекторах [1]. То есть некорректно сопоставлять какой-либо из используемых сейсмических атрибутов (мгновенные параметры, когерентность, псевдоакустика, вариации амплитуд), например, с песчанистостью, не

учитывая при этом возможного изменения пористости, литологии, кавернозности и трещиноватости, флюидонасыщенности, глинистости, слоистости и т.д.

Вследствие этого для прогнозирования ФЕС терригенных коллекторов нами использовалась одна из модификаций «нейронных сетей» (самоорганизующиеся карты Кохонена, далее сокращенно СОК) [9, 12]. Для ее реализации были созданы специальные структуры хранения входных данных и результатов обработки. На первом этапе, этапе кластеризации, выполняется загрузка карт сейсмических атрибутов по объекту моделирования. Здесь следует подчеркнуть, что помимо чаще всего используемых сейсмических атрибутов нами был рассчитан атрибут, отображающий вариации амплитуд сейсмического куба, для данного тонкослоистого разреза тесно связанный с коэффициентом нефтенасыщенности [4].

После загрузки карт формируется некое условное многомерное пространство, число осей которого равно числу выбранных сейсмических атрибутов. В этом пространстве загруженные данные будут представлять в сумме некое объемное «облако» точек значений атрибутов, и на этапе кластеризации необходимо это «облако» аппроксимировать значительно меньшим числом кластеров, то есть разбить все множество точек на определенное число групп точек по совокупности признаков. В процессе обработки рассчитывается статистический центр каждой группы точек (кластера), именуемый «нейроном». В соответствии с задаваемым радиусом, к вычисленным «центрам» приписываются только ближайшие точки соответствующей группы (кластера). Поскольку для каждого кластера характерен определенный диапазон значений атрибутов, любая точка площади XY по совокупности значений сейсмических атрибутов может быть отнесена к тому или иному кластеру. «Опознавательным знаком» точек каждого кластера является числовой индекс N соответствующего нейрона. Рассчитав карту в формате X-Y-N, мы множество входных карт сейсмических атрибутов заменяем одной картой — кластерной картой. Картина распределения кластеров по площади в целом отображает латеральную изменчивость пород, Число кластеров подбирается экспериментальным путем, исходя из дифференцированности по площади физических свойств объекта моделирования. По исследуемому нами объекту моделирования по пяти сейсмическим атрибутам (по кубам псевдоакустики, коэффициента когерентности, мгновенных частот и амплитуд, а также вариации амплитуд по исходному сейсмическому кубу) был выполнен расчет 16 кластеров. Система нумерологической привязки нейронов обеспечивает визуальный анализ распределения атрибутов по всем выделенным кластерам в условном пространстве кроссплота, где размещение нейронов определяется их числовыми индексами. На рис. 3 показано распределение средневзвешенных отнормированных значений перечисленных выше входных сейсмических атрибутов по выделенным 16 кластерам. Приводимые на рисунке палитры цветокодирования отображают распределение средних значений атрибутов по нейронам.

В том случае, если распространение полученных кластеров по площади контролируется лито-фациальными закономерностями, характерными для данного геологического объекта, а также структурно-тектоническим строением региона, карта кластеров может являться основой для построения фациальной карты (лито-фациальной или сейсмо-фациальной). Наиболее важной задачей при этом является увязать априорную информацию о палеогеографических условиях осадконакопления продуктивной толщи с изменением характеристик кластеров по тем или иным физическим свойствам (в нашем примере – параметрам ФЕС и сейсмическим атрибутам) [2, 7].

Привязать к изучаемым кластерам характеристики, полученные по данным ГИС, позволяет второй этап работы с нейронными сетями, этап «распознавания образов». Его основой является статистическая оценка средневзвешенных значений скважинных данных по каждому кластеру. На этом этапе выполняется загрузка в структуры нейронной сети скважинных параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства объекта. Нами были загружены средневзвешенные значения песчанистости, пористости и нефтенасыщенности. Первоначально для «обучения программы» создается выборка тех кластеров, распределение каждого из которых по площади XY включает как минимум 1 скважину. Осредненные скважинные данные приписываются соответствующему кластеру. Затем «свойства» обработанных кластеров распространялись соответствующим образом по одноименным кластерам всей площади, в том числе и для участков, не охваченных эксплуатационным или разведочным бурением. Рассчитанные таким образом прогнозные карты далее использовались как трендовые в операциях литолого-петрофизического моделирования. Следует подчеркнуть, что при подборе числа выделяемых кластеров необходимо также оценивать возможность охарактеризовать их результатами интерпретации данных ГИС, в частности, значениями параметров ФЕС. В качестве примера на рис. 4 представлены карта кластеризации и прогнозные карты параметров ФЕС, наиболее тесно связанных с сейсмическими атрибутами: песчанистости и нефтенасыщенности (совместно с результатами испытаний по объекту моделирования). При анализе распределения значений ФЕС терригенного комплекса Р2-Т по кластерам можно отметить следующее:

- Основная продуктивная залежь в северо-западной части площади моделирования ограничивается кластерами 3, 4, 5, 6 и 7 (см шкалу цветокодирования кластеров).
- По западному периметру залежи и вдоль бортовой зоны антиклинальной складки на юго-востоке отмечается наличие протяженных зон, объединенных кластерами 0, 1, 2. Особенность этих кластеров заключается в приуроченности их к областям пониженных значений коэффициента когерентности. И по данным ГИС, и по данным испытаний эти зоны являются продуктивными. Кроме того, по трендовой карте песчанистости по периферии основной продуктивной залежи эти зоны характеризуются резким увеличением песчанистости
- Сводовая часть антиклинальной складки на юго-востоке площади является не продуктивной (кластер 15). На данном участке отмечается наличие зоны выклинивания коллекторов.

Перечисленные выше закономерности учитывались при построении по карте кластеров лито-фациальной карты. Литологическая привязка кластеров к определенным фациям выполнялась в процессе анализа закономерностей изменения пористости коллекторов с изменением их естественной радиоактивности по стандартизированным кривым ГК (см рис. 5а). Кроме того, при выделении фаций учитывалось также изменение типа песчанистости (гранулометрии), как фактора, тесно связанного с условиями осадконакопления. В итоге было выделено 5 литофациальных групп, включающих следующие кластеры:

- фации 1 и 2 — приподнятые в палеорельефе области распространения песчанистых отложений, различающиеся между собой следующим образом: фация 1 — породы с максимальной песчанистостью, для которых характерно преобладание грубозернистой песчанистости (кластеры 0, 1, 2); фация 2 (см рис. 6) — в отличие от фации 1 вверх по разрезу песчанистость в основном меняется с крупно-зернистой на мелко- и средне-зернистую, с уменьшением пористости (кластеры 3, 4, 5, 6, 7);
- фация 3 — заглинизированные породы на склонах структурных поднятий (кластеры 8, 9, 10, 11, 12);
- фация 4 — неперспективные с точки зрения нефтенасыщенности отложения заливообразной синклинали, разделяющей положительные структуры (кластеры 13, 14), [3];
- фация 5 — породы с минимальной песчанистостью в сводовой части антиклинальной складки (кластер 15).

В результате объединения кластеров была рассчитана литофациальная карта (рис. 5б).

Приведенная лито-фациальная карта позволяет выделить границы перспективных участков площади, практически не охваченные бурением — это кольцеобразная зона по периферии основной залежи и приразломные зоны вдоль мощной антиклинальной складки.

По полученной лито-фациальной карте были откорректированы прогнозные карты, которые нами использовались далее в качестве трендовых при расчете кубов литологии, пористости и нефтенасыщенности.

Результаты литолого-петрофизического моделирования проиллюстрированы на рис. 7. На рис. 7а распределение куба литологии (коллектор – неколлектор) показано в пространстве трехмерной структурной сетки и по вертикальному сечению, на рисунках 7б и 7в на этом же сечении, выведенном в автономное плоское окно, визуализированы кубы нефтенасыщенности и пористости Куб нефтенасыщенности откорректирован с учетом водо-нефтяного контакта.

По полученным кубам ФЕС были рассчитаны карты плотности запасов: индивидуально по пласту Р2 (рис. 8а) и по тюменской пачке (рис. 8б) и по комплексу Р2-Т (рис. 8в). Как отмечалось выше, особый интерес вызывает несовпадение контуров максимальной продуктивности пласта Р2 и залегающей непосредственно под ним пачки Т, которые представляют единый гидродинамически связанный объект. По пласту Р2 максимальная часть запасов углеводородов приурочена к основному структурному поднятию, по тюменской пачке — к структурному элементу в южной части региона и к западному обрамлению основной структуры, а также к прибортовой зоне протяженного разлома, фиксируемого вдоль мощной антиклинальной складки и в породах фундамента, и в осадочном чехле на юго-востоке площади.

Рис. 1 — Комплексирование инструментов прогнозирования физических свойств коллекторов и палеотектонического анализа при исследовании геологического объекта P2-T в пакете DV-SeisGeo

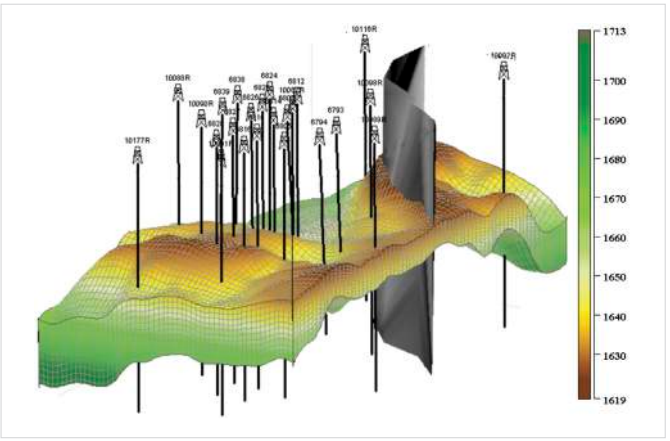


Рис. 2 — Трехмерный структурный каркас геомодели по продуктивной пачке P2-T и поверхность разлома вдоль основной зоны тектонического нарушения

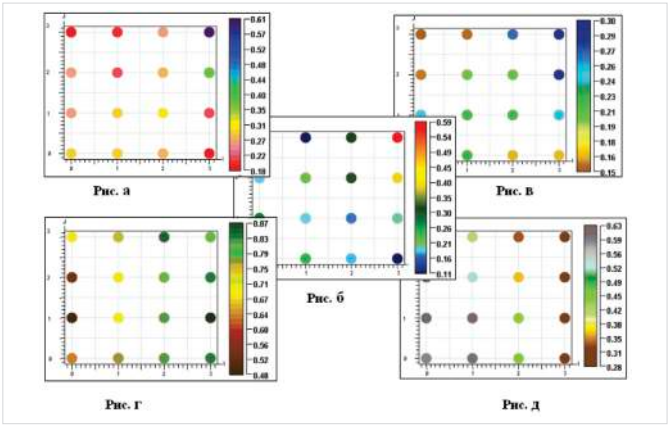


Рис. 3 — Цветокодированная окраска нейронов в соответствии с распределением средних значений сейсмических атрибутов по результатам кластеризации (а — по карте PAC, б — по карте вариаций амплитуд исходного сейсмического куба, в — по карте мгновенных амплитуд, г — по карте когерентности, д — по карте мгновенных частот)

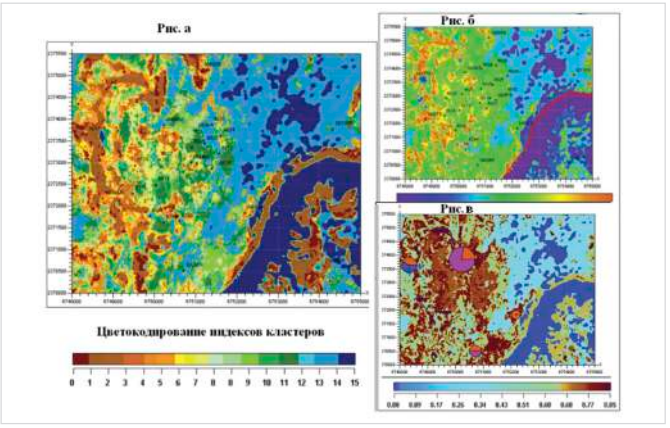


Рис. 4 — Результаты этапов кластеризации объекта моделирования и статистической оценки свойств кластеров (рис. а — карта распределения 16 выделенных кластеров, рис. б — карта прогнозных значений песчанистости, рис. в — карта прогнозных значений нефтенасыщенности и результаты испытаний по скважинам (круговые диаграммы): оранжевый цвет — нефть, синий — вода, розовый — газ).

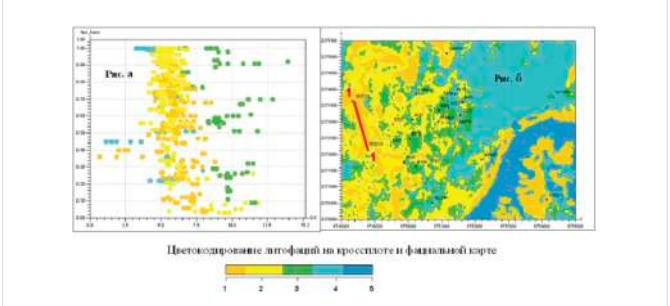


Рис. 5 — Построение фациальной карты по результатам кластеризации (рис. а — изменение взаимосвязи параметров ФЕС по фациям 1 — 5 на кроссплоте APS — GK, рис. б — карта распределения литофаций).

Рис. 6 — Скважинный профиль по линии 1–1 (рис. 5), характеризующий изменение литологии и пористости по фациям 1 и 2.

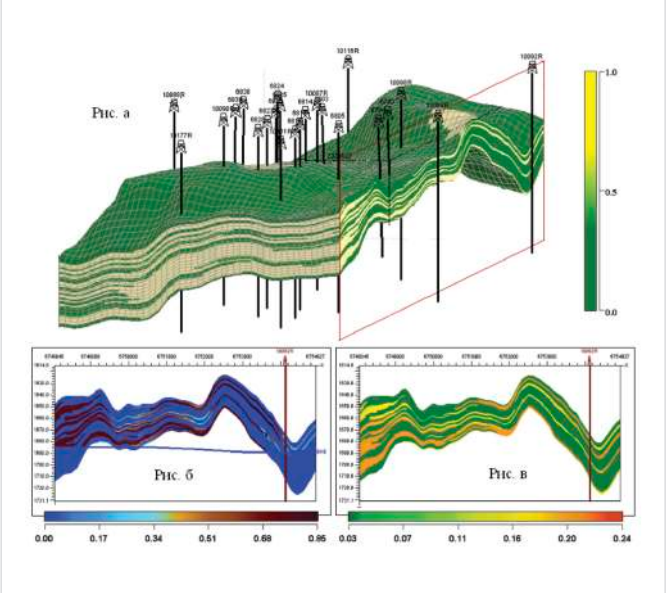


Рис. 7 — Результаты прогнозирования литологии, пористости и нефтенасыщенности с использованием модификации нейронных сетей СОК (рис. а — куб литологии в трехмерном пространстве сетки, рис. б — вертикальное сечение куба нефтенасыщенности, рис. в — вертикальное сечение куба пористости)

Подобную конфигурацию современного распределения запасов УВ по двум взаимосвязанным объектам можно объяснить только с точки зрения миграции углеводородов в процессе перестройки палеоструктурных планов при активизации тектонических движений. Поскольку активная тектоническая деятельность приводит к многочисленным дизъюнктивным нарушениям, то сопутствующее формирование зон трещиноватости следует рассматривать как возможные пути миграции и скопления углеводородов.

Как отмечалось в проведенных ранее исследованиях данного месторождения [3], за всю его геологическую историю можно отметить появление новых форм рельефа и перераспределение гипсометрии унаследованных структурных элементов. Следовательно, рассмотрение полученных распределений «фаций» совместно с результатами выполненного нами палеотектонического анализа по объекту моделирования позволит не только обосновать достоверность распределения нефтенасыщенных коллекторов, но и сделать выводы о направленности процессов миграции углеводородов в предшествующие геологические эпохи.

Решение основных задач палеотектонического анализа в пакете DV-SeisGeo базируется на принципах использования многомерных пространств для комплексного анализа геолого-геофизических и промысловых данных, разработанных А.С.Кашиком [8].

Реализация технологии палеотектонического анализа основывается на непрерывном во времени выравнивании поверхностей горизонтов целевых объектов и соответствующей реконструкции кубов.

Его выполнение осуществляется в четырехмерном пространстве XYZT, где T — ось условного геологического времени. На рис. 9 зафиксированы результаты палеореконструкции основных отражающих горизонтов и сейсмического куба при выравнивании по двум геологическим поверхностям: кровля сеноманского яруса (G_paleo, верхний мел) и кровля нижне-даниловской подсвиты (P_paleo, средняя юра). Эти данные визуализированы на вертикальном сечении по линии I-I, проходящей через основные положительные структуры: основную продуктивную залежь и мощную антиклинальную складку (см рис. 8в). На приведенных разрезах отчетливо наблюдается увеличение амплитуды поднятий в более молодое время.

Приводимые на рис. 9 параметры палеореконструкции (геологический возраст основных отражающих горизонтов) привязаны к геохронологической шкале, созданной для данного региона (рис. 10). Для анализа результатов использовались трехмерные визуализационные пространства, из которых для решения нашей задачи основными являются пространство XYT, определяемое как куб палеоистории выбираемого объекта, и пространство XYZ, отображающее структурное положение объектов на конкретное геологическое время. Вертикальные сечения пространства XYT, создаваемые по профилям, проходящим через наиболее характерные точки палеорельефа изучаемых горизонтов, дают информацию об основных этапах тектонического развития объекта в рамках всей шкалы геологического времени. Поскольку нас интересует возможная миграция углеводородов между пластами P2, T и породами доюрского фундамента, был рассчитан куб палеоистории по кровле пласта T, горизонту P2_bot. Сечение этого куба, проходящее через основную продуктивную залежь (скважины 10090R и 10177R), представлено в окне геохронологической шкалы на рис. 10. При этом для удобства дальнейшего анализа необходимо отметить, что направление оси в окне сечения куба — обратное фактическому, с востока на запад.

Палитра цветокодирования куба отображает изменение структурных планов горизонта в процессе палеореконструкции: усиление интенсивности желтого цвета до коричневого соответствует уменьшению абсолютных отметок горизонта (то есть положительному росту структуры), а смена зеленого цвета серым свидетельствует о процессе опускания фрагмента площади. Таким образом, приведенный разрез позволяет сделать выводы не только об усилении положительной тектонической активности в пределах сводового поднятия, но и о процессе отрицательных тектонических движений по периферии поднятия. Следовательно, эти разнонаправленные тектонические процессы должны были вызвать деформацию пород по периферии поднятия, то есть способствовать развитию зон дизъюнктивных нарушений. Возникновение подобных зон, сопровождавшее рост структуры, отображается наличием зон потери коррелируемости сейсмического волнового поля по карте когерентности (рис 8г). Конфигурация этих зон согласуется с тем фактом, что преимущественным направлением тектонических разломов по данному региону является меридиональное и субмеридиональное.

Для выполнения анализа результатов палеореконструкций по всей площади моделирования был построен разрез куба палеоистории данного горизонта по линии I–I, объединяющей основные структурные элементы (рис. 11).

Как следует из анализа данных на рис.11, антиклинальный вал (юго-восточная часть площади) характеризуется устойчивостью процесса роста данной структуры за весь период геологического развития, в то время как зона основной продуктивной структуры (с максимальной плотностью запасов, рис. 6а) на северо-западной части площади отличается усилением положительных тектонических движений, начиная с верхнего мела вплоть до неогена. Таким образом, с начала верхнего мела отмечались условия, благоприятные для перетока углеводородов из нижележащих отложений тюменской свиты в коллектора пласта P2, характеризующегося более высокими значениями песчанистости, пористости и проницаемости. Как отмечалось выше, возможными путями миграции УВ могли быть зоны малоамплитудных тектонических нарушений в западном обрамлении основной продуктивной залежи.

Горизонтальные сечения пространства XYT представляют собой структурные карты объекта на определенное геологическое время. Ключевые моменты развития основной продуктивной структуры отображены в виде набора палеоструктурных карт горизонта P2_bot (кровля тюменской пачки) на рис. 12.

По данным палеотектонического анализа, выполненного по горизонтам кровли пласта P2, подошвы тюменской пачки T и кровли фундамента закономерности истории их развития согласуются с описанной выше палеоисторией горизонта P2_bot (подошвы пласта P2), что соответствует унаследованному в целом характеру геологического развития основных форм рельефа, начиная с нижней юры вплоть до неогена. Наиболее яркой особенностью палеорельефа является наличие протяженной зоны эрозионного размыва пермо-триасового комплекса, прокоррелированной по исходному сейсмическому кубу (рис. 13). Конфигурация этой зоны в целом согласуется с распределением максимальной плотности запасов по исследуемому объекту P2-T (рис. 8 в). Поскольку отложения пермо-триасового комплекса принимаются рядом исследователей за возможный источник углеводородов в данном регионе [3], можно предположить наличие гидродинамической связи между продуктивными пластами юрской толщи и доюрского основания. Процесс притока углеводородов в юрские коллектора в этом случае обеспечивается множественными дизъюнктивными нарушениями, фиксируемыми в продуктивном комплексе (см карту когерентности на рис. 8г). По результатам анализа данных 3D сейсморазведки эти нарушения неразрывно связаны с разломными зонами фундамента, где их плотность возрастает.

Обобщая все вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

- при помощи современного математического аппарата прогнозирования (в частности, самоорганизующихся карт Кохонена), представляется возможным уточнить границы наиболее перспективных областей для проектирования эксплуатационных и разведочных скважин, опираясь на фациальные особенности процесса осадконакопления исследуемого объекта.
- использование инструмента палеотектонического анализа позволяет обосновать результаты прогнозирования ФЕС коллекторов с точки зрения истории развития залежи УВ за весь период ее геологического развития.

Итоги

Интегрированное использование современных программных средств обработки и анализа комплекса сейсмических и скважинных данных в пакетах, аналогичных DV-SeisGeo, в рамках единого пользовательского проекта позволяет значительно расширить возможности интерпретатора при уточнении информации об особенностях геологического строения залежей природных УВ, необходимой и в процессе эксплуатации, и на стадии доразведки месторождений. В частности, по приводимым в данной работе результатам были уточнены границы наиболее перспективных, с точки зрения нефтенасыщенности, участков, ранее практически не охваченных бурением.

Выводы

Подобные программные комплексы должны широко внедряться в нефтяную отрасль наряду с пакетами, обеспечивающими производственный режим решения задач цифрового геомоделирования несмотря на то, что это — многозатратный процесс, требующий организации широкого фронта работ по обучению пользователей на местах, развитию программного обеспечения и его модернизации и т.п.

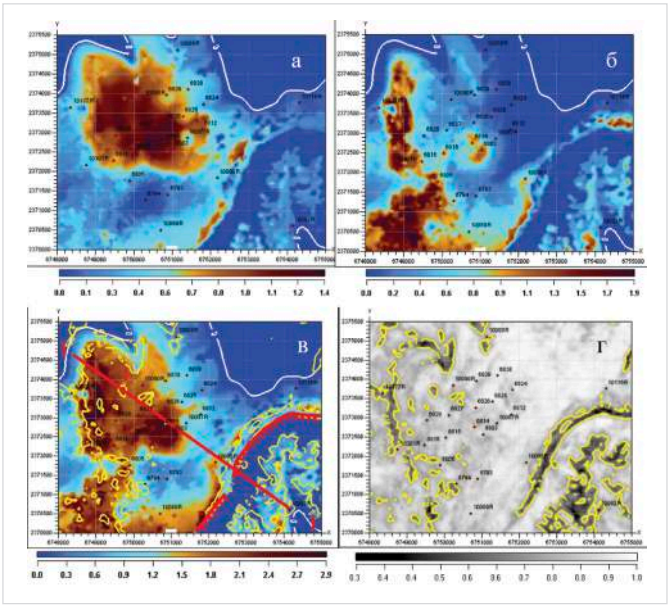


Рис. 8 — Карты плотности запасов по объекту моделирования и карта по кубу когерентности (а — пласт P2, б — тюменская пачка, в — суммарное распределение запасов по комплексу P2-T и зоны потери коррелируемости сейсмотрасс, г — карта когерентности, желтым цветом представлены изолинии Кког = 0.7).

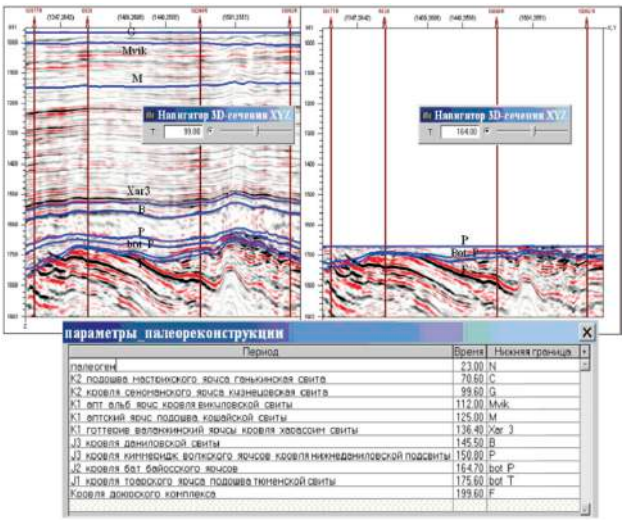


Рис. 9 — Результаты выравнивания сейсмического куба по горизонтам G_paleo, кровли сеноманского яруса (слева) и P_paleo, кровли нижнеданиловской подсвиты (справа)

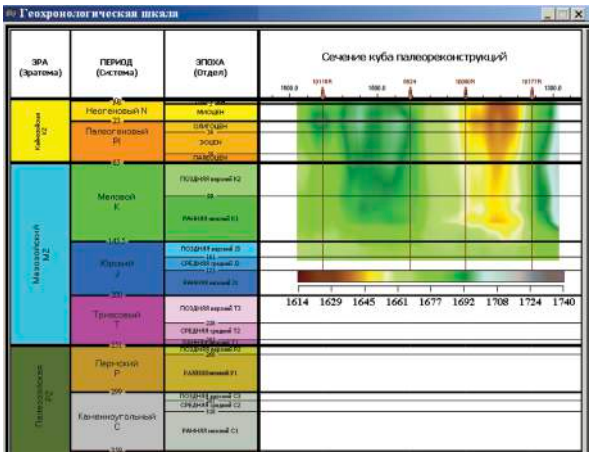


Рис. 10 — Геохронологическая шкала и сечение куба палеоистории горизонта кровли тюменской свиты

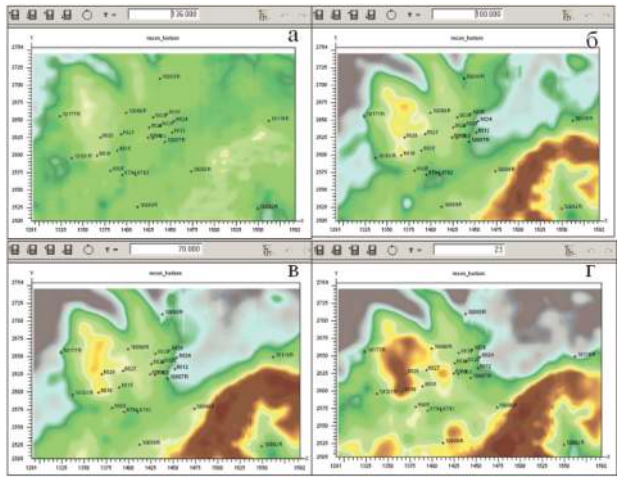


Рис. 12 — Палеоструктурные карты горизонта P2_bot, начиная от времени его формирования (а — верхняя юра) до верхнего мела, г — Палитра палеоструктурных карт аналогична изображенной на рис. 7

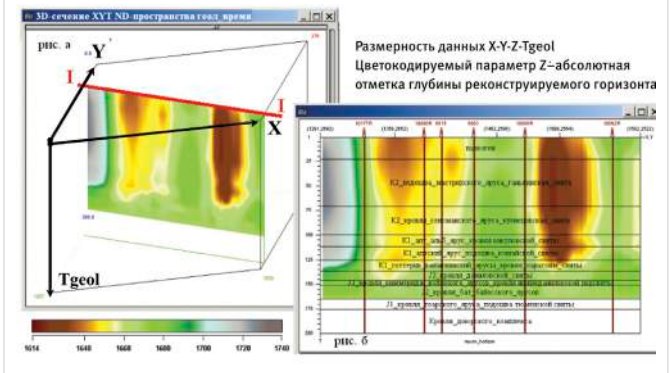


Рис. 11 — Вертикальное сечение куба палеоистории горизонта P2_bot по линии I – I (рис. а – куб палеоистории и вертикальное сечение по линии I-I, рис. б – привязка геохронологической шкалы к сечению куба палеоистории)

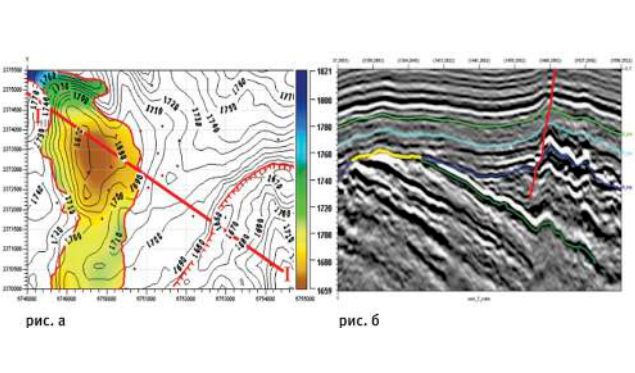


Рис. 13 — Структурная карта поверхности размыва пермо-триасовского комплекса пород (рис. а) и вертикальное сечение сейсмического куба по линии I–I (рис. б: поверхность размыва — желтый цвет, отражающий горизонт В в кровле продуктивного комплекса — светло-зеленый цвет, кровля пермо-триасовского комплекса — темно-зеленый цвет, поверхность доюрского комплекса — синий цвет).

Список используемой литературы

1. Барышев Л.А. Физическая природа аномалий на Непском своде // Геофизика, 2004. №5.
2. Барышев Л.А., Барышев А.С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 2008. №4.
3. Денисов С.Б. Повторная обработка сейсморазведочных материалов 3D, создание тонкослоистой геологической модели юрских отложений Тальникового месторождения.
4. Жемжурова З.Н., Чекунова В.А. Прогнозирование ФЕС коллекторов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием комплекса DV-SeisGeo // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №2.
5. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. Москва: 2009.
6. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. Москва: Нефть и газ, 2005.
7. Кавун М.М., Степанов А.В., Истомин С.Б. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Геофизика. №4. 2007.
8. Кашик А.С., Кириллов С.А. Четырехмерные многопараметровые модели и их применение в геологии и разработке месторождений углеводородов.
9. Кашик А.С., Билибин С.Г., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов // Технологии ТЭК. 2003. №3.
10. Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. Москва: 2004.
11. Федоров А.Л. Режим доступа: http://www.dvseisgeo.ru
12. Цибулин И.Л. Оценка перспектив нефтепоисковых работ в зоне контакте осадочного чехла и доюрского основания на Нежданной площади // Геофизика, 2004, №6.
13. Kohonen T, Self Organizing Maps. Third Extendad Edition. New York, 2001.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.3

The integrated technology to combine the tools of the collectors properties forecasting with paleotectonical analysis data to define more exactly the geological history of juristic terrigenous depositss in West Siberia by using DV-SeisGeo software package

Authors:
Zinaida N. Zhemzhurova — ph.d., chief geophysicist of DV-department[1]; Dv_zhemzhurova@cge.ru
Vera A. Chekunova — leading geophysicist of DV-department[1]; Dv_checunova@cge.ru

[1]CGE, Moscow, Russian Federation

Abstract
The main task of this work is a creation of new integrated technology to combine the modern tools of DV-SeisGeo package for more accurate value of filtration and capacity reservoir properties of oil fields. We used the Cohonen modification of neuron nets and paleotectonic analysis data to create the 3D geological model. The juristic terrigenous deposits in West Siberia was the main object of our research. Obtained data allowed us to calculate the reserves map. Its reliability was estimated by using the main features of the geological history of this region. The lithophases map was calculated as the base to define the most perspective zone to project new exploration and productive wells. Besides, we have analyzed the connection between the productive zone configuration and the hydro carbon migration process.

Materials and methods
Program complex DV-SeisGeo.

Results
Thus, integrated use of modern software tools to process and analyze complex seismic and well data in packets , similar to DV-SeisGeo, under a single user project can significantly extend the capabilities of the interpreter in the refinement of information about the features of the geological structure of hydrocarbon deposits of natural, necessary and in the operation and in step exploration fields . In particular, in this paper, driven by results and the boundaries were the most promising in terms of oil saturation areas previously not covered virtually drilling.

Conclusions
In conclusion, it should be emphasized that these software systems should be widely implemented in the oil industry, along with the packages that provide production mode solving digital geomodelling despite the fact that it — mnogozatratny process requiring a broad front of organizations working to educate users in the field, the development of software and its modernization etc.

Keywords
geological modeling, reservoir prediction collectors, neural networks, crossplots, palaeotectonic analysis, hydrocarbon migration

References

1. Baryshev L.A. *Fizicheskaya priroda anomaliy na Nepskom svode* [The physical nature of anomalies in the Nepa arch]. *Geofizika*, 2004, issue 5.
2. Baryshev L.A., Baryshev A.S. *Mnogoparametrovaya fiziko-geologicheskaya model' Verkhnechonskogo gazokondensatno-neftyanogo mestorozhdeniya* [Multiparameter physical and geological model Verkhnechonskoe gas condensate-oil field]. *Geologiya nefti i gaza*, 2008, issue 4.
3. Denisov S.B. *Povtornaya obrabotka seysmorazvedochnykh materialov 3D, sozdanie tonkosloistoy geologicheskoy modeli yurskikh otlozheniy Tal'nikovogo mestorozhdeniya* [Reprocessing of seismic data 3D, creating thin-layered geological model of the Jurassic deposits Talnikova field].
4. Zhemzhurova Z.N., Chekunova V.A. *Prognozirovanie FES kollektorov zalezhey UV po seysmicheskim i skvazhinnym dannym s ispol'zovaniem kompleksa DV-SeisGeo* [Predicting reservoir reservoir hydrocarbon accumulations from seismic and well data using a set of DV-SeisGeo]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 2.
5. Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow: 2009.
6. Zoloeva G.M., Denisov S.B., Bilibin S.I. *Geologo-geofizicheskoe modelirovanie zalezhey nefti i gaza* [Geological and geophysical modeling of oil and gas]. Moscow: *Neft' i gaz*, 2005.
7. Kavun M.M., Stepanov A.V., Istomin S.B. *Nekotorye prakticheskie aspekty analiza mezhflyuidnykh kontaktov pri geologicheskom modelirovanii zalezhey nefti i gaza* [Some practical aspects of the analysis fluid contacts during geological modeling of oil and gas]. *Geofizika*, 2007, issue 4.
8. Kashik A.S., Kirillov S.A. *Chetyrekhmernye mnogoparametrovye modeli i ikh primenenie v geologii i razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov* [Four-dimensional multi-parameter models and their application in geology and development of hydrocarbon deposits].
9. Kashik A.S., Bilibin S.G., Gogonenkov G.N. Kirillov S.A. *Novye tekhnologii pri postroenii tsifrovykh geologicheskikh modeley mestorozhdeniy uglevodorodov* [New technologies in the construction of digital geological models of hydrocarbon deposits]. *Tekhnologii TEK*, 2003, issue 3.
10. Rutkovskaya D., Pilin'skiy M., Rutkovskiy L. *Neyronnye seti, geneticheskie algoritmy i nechetkie sistemy* [Neural networks, genetic algorithms and fuzzy systems]. Moscow, 2004.
11. Fedorov A.L. Available at: http://www.dvseisgeo.ru
12. Tsibulin I.L. *Otsenka perspektiv neftepoiskovykh rabot v zone kontakte osadochnogo chekhla i doyurskogo osnovaniya na Nezhdannoy ploshchadi* [Assessment of the prospects of oil exploration in the area of contact of the sedimentary cover and the pre-Jurassic basement on an unexpected area]. *Geofizika*, 2004, issue 6.
13. Kohonen T, Self Organizing Maps. Third Extendad Edition. New York, 2001.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Станции подготовки воды «Водопад» и водонапорные станции

Гарантированная очистка пресной питьевой воды по всем показателям СанПИН 2.1.4.1074-01.

Технические характеристики

– блочное исполнение полной заводской готовности;

– производительность от 5 до 8000 м^3/сут. (с дополнительными модулями – до 25 000 м^3/сут.).

Водонапорные подстанции собственного производства.

Преимущества

– не требуется подогрев исходной воды;

– очищенная вода имеет нулевой индекс токсичности;

– потери питьевой воды сокращаются до 2,5-3 %;

– использование электрокоагуляционных осадков в качестве вторичного коагулянта при очистке сточных вод;

– сокращение расхода топлива на 25-50 %;

– увеличение срока службы котлов в 4-5 раз;

– минимальная численность персонала;

– низкие эксплуатационные расходы.

ООО «ТюменНИИгипрогаз»
625019 г. Тюмень, ул. Воровского, 2
http://www.tngg.ru
http://zavod.tngg.ru

ОТДЕЛ МАРКЕТИНГА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ЗАВОДА
тел.: (3452) 284-315, факс: (3452) 284-392

Динамично развивающееся предприятие — лучший партнер в бизнесе

А.А. Соломаткин
главный инженер[1]

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

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

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

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

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

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

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

С целью получения информации о состоянии пластов в различных интервалах

Рис. 1

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

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

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

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

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

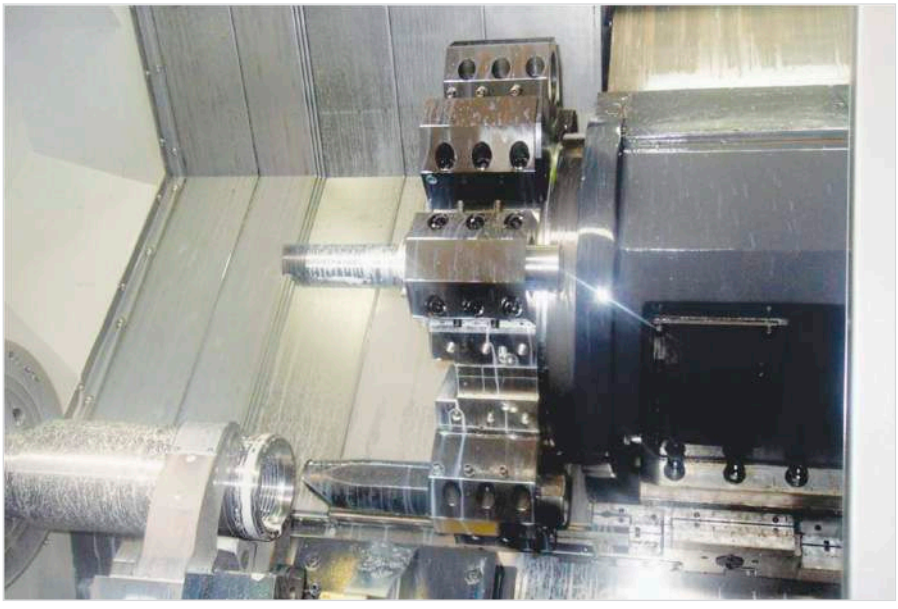


Рис. 2

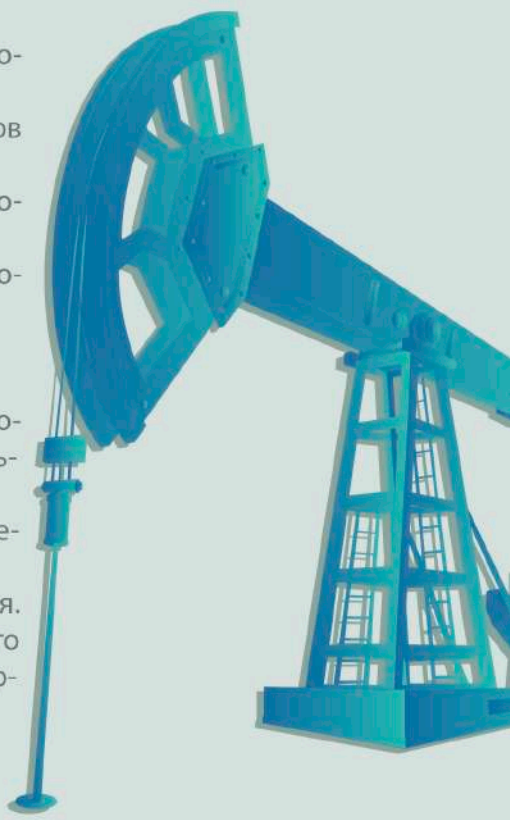
ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент»
Котовский филиал
Россия, Волгоградская обл.,
г. Котово, Промзона.
Тел/факс: +7 (84455) 4-72-53
ASolomatkin@integra.ru
www.kfbi.ru

Рис. 3

Рис. 4

ОАО
«НЕФТЕМАШ» - САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии,
коммунального хозяйства:
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.



Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:
- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а так же по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ПО СИСТЕМЕ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ISO 9001-2001.

International Organization for standardization ISO 9001

ПРЕВЕНТОРЫ

ППР2 — двойной с плоскими плашками
ПМТ-2 — малогабаритный сдвоенный
ПМТР — с разгруженным приводом
ПМШЗ — малогабаритный штанговый
ПМК — малогабаритный комбинированный
ПП — с овальными плашками

ПЕРЕВОДНИКИ, ПАТРУБКИ

для насосно-компрессорных,
бурильных и обсадных труб

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ К БУРОВЫМ НАСОСАМ УНБ, НБ, НБТ, 9Т, НЦ

Поршни, Втулки, Шток поршня, Гидрокоробка

КРАНЫ

КШЦ — кран с опорными цапфами
КШЗ, КШН, КШВН — краны шаровые
2КМ — кран пробковый
КВД — кран высокого давления

ФРЕЗЕРЫ

ФП — фрезер пилотный
ФЗ, ФЗи — фрезер забойный
ФЛМ, МФЛ — фрезер магнитный
ФТ — фрезер торцевой
ФК, ФКи — фрезер кольцевой
ФКК — фрезер колонный конусный

ЭЛЕВАТОРЫ

ЭН — элеватор литой
КМ — элеватор корпусной
ЭШН — элеватор штанговый
ЭТА — элеватор трубный
КМК — элеватор конусный
ЭХЛ — элеватор трубный

РОТОРЫ

Ротор буровой Р-410
Ротор РУП-125х560
Ротор буровой РУ 80х400
Ротор РМ-200

ТРУБОЛОВКИ

ТН, ТНС, ТНЗ — труболовки наружные
ТВ, ТВМ — труболовки внутренние

ВЕРТЛЮГИ

ВЭ — вертлюг эксплуатационный
ВБ — вертлюг буровой
ВП — вертлюг промывочный

БАЛЛОНЫ ШПМ

Муфты шинно-пневматические

ГИДРОКЛЮЧИ

ГКШ-1200, ГКШ-1500,
КМУ-50М, КПГР-9, КПГР-12

ДОЛОТА

для твердо-крепких,
твердых и средних пород

ШТРОПА

ШЭ — штропа эксплуатационные
ШБД — штропа буровые

ТРУБЫ

насосно—компрессорные,
бурильные, обсадные

НИГМАШ СЕРВИС

www.nigmash.ru

Международная премия «Европейский стандарт 2011»

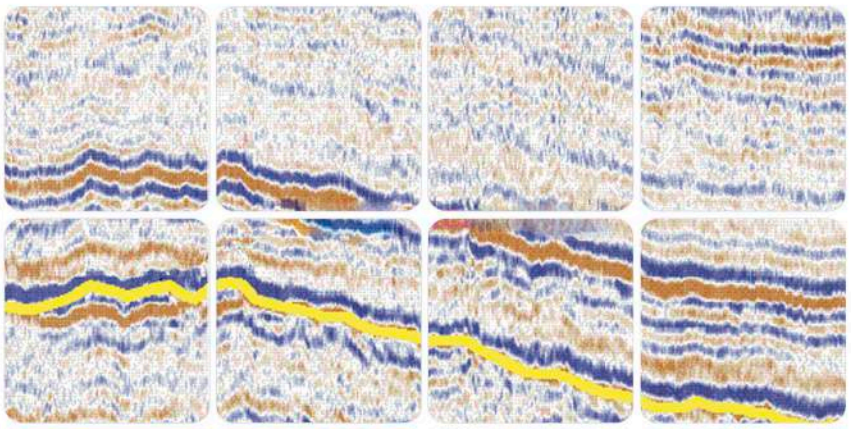
Лучшая Компания России 2010 в номинации «Оптовая торговля оборудованием»

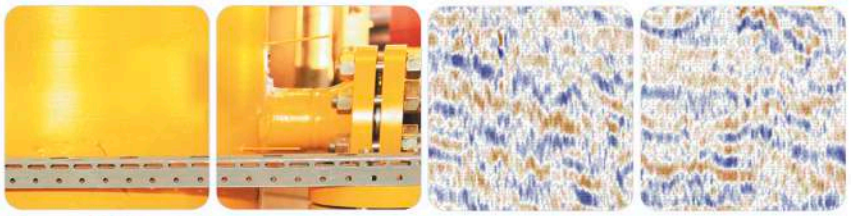
Лучшая Компания года 2009

Руководитель года 2008

ООО «НиГМаш-Сервис»

452680, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Заводская 24, а/я 26
тел./факс: (34783) 223-61, 3-66-16, 210-65, 224-73, 212-29, 218-15, 206-58, 206-40, 207-16
E-mail: ns@nigmash.ru, sales@nigmash.ru, sbyt@nigmash.ru, market@nigmash.ru





ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

НАУЧНО-ПРОЕКТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС

ООО «ТюменНИИгипрогаз»

дочернее общество со 100% участием ОАО «Газпром»

основано в 1966 году

- **научные исследования** в области геологии, геофизики, разработки и эксплуатации газовых месторождений;
- **проектирование разработки** и обустройства газовых месторождений;
- **производство оборудования** для газовой отрасли и водоподготовки.

625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2
тел.: (3452) 286-481, факс: (3452) 274-045
www.tngg.ru

ОАО «СТАР» — комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов

ОАО «СТАР» обеспечивает полный цикл работ по автоматизации управления промышленных газотурбинных приводов и газотурбинных энергоблоков: проектирование и разработка систем и алгоритмов, программирование контроллеров и изготовление аппаратной части, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное обслуживание.

Разработанные и изготовленные ОАО «СТАР» системы автоматического управления промышленных газотурбинных двигателей и газотурбинных агрегатов работают на объектах газовых и нефтяных компаний «Газпром», «Лукойл-Коми», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», в энергетических компаниях, на промышленных предприятиях и в муниципальных образованиях. Всего в эксплуатации функционирует более трехсот систем управления, в том числе более полусотни систем управления энергоблоками.

При внедрении систем автоматического управления промышленными энергетическими установками в эксплуатацию, специалисты ОАО «СТАР» осуществляют монтажные и пусконаладочные работы, проверку работоспособности САУ на работающем и неработающем двигателе, проверку технического обслуживания САУ.

В рамках программ послепродажного сервисного обслуживания ОАО «СТАР» проводит модернизацию и совершенствование систем управления: обновление ПО САУ и пультов, расширение системы диагностики и контроля, модернизацию и переоснащение аппаратной части. Для повышения качества обслуживания систем персоналом заказчика, предприятие осуществляет обучение и аттестацию специалистов заказчика по эксплуатации поставляемых систем.

ОАО «СТАР»
614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А
Тел.: +7 (342) 249-32-07
Факс: +7 (342) 281-21-79
e-mail: star@ao-star.ru
www.ao-star.ru

ООО Объединение «КОМПРЕССОР»

Проектирование, изготовление, шефмонтаж и пуско – наладка АГНКС и компрессорного оборудования

36 АГНКС на территории Российской федерации и за её пределами
14 ПАГЗ с компрессорными установками нашего производства
Многолетний опыт проектирования и внедрения компрессорного оборудования в химической, нефтеперерабатывающей и газовой отраслях

Широкий спектр оборудования и запасных частей для АГНКС и компрессорных установок в наличии и на заказ

440015, Россия, г.Пенза, ул.Аустрина, 63
Тел.:(8412)67-42-17;
Факс : (8412)59-44-66, 67-42-17
e-mail: ookompressor@narod.ru
www.compressor-pnz.ru

УДК 621.51

Современные системы производства для обслуживания газобаллонного автотранспорта

В.В. Яшин
к.т.н., генеральный директор[1]

И.Р. Ганиев
исполнительный директор[1]

[1]ООО Объединение «Компрессор», Пенза, Россия

Ежегодный рост парка автомобилей, работающих на КПГ, предъявляет к эксплуатирующим организациям, частным лицам и предприятиям, производящим ремонт и обслуживание ТС, новые требования по безопасности. В правилах по обслуживанию и ремонту автотранспортных средств, оборудованных ГБО, существует регламент, по которому следует разгружать всю газовую систему автомобиля от газа и производить её дегазацию перед въездом на территорию ремонтного пункта.

Ключевые слова
КПГ, Блок аккумулирования и дегазации, АГНКС

В случае, когда на ТО или ремонт приезжают автомобили с заправленными баллонами, разгрузка и дегазация газовой системы автомобиля должна производиться при помощи специального оборудования.

Такое оборудование под маркой БАД 1,6–0,8 У2 «Блок аккумулирования и дегазации» и МКЗПА–50У1 «Пункт выпуска и аккумулирования газа» (ПВи–АГ).

Блок аккумулирования и дегазации (БАД), установленный на АГНКС, позволяет осуществлять аккумуляцию топлива (КПГ) в блоки аккумуляторов газа АГНКС с поступающих на ремонт автотранспортных средств и производить дегазацию их газобалонной аппаратуры.

Рис. 1 — БАД в разработке

БАД предназначен для полного опорожнения ГБО автомобиля, аккумулирования забранного газа в аккумуляторных баллонах АГНКС и полной дегазации систем автотранспортного средства.

Пункт выпуска и аккумулирования природного газа также как и БАД, позволяет аккумулировать газ в баллонах высокого давления с поступающих на ремонт автотранспортных средств, проводить дегазацию газобалонной аппаратуры. Но за счёт размещения компрессорной установки и блока аккумуляторов газа внутри модуля, он способен работать автономно от АГНКС (например на территории автотранспортного предприятия), кроме всего прочего заправлять прибывшие с ремонта автомобили их же собственным газом, выкаченным перед ремонтом.

В заключении хотелось бы отметить, что к данному оборудованию в настоящее время наблюдается повышенный интерес со стороны автотранспортных предприятий. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что вместе с ростом количества газобаллонных автомобилей, в ближайшем будущем будет наблюдаться и рост спроса на услуги по обслуживанию их оборудования.

Рис. 2 — БАД на сборочной площадке

Рис. 3 — БАД на сборочной площадке (вид сзади)

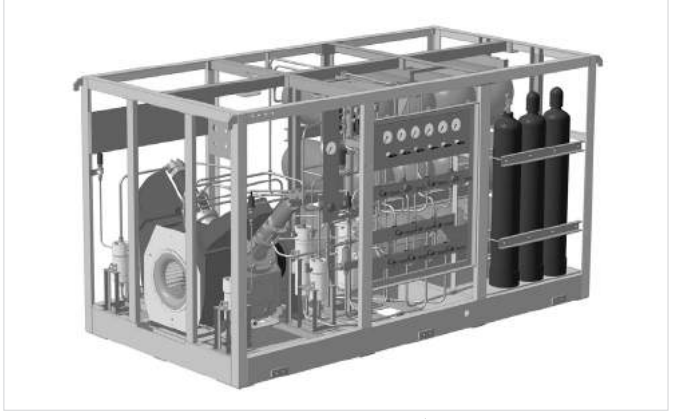


Рис. 4 — ПВиАГ в разработке

Рис. 5 — ПВиАГ на месте эксплуатации (проводятся работы по выпуску природного газа из газобаллонной системы автобуса)

Современное оборудование для топливно-энергетического комплекса

Л.Г. Кузнецов
д.т.н., профессор, генеральный директор[1]
office@compressor.spb.ru

Ю.Л. Кузнецов
к.т.н., генеральный директор[2]

[1]ОАО «Компрессор», Санкт-Петербург, Россия
[2]ООО «Компрессор Газ», Санкт-Петербург, Россия

Россия — один из основных поставщиков газа в Европу. Для снижения зависимости от транзитных стран в 2011 году была запущена в эксплуатацию первая нитка Северо-европейского газопровода (СЕГ) между Россией и Германией, а в 2012 году вторая. Проект уникален и тем, что часть газопровода проходит по дну Балтийского моря. ООО «Компрессор Газ», созданное в 2006 году, входит в число ведущих поставщиков оборудования для этого проекта.

Продукция нашего предприятия эксплуатируется на КС СЕГ «Портовая», «Волховская», «Елизаветинская», «Пикалевская», «Шексинская», «Грязовецкая», «Бабаевская», и КС других газопроводов, в частности КС Новомикуньская, КС «Новосиндорская», КС «Нюксеницкая», КС «Урдомская», КС«Починковская», КС «Алгай», КС «Гремячинская», КС «Пуровская», КС «Ярковская», КС «Самсоновская», КС «Таежная», КС «Приозерная», КС «Октябрьская», КС «Синдор», КС «Бобровская», КС «Новокомсомольская», на «Калининградском» и «Калужском» ПХГ и других объектах ОАО «Газпром»:

- установки подготовки импульсного газа (УПИГ) для осушки и очистки природного газа перед его использованием в приборах и пневмоуправляемой арматуре на объектах нефтегазового и топливного комплексов
- цеха подготовки газа (БПТГ) для подготовки пускового и топливного газов для газоперекачивающих агрегатов с приводом нагнетателей газовыми турбинами и подготовки импульсного газа пневмоуправляемой арматуры на компрессорных станциях магистральных газопроводов;
- Блочные дожимные компрессорные станции газового нерастворителя (БК200) для поддержания пластового давления воды при строительстве подземных хранилищ газа;
- автоматизированные газораспределительные станции (АГРС) для обеспечения природным газом по ГОСТ 5542 промышленных объектов и жилых зданий;
- дожимные компрессорные установки (ДКУ) для обеспечения автономности запуска первого агрегата в работу (без подвода буферного газа от посторонних источников). Обеспечивает необходимые параметры буферного газа требуемого качества, в сухие газодинамические уплотнения (СГУ) не попадает грязный газ, увеличивается срок службы СГУ;
- блоки фильтров топливного газа (БФТГ) для подготовки топливного газа газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- агрегатные блоки подготовки топливного газа (АБПТГ) для подготовки и подачи топливного, пускового и буферного газа на ГПА или электростанции собственных нужд (ЭСН), с требуемыми характеристиками и качеством.
- автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) для обеспечения 150 заправок в сутки автотранспорта газом
- компрессоры (винтовые, поршневые и мембранные) на давление до 42 МПа;
- водомаслоотделители и фильтры;
- блоки очистки и осушки воздуха и других газов на давление до 42 МПа;
- компрессорные станции с полной или частичной автоматизацией.

В предлагаемом оборудовании учтены повышенные требования к подготовке газа (точка росы до минус 700С) с целью защиты технологического оборудования, установленного на компрессорных станциях магистральных газопроводов.

Специалисты ООО «Компрессор Газ» в процессе проектирования используют последние технические разработки, новейшее программное обеспечение как в области выполнения проектно-изыскательских работ, так и в области применяемого

Рис. 1

Рис. 2

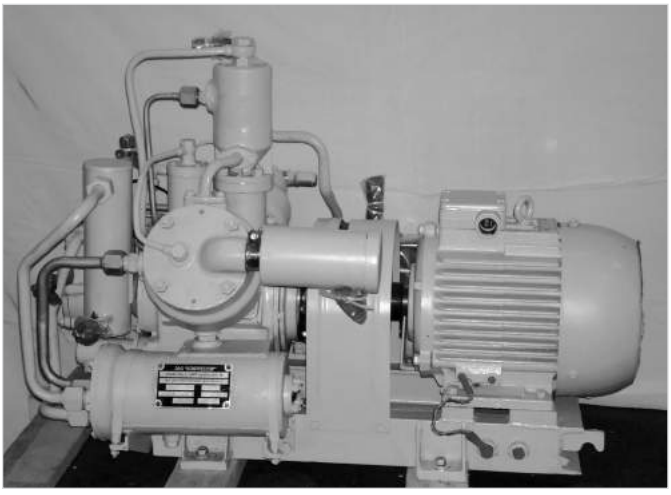


Рис. 3

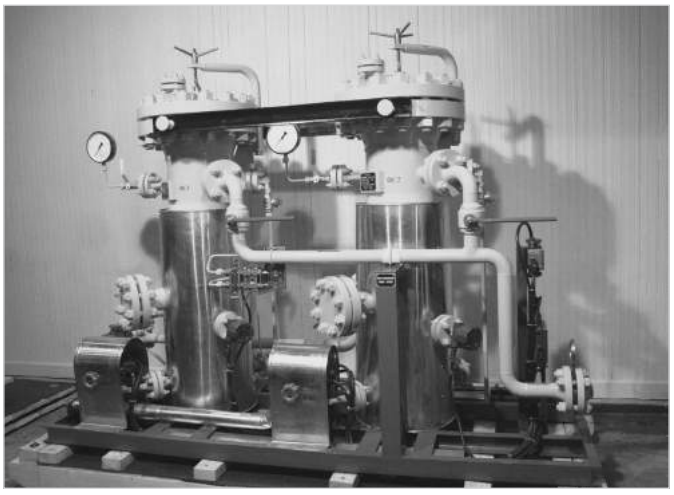


Рис. 4

Рис. 5

Рис. 6

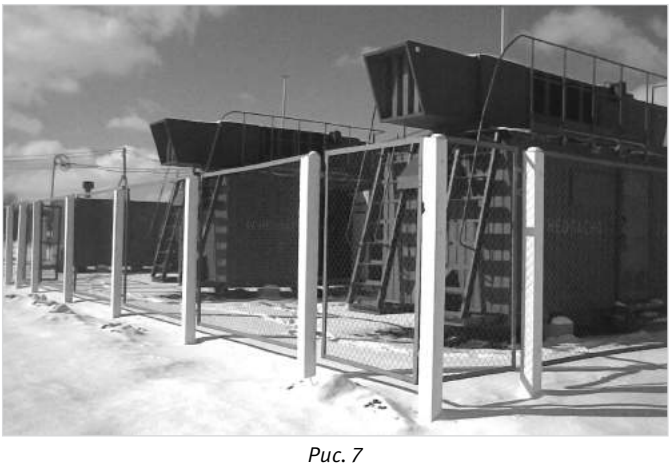


Рис. 7

Рис. 8

Рис. 9

Рис. 10

технологического оборудования. При создании выше перечисленного оборудования получено 28 патентов, среди них: «Установка подготовки импульсного газа для пневмосистем запорно-регулирующих устройств магистральных газопроводов»; «Устройство для предотвращения образования гидратов в природном газе»; «Агрегатный блок подготовки топливного газа»; «Газодожимная установка газокомпрессорной станции магистрального газопровода»; «Установка для подготовки и подачи буферного газа»; «Блок фильтров газа»; «Устройство для измерения влажности сжатого газа» и др.

Положительные отзывы от эксплуатирующих организаций — факт, свидетельствующий о высокой квалификации инженерно-технического и производственного персонала завода.

Создаваемое оборудование отвечает нормам и требованиям ОАО «Газпром», в том числе по эргономике и промышленному дизайну и решает конкретные задачи, возникающие при транспортировке газа. При выборе поставщиков оборудования для магистрального газопровода «Южный поток» предпочтение было отдано ООО «Компрессор Газ», как надежному деловому партнеру.

ООО «Компрессор Газ» решило проблему образования ледяных и гидратных пробок в трубопроводах привода исполнительных механизмов запорной и регулирующей арматуры в холодное время года, которые затрудняли эксплуатацию КС и магистральных трубопроводов.

Для создания взрывобезопасной среды специалистами предприятия разработана установка по производству азота. Созданная установка не имеет мировых аналогов по массагабаритным характеристикам и предназначена для получения азота требуемого расхода с чистотой 90–99,5% непосредственно на объекте.

Установки различаются по степени мобильности:

- Стационарные;
- Передвижные;

По производительности:

- низкая — до 50 нм^3/час
- средняя — от 50 до 3000 нм^3/час
- высокая — более 3000 нм^3/час

На передвижных азотных установках все компрессорное оборудование монтируется на автомобильную базу, для получения азота на месте эксплуатации при отсутствии электроэнергии привод компрессора может осуществляться дизельным приводом.

Стационарные азотные установки могут быть размещены на общей раме, либо внутри контейнера.

Азотные установки могут быть размещены на общей раме, либо для удобства размещения на объекте могут поставляться отдельными узлами.

Для размещения во взрывоопасных помещениях азотные установки имеют взрывозащищенное исполнение.

ООО «Компрессор Газ» — высокотехнологичное предприятие, чутко реагирующее на потребности рынка. В организации внедрена система менеджмента качества на соответствие требованиям СТО Газпром 9001-2006.

Тесное сотрудничество непосредственно с эксплуатирующими организациями, знание условий работы производимого оборудования, высококвалифицированные специалисты, позволяют предлагать более совершенные аналоги существующего оборудования. Готовая продукция конкурентоспособна на мировом рынке. Предприятие внесено в реестр поставщиков ОАО «Газпром».

ООО «Компрессор Газ» поставляет оборудование для газовой промышленности России, Украины, Казахстана, Белоруссии, Узбекистана и другие государства.

Специалисты сервисной службы Компании, обеспечивают бесперебойное функционирование оборудования, поставленного нами заказчику в любом регионе страны.

ООО «Компрессор Газ» выполняет гарантийное и послегарантийное обслуживание, ремонт, модернизацию выпущенного оборудования, а также оказывает необходимое консультационное и конструкторское сопровождение.

Производственные мощности нашего предприятия позволяют увеличить объем выпускаемой продукции, а также разработать, изготовить и поставить новую продукцию высокого качества, полностью учитывающую потребности заказчика.

Мы предлагаем оборудование, прошедшее проверку на стратегически важных объектах.

ОАО «Компрессор»
ООО «Компрессор Газ»
194044, Санкт-Петербург,
Б.Сампсониевский пр-т, 64
Тел.: (812)643-41-44. Факс: (812)295-10-02
www.compressor-gaz.ru
office@compressor.spb.ru

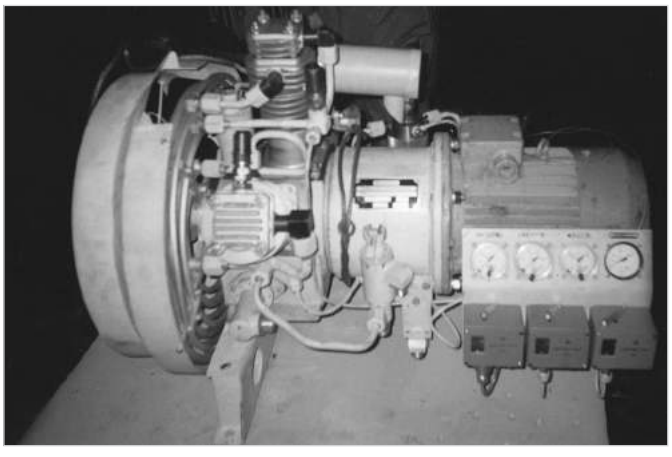


Рис. 11

Рис. 12

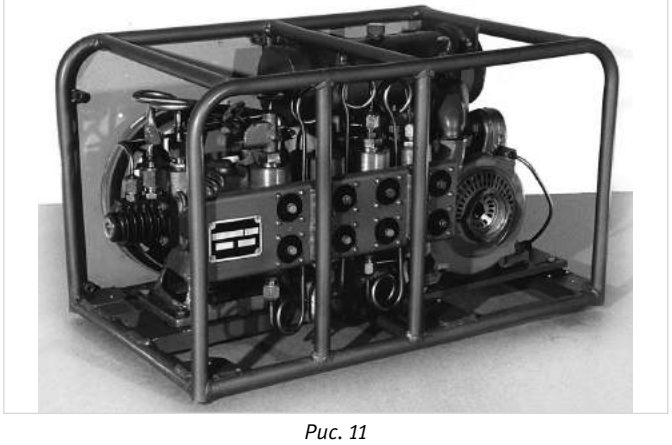


Рис. 11

Рис. 12

УДК 65.011.56

Методы и средства регионального программирования для освоения нефтегазодобывающих районов и месторождений Сибири и Дальнего Востока

В.Р. Хачатуров
д.ф.м.н., профессор, зав. отделом[1], академик[2], академик[3]

В.Н. Бобылев
научный сотрудник[1]

А.В. Злотов
к.ф.-м.н., зав. сектором[1]

И.А. Крылов
к.ф.-м.н., старший научный сотрудник[1]

А.Н. Соломатин
к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник [1]
solan116@mtu-net.ru

[1]Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН, Москва, Россия
[2]Российской академии космонавтики, Москва, Россия
[3]РАЕН, Москва, Россия

Рассматривается концепция регионального программирования — области региональной экономики, где разрабатываются теория и количественные методы решения задач, возникающих при комплексном освоении территорий. Приводятся математический аппарат, основные возможности программных средств регионального программирования и их использование при планировании развития газо- и нефтедобывающих регионов, проектировании генсхем обустройства месторождений и т.д. Анализируются перспективы использования регионального программирования при освоении новых добывающих районов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Материалы и методы
Методы решения задач дискретной оптимизации, многоэкстремальных и многокритериальных задач, комбинаторные методы, имитационные модели; реализация автоматизированных систем планирования и проектирования.

Ключевые слова
региональное программирование, перспективное планирование, проектирование генеральных схем обустройства, нефтегазодобывающий регион, нефтяные и газовые месторождения, автоматизированные системы планирования и проектирования, комплексное освоение Восточной Сибири и Дальнего Востока

Региональное программирование

Настоящая работа находится в русле основных направлений исследований отдела методов проектирования развивающихся систем Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН (ВЦ РАН), где в течение нескольких десятилетий ведутся работы по решению задач комплексного освоения территорий. В результате проводимых исследований сформировалось новое научное направление — региональное программирование, под которым понимается «область региональной экономики, где разрабатываются теория и количественные методы решения задач, возникающих при составлении проектов программ комплексного освоения территорий» [1].

Под региональным программированием мы понимаем разработку теории и количественных методов решения задач, возникающих при составлении проектов территориальных программ, то есть проектов программ (схем) комплексного освоения отдельных участков территории. Региональное программирование можно считать методической основой регионального планирования для составления программ комплексного освоения территорий.

К задачам регионального программирования можно отнести большой комплекс задач, возникающих при освоении новых территорий и регионов. Это такие задачи, как задача размещения территориально производственных комплексов различного назначения, задачи построения, анализа и развития коммуникаций, задачи управления производственно-транспортными комплексами и ряд других задач территориального планирования и проектирования. Характерной задачей регионального программирования является задача проектирования генеральных схем обустройства нефтяных и газовых месторождений.

К основным проблемам, возникающим при решении задач регионального программирования, относятся неформализуемость полного описания процесса освоения, неопределенность исходной информации, взаимовлияние различных факторов, имеющее нелинейный характер, динамика, многоэкстремальность, многокритериальность, необходимость динамического проектирования.

Опишем на примере решения задачи проектирования обустройства месторождения общие методологические принципы решения задач регионального программирования [1].

1. Декомпозиция и композиция задачи проектирования. Решение задачи проектирования в общем виде невозможно из-за огромной размерности получаемой задачи и наличия специфических ограничений для каждой из систем обустройства. Поэтому общая задача проектирования разбивается на решение задач проектирования для каждой из систем обустройства (декомпозиция задачи). Далее для каждой из систем находится не только оптимальный, но и «близкие» к нему проекты, анализ объединения которых с проектами других систем обустройства (синтез задачи) и позволяет найти наиболее приемлемый — «реальный» проект для внедрения.
2. Аппроксимирующие задачи. Решение задач проектирования может оказаться невозможным из-за сложного вида стоимостных функций и наличия специфических ограничений. Поэтому строится набор аппроксимирующих функций, для которых разработаны методы формирования и оптимального, и «близких» к нему решений с последующим пересчетом исходного функционала задачи на «близких» решениях.
3. Многокритериальность задачи. Стандартные методы оптимизации позволяют получать оптимальные или приближенные решения только по одному критерию, обычно по стоимости проекта. Однако при выборе «реального» проекта для внедрения его необходимо проанализировать и по ряду других, часто не формализуемых, критериев. Анализ множества «близких» решений по совокупности критериев как раз и позволяет выбрать «реальный» проект для внедрения.
4. Многоэкстремальность задачи. Характерной особенностью задач дискретной оптимизации является их многоэкстремальность. Разработка специализированных методов оптимизации позволяет избежать при поиске оптимального решения полного перебора всех вариантов с отбраковкой заведомо неоптимальных решений.
5. Динамическое проектирование. В процессе освоения месторождения могут происходить отклонения от проекта, уточняться данные проекта разработки, возникать дополнительные ограничения, требования и т.д. В этом случае проект необходимо пересчитать с учетом уже построенных на данный момент объектов и коммуникаций. Этот процесс отслеживания состояния проекта и его периодических корректировок назовем динамическим проектированием.
6. Имитационное проектирование. Необходимым элементом процесса проектирования является возможность моделирования проектировщиком собственных проектных решений и задания им различных элементов проекта. Присутствие проектировщика также необходимо при анализе «близких» решений по дополнительным критериям оценки проекта.

Были получены фундаментальные результаты в области решения задач дискретной оптимизации большой размерности и комбинаторных методов, разработаны аппроксимационно-комбинаторный метод, модифицированный метод последовательных расчетов и другие методы и алгоритмы, которые были использованы при решении задач оптимального

размещения объектов нефтегазодобычи с учетом связывающих их коммуникаций и с учетом агломерации, построения оптимальных структур коммуникационных сетей, оптимизации параметров сетей, учета и анализа экологических рисков и т.д. [1, 2, 5].

Также были получены новые результаты, показывающие возможность формализации, прогнозирования и оптимизации стратегического развития объектов региональной экономики. Это имитационные модели для групп нефтяных и газовых месторождений, методы и алгоритмы решения многокритериальных задач и задач оптимизации стратегий разработки групп месторождений, в том числе, с учетом неопределенности исходной информации и т.д. Были разработаны формализованные модели для различных этапов и различных уровней процесса стратегического планирования в регионе как дальнейшего развития долгосрочного планирования в современных условиях [3, 4, 5].

Системы регионального программирования

Приведем краткое описание возможностей некоторых систем регионального программирования, разработанных в отделе методов проектирования развивающихся систем ВЦ РАН [5, 6].

1. Система перспективного планирования добычи газа по укрупненным показателям (СПДГ) предназначена для формирования стратегий развития группы газовых месторождений, обеспечивая расчет объемов добычи газа и основных технико-экономических показателей добычи в динамике по месторождениям на основе использования имитационной модели группы месторождений и выбора стратегий по многим критериям оценки с использованием средств многокритериальной оптимизации. Система широко применялась для долгосрочного планирования развития добывающих регионов Западной и Восточной Сибири, Восточной Украины и шельфа Черного моря, а также отдельных месторождений, включая Ямбургское и Оренбургское.
2. Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) является дальнейшим развитием системы СПДГ в современных условиях. Предусмотрено нахождение стратегии развития группы газовых месторождений, оптимальной по критерию максимума накопленной добычи газа по группе, существенно улучшен блок многокритериальной оптимизации, обеспечивается учет неопределенности исходной информации (рис. 1, 2).
3. Система формирования планов добычи нефти (СФПДН) предназначена для планирования деятельности нефтедобывающих предприятий региона на ближнюю и дальнюю перспективу, обеспечивая расчет технико-экономических показателей добычи нефти в динамике по месторождениям. По своей идеологии система близка к системе СПДГ, отличаясь от нее более сложной моделью группы месторождений и составом показателей (с учетом процессов закачки воды и добычи жидкости). Кроме того, решаются разнообразные оптимизационные задачи в условиях ограничений на фонды добывающих, нагнетательных, резервных скважин и другие имеющиеся ресурсы. Система использовалась при формировании планов добычи нефти для групп месторождений Среднего Приобья и Коми АССР, для прогнозирования добычи нефти на Самотлорском месторождении.
4. Система проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений (СПГСО) предназначена для проектирования генеральных схем как отдельных технологических систем обустройства месторождений, так и любой их совокупности. Система позволяет определять места оптимального размещения различных нефтепромысловых объектов и формировать оптимальную структуру нефтепромысловых сетей различного назначения (сбора и транспорта нефти, попутного газа, водоводов, дорог, электроснабжения), в том числе, с учетом наличия запретных зон, эффекта от агломерации объектов и коммуникаций, а также текущего состояния обустройства. Система СПГСО широко использовалась при проектировании генеральных схем обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири (Самотлорское, Федоровское, Холмогорское и другие), Коми АССР (Усинское, Возейское), Поволжья (Медведевское), Казахстана (Каламкас, Каражанбас), газовых месторождений (Уренгойское) и т.д., а также при проектировании сети газопроводов Западной Сибири (рис. 3–6).
5. Система размещения объектов и коммуникаций (СРОК) предназначена для решения задач размещения пунктов переработки сырья, задач построения и трассирования коммуникаций между источниками сырья, пунктами переработки и потребления, расчета параметров трубопроводных сетей. Диалоговый режим работы системы позволяет оперативно просматривать различные варианты размещения с определением и просмотром параметров сформированного проекта. Система использовалась при решении задач размещения ряда территориально-производственных комплексов, а также при проектировании генеральных схем обустройства нефтяных и газовых месторождений (рис. 7).
6. Система проектирования и анализа сетей (СПАС) предназначена для формирования и анализа транспортных сетей различного назначения и позволяет решать следующие сетевые задачи: сетевая распределительная

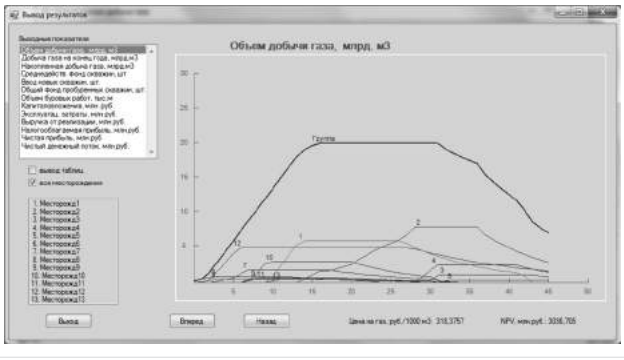


Рис. 1 — Динамика добычи газа по группе месторождений в системе СМОД

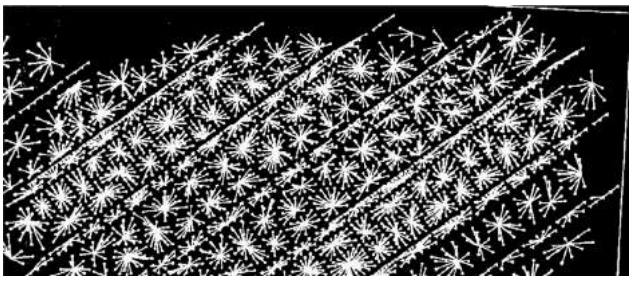


Рис. 3 — Схема кустования нефтяных скважин, Самотлорское месторождение

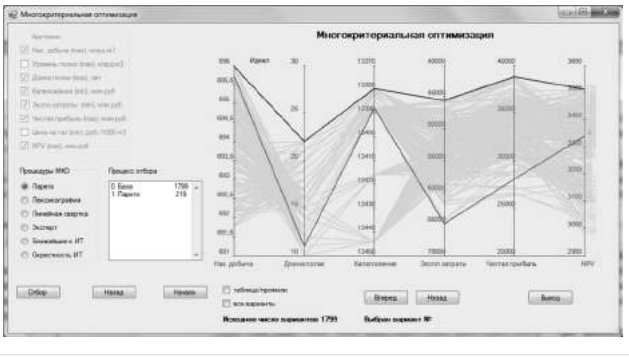


Рис. 2 — Вывод результатов многокритериальной оптимизации в виде профилей в системе СМОД

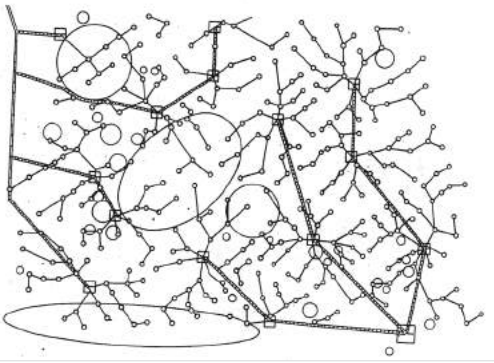


Рис. 4 — Схема сбора и транспорта нефти, Самотлорское месторождение

задача, задача о максимальном потоке минимальной стоимости, задача проектирования структуры сети, гидравлические расчеты сетей. Система использовалась при решении задач анализа транспортных сетей различного назначения: сетей нефтепроводов Прикаспия, системы нефтепродуктообеспечения Вьетнама, развития газотранспотртных сетей Восточной Сибири и т.д. (рис. 8).

7. Система оценки вариантов освоения шельфовых месторождений нефти и газа предназначена для формирования и оценки вариантов сеток скважин, размещения буровых платформ и стратегий освоения шельфовых месторождений нефти и газа, включая очередность и динамику ввода платформ и скважин. Система использовалась при проектировании освоения ряда шельфовых месторождений нефти и газа, таких как месторождения Одопту и Чайво на Сахалине, месторождения Белый Тигр и Дракон во Вьетнаме, ряд месторождений шельфа Черного и Каспийского морей (рис. 9).
8. Система планирования производства, хранения, транспортировки и распределения нефтепродуктов. Система позволяет комплексно решать задачи по планированию производства различных видов нефтепродуктов, планированию транспортировки нефтепродуктов различными видами транспорта, расчету объемов хранения нефтепродуктов на нефтебазах, динамическому планированию производства и распределения нефтепродуктов, расчету объемов поставок потребителям в динамике. Система использовалась в ряде нефтедобывающих компаний России (рис. 10).
9. Система синтеза и анализа гидравлических сетей (ССАГС) предназначена для анализа и синтеза различных гидравлических систем, включая системы промыслового сбора нефти и газа, ППД, транспорта нефти, газа и продуктов из них, системы водо-, теплоснабжения и т.д. Система позволяет формировать и анализировать принципиальные схемы трубопроводных сетей, рассчитывать параметры сетей, проводить декомпозицию и композицию сетей, рассчитывать технологическое и экономическое взаимодействие участников рынков воды, теплоносителя, тепла и т.д. Система использовалась при анализе и разработке рекомендаций по развитию систем тепло-, водо- и газоснабжения многих городов Поволжья, а также внутренних тепловых сетей ряда ТЭЦ и ГРЭС (рис. 11).
10. Система обеспечения, надежности, промышленной и экологической безопасности нефтегазовых комплексов (СОНПЭБ) позволяет решать такие задачи, как анализ аварийных ситуаций, оценка вероятности аварий и их последствий, оценка возможного загрязнения при аварийных выбросах, расчёт индивидуального и коллективного риска персонала и населения, формирование карт экологической оценки территории и распределения экологического ущерба. Система применялась при проектировании месторождений шельфа Черного и Охотского морей, Ново-Уренгойского газохимического комплекса, для анализа экологической безопасности нефте- и газоперерабатывающих заводов (Оренбург, Чимкент) (рис. 12).
11. Автоматизированная информационная система инвестиционного планирования «Электронный Мастер-план социально-экономического развития области» (ЭМП) предназначена для формирования планов территориального и отраслевого развития путем оценки и выбора из расширяемого множества предлагаемых инвестиционных проектов для различных комплексных программ подмножества проектов, оптимизирующих заданные критерии эффективности и удовлетворяющих заданным ограничениям по финансированию из различных источников. Система ЭМП была внедрена в акимате (администрации) Западно-Казахстанской области Казахстана (г. Уральск), предполагается ее внедрение в других акиматах Казахстана (рис. 13).
12. Интегрированные системы регионального программирования (ИСРП). В зависимости от конкретных задач могут использоваться различные совокупности перечисленных выше систем. Например, системы СПДГ, СПФДН и СПГСО применялись одновременно при анализе перспектив развития нефте- и газодобычи в Восточной Сибири. Был предложен подход, позволяющий интегрировать такие разнородные и независимо разработанные системы в единое целое — в интегрированные системы регионального программирования. Физически такая интеграция для решения различных задач для разных отраслей и разных уровней управления нереальна, прежде всего,

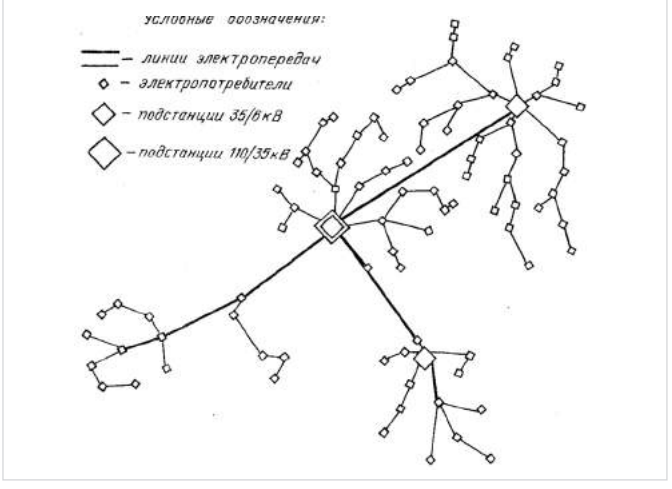


Рис. 5 — Схема электроснабжения, Федоровское месторождение

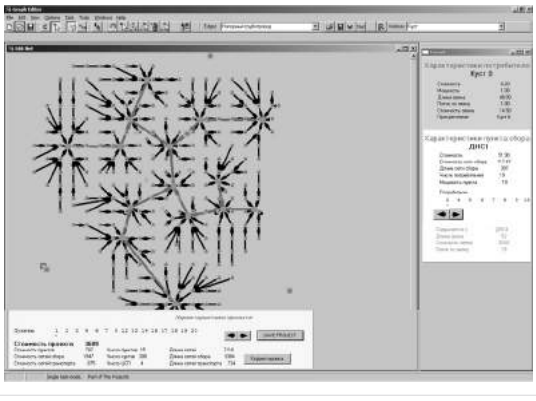


Рис. 7 — Применение системы СРОК при проектирования Тенгизского нефтяного месторождения

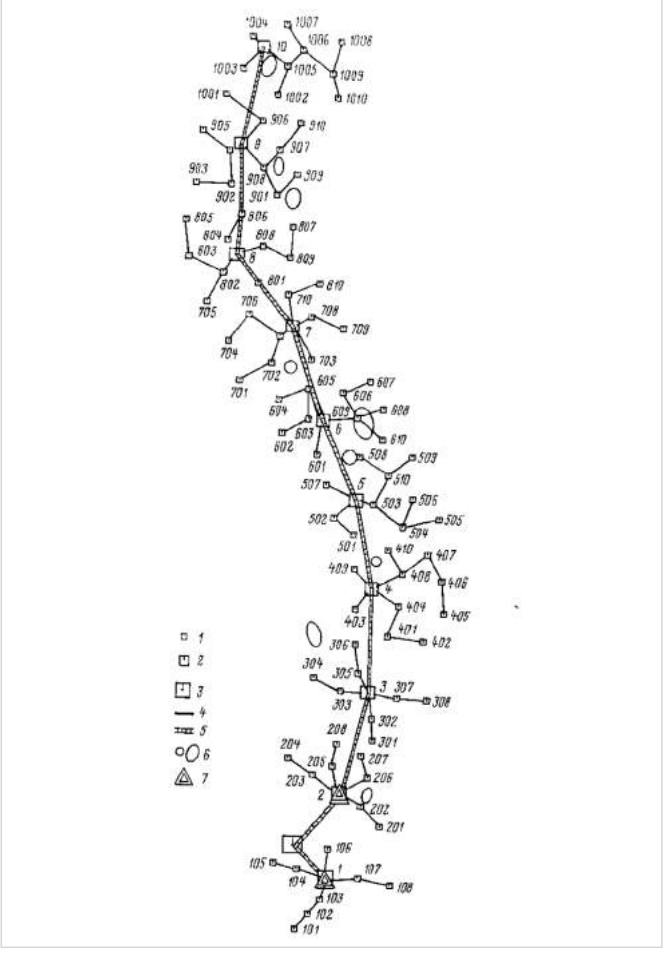


Рис. 6 — Схема обустройства Уренгойского газового месторождения

с организационной точки зрения. Поэтому такие системы предлагается автоматически строить как виртуальные с использованием средств искусственного интеллекта: каждая ИСРП существует как единое целое лишь в виде компьютерной модели, а ее функционирование сводится к вызову отдельных систем в соответствии с этой моделью для работы в распределенной вычислительной среде [5].

Использование методов и средств регионального программирования

Полученные результаты могут быть использованы не только при освоении новых газовых и нефтяных месторождений северной части Западной Сибири, шельфовых месторождений арктического бассейна, но и в связи с планами руководства страны по комплексному освоению регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

Еще в 80-е гг. результаты работ Вычислительного центра получили высокую оценку на комиссии ГКНТ, как одни из лучших работ по САПР в стране. Результаты работ заслушивалась на коллегии Госплана СССР, где было принято решение о внедрении разработанных методов и систем в практику территориального планирования Госплана, а при Госплане была создана специальная комиссия для подготовки перспективного плана внедрения разработок ВЦ АН в практику планирования развития республик, районов и отраслей.

Далее, ВЦ РАН совместно с Ассоциацией международного сотрудничества был проведен укрупненный анализ принципиальной возможности освоения южной зоны Восточной Сибири и Дальнего Востока, расположенной южнее 60–65-й параллелей от Енисея до Тихого океана. Этот анализ показал большое сходство данного макрорегиона с наиболее освоенной и промышленно развитой частью Канады, расположенной примерно в тех же широтах и имеющей сходные природно-климатические условия. Тем самым обосновывается возможность и целесообразность эффективного развития производительных сил на Востоке страны с учетом опыта Канады и с выводом их на уровень не ниже канадского.

Было показано, что имеются все необходимые начальные характеристики, позволяющие обосновать целесообразность и эффективность ускоренного развития производительных сил на Востоке страны с образованием ряда крупных территориально-производственных комплексов.

Эффективность и актуальность комплексного освоения региона на базе использования ресурсов углеводородов подтверждаются результатами следующих исследований: доход, получаемый от использования единицы энергоресурсов нефти и газа на предприятиях РФ, более чем в 10 раз превышает доход от продажи этой единицы энергоресурсов; доход же страны, перерабатывающей ресурс с использованием новейших технологий, более чем в 20 раз превышает затраты на его покупку [7].

Поэтому предлагается реализовать Проект «Топливно-энергетический инновационный Восточный Российский Ход в XXI век», в рамках которого может быть разработана Программа поэтапного освоения богатейших ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока сроком на 20–30 лет на основе опережающего развития добычи углеводородного сырья данного региона [8]. Данное предложение учитывает опыт беспрецедентного подъема отечественной нефтегазовой промышленности в 60–80-х годах прошлого столетия.

Данный проект может стать локомотивом ускоренного комплексного развития региона и обеспечить ресурсно-технологическую базу новой индустриализации России с преобладающим развитием наукоёмких отраслей промышленности. Используя разработки ВЦ РАН, можно будет разработать генеральную схему формирования на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока новой единой энерго-эколого-эффективной базы российской экономики, в частности, с общей мощностью по добыче газа первой очереди Проекта в объеме 270–300 млрд.куб.м. к 2030 году. Данная генеральная схема должна предусматривать оптимальное размещение на территории и очередность ввода в действие основных объектов нефтегазодобычи, магистральных трубопроводов, предприятий по переработке сырья, инфраструктуры, социально-бытовых, экспедиционно-вахтовых объектов и т.д.

Многофакторный, комплексный и межотраслевой характер проблем развития макрорегиона юга Восточной Сибири и Дальнего Востока с необходимостью требует использования системного подхода. Недостаточно просто перечислить имеющиеся проблемы, пусть даже самые важные; необходимо рассматривать целостную систему проблем и возможных путей их решения с учетом их взаимного влияния друг на друга. С этой целью могут быть использованы методы системной динамики и системного анализа, что позволяет анализировать и выбирать наилучшие управленческие решения на основе комплексного применения различных математических методов и алгоритмов.

Таким образом, разработанный в ВЦ РАН математический аппарат и программное обеспечение регионального программирования могут быть использованы для решения следующих задач комплексного освоения и ускоренного социально-экономического развития макрорегиона юга Восточной Сибири и Дальнего Востока:

- стратегическое планирование развития макрорегиона с использованием многоуровневых формализованных моделей для различных этапов процесса стратегического планирования;
- перспективное планирование, моделирование и оптимизация развития нефтегазодобывающих регионов (групп месторождений), в том числе, с учетом неопределенности исходной информации;
- формирование и оценка вариантов сеток скважин, размещения буровых платформ и стратегий освоения шельфовых месторождений нефти и газа;
- проектирование генеральных схем комплексного развития отдельных территорий с учетом оптимального размещения объектов и коммуникаций различного назначения;
- проектирование генеральных схем обустройства отдельных месторождений углеводородов;
- формирование и оценка различных вариантов проектов добычи и переработки минерального сырья в регионе с определением наиболее рациональных объемов выпуска продукции и расчетом необходимых для этого технологий и ресурсов;
- размещение пунктов переработки сырья в регионе, построение и трассирование коммуникаций между источниками сырья, пунктами переработки и потребления;
- анализ и проектирование коммуникационных сетей различного назначения;
- формирование плана развития транспортной инфраструктуры макрорегиона с определением объема необходимых инвестиций, очередности освоения ресурсов и максимизацией извлекаемой прибыли;

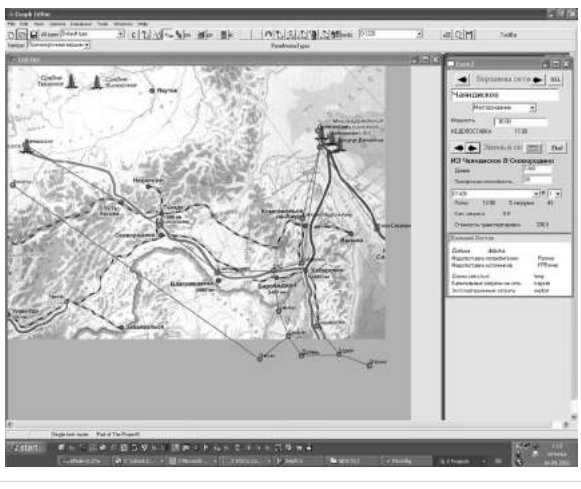


Рис. 8 — Применение системы СПАС при анализе развития газотранспортных сетей Восточной Сибири

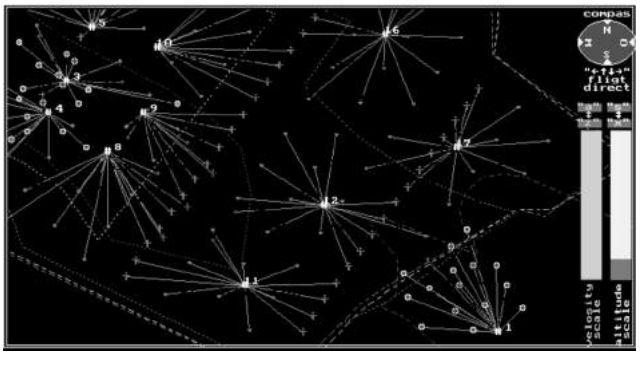


Рис. 9 — Схема разбуривания шельфового месторождения

- расчет вероятностей аварий и катастроф при эксплуатации технологических объектов, прогнозирование возможных последствий аварийных ситуаций;
- расчет в динамике распространения загрязнений и полей концентрации загрязняющих веществ при аварийных выбросах;
- формирование планов территориального и отраслевого развития региона путем оценки и выбора для реализации из множества возможных инвестиционных проектов некоторого подмножества проектов, оптимизирующих заданные критерии эффективности и удовлетворяющих заданным ограничениям;
- анализ и выбор управленческих решений, наилучших по многим критериям оценки, в диалоговом режиме.

Отметим некоторые этапы этих работ.

1. Стратегический анализ ситуации на различных уровнях макрорегиона с использованием многомерных матричных моделей.
2. Перспективное планирование добычи природных ресурсов и их переработки на долгосрочный период по укрупненным показателям.
3. Формирование карты макрорегиона:
- на карте отражаются природные ресурсы, востребованные для освоения: месторождения полезных ископаемых, лесные массивы, природно-климатические заповедники и т.д.;
- на карте отражаются также существующие города и населенные пункты с приписанными к ним промышленными предприятиями различного назначения, существующая транспортная инфраструктура.
4. Формирование территориально-производственной инфраструктуры региона; на основе применения методов регионального программирования решаются следующие задачи:
- размещение градообразующих добывающих и перерабатывающих предприятий различного назначения;
- размещение городов и населенных пунктов;
- формирование транспортной инфраструктуры, включающей сети автодорог различной категорийности, железные дороги, трубопроводы различного назначения.
5. Формирование множества инвестиционных проектов для приоритетных направлений развития; для каждого проекта оцениваются стоимость реализации, срок окупаемости, необходимые людские, энергетические и прочие ресурсы.
6. Формирование графа проектов, отражающего частичный порядок их реализации. Так, например, строительство некоторого предприятия невозможно, пока не будет построена необходимая транспортная и энергетическая инфраструктура.
7. Формирование плана реализации проектов:
- для заданного планового периода оценивается динамика инвестиций и динамика изменения других потребных ресурсов (людских, энергоресурсов и т.д.);
- на основе графа реализации проектов решается задача определения динамики реализации инвестиционных проектов по годам с учетом заданной динамики ограничений на требуемые ресурсы для их реализации;
- варьируя плановый период, а также динамику различных ограничений, можно получить набор различных вариантов планов развития;
- оценивая эти варианты по всей совокупности возможных критериев (накопленная прибыль за данный период, прирост ВРП, прирост населения и т.д.) при помощи методов многокритериальной оптимизации, можно выбрать «реальный» вариант плана развития региона для реализации.

Следует отметить, что ускоренное развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока России при реализации Проекта будет способствовать экономическому росту не только в Российской Федерации, но и в других странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Реализация проекта «прорубит окно» в АТР, который составляют страны, богатые природными, трудовыми, инвестиционными ресурсами, современными технологиями, даст мощный импульс развитию стран форума АТЭС, позволит создать новые области приложения капитала, ресурсов, технологий, рабочей силы и интеллекта. Участие стран АТЭС в реализации проекта снимает многие проблемы, кажущиеся непреодолимыми при попытке реализовать его какой-либо одной страной или небольшой группой стран — проблемы, связанные с обеспеченностью природными и трудовыми ресурсами, энергией, современными технологиями и инвестициями.

Итоги

В статье рассмотрены основные методы и программные средства регионального программирования, исследованы возможности их использования при комплексном освоении Восточной Сибири и Дальнего Востока.

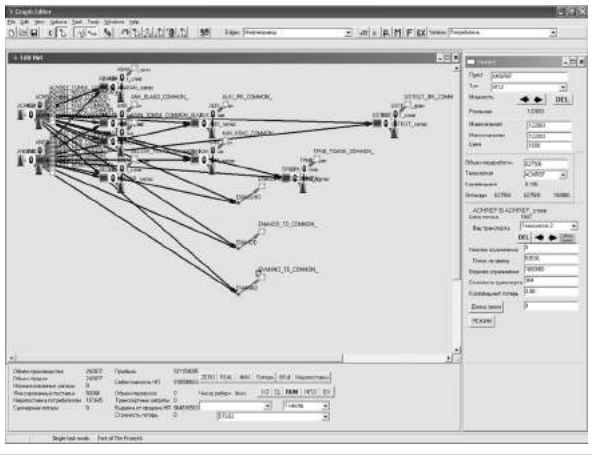


Рис. 10 — Схема поставок дизтоплива от двух НПЗ

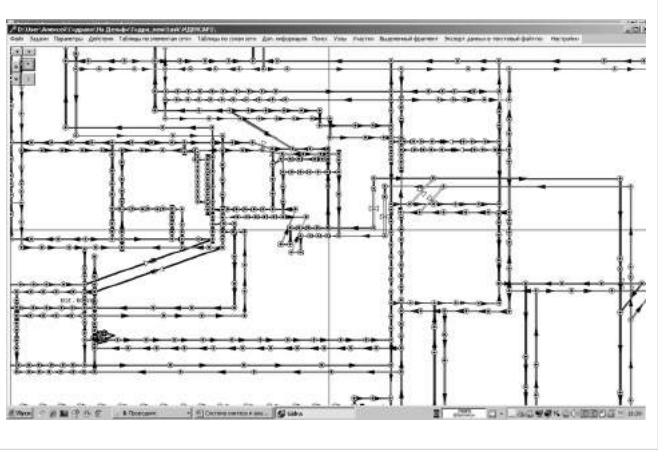


Рис. 11 — Фрагмент сети теплоснабжения одного из городов Средней Волги в системе ССАГС

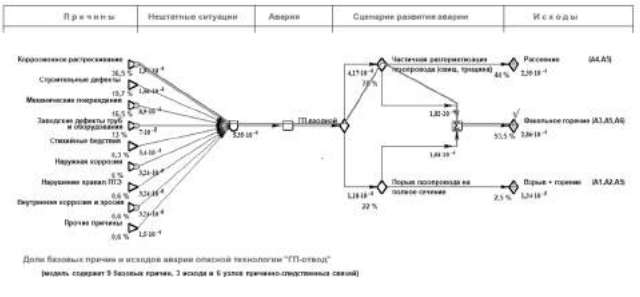


Рис. 12 — Анализ отказов и нештатных ситуаций при транспорте газа в системе СОНПЭБ

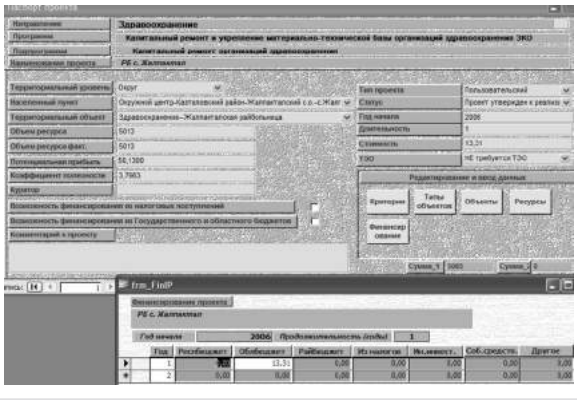


Рис. 13 — Формирование паспорта (описания) инвестиционного проекта в системе ЭМП

Выводы

1. Рассмотрена концепция, методологические принципы и методы регионального программирования — области региональной экономики, где разрабатываются теория и количественные методы решения задач, возникающих при составлении проектов программ комплексного освоения территорий.
2. Приведены основные возможности различных программных систем регионального программирования и примеры их использования при решении задач планирования и проектирования нефтегазодобывающих регионов и месторождений.
3. Рассмотрены возможности использования разработанного математического аппарата и программных средств для решения задач комплексного освоения макрорегиона восточной Сибири и Дальнего Востока.

Список используемой литературы

1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. М.: Наука, 1989. 304 с.
2. Хачатуров В.Р., Веселовский В.Е., Злотов А.В., Калдыбаев С.У., Калиев Е.Ж., Коваленко А.Г., Монтлевич В.М., Сигал И.Х., Хачатуров Р.В. Комбинаторные методы и алгоритмы решения задач дискретной оптимизации большой размерности. М.: Наука, 2000. 354 с.
3. Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р. Математическое моделирование в стратегическом управлении регионом. М.: ВЦ РАН, 2007. 60 с.
4. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
5. Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Злотов А.В., Бобылев В.Н., Веселовский В.Е., Коваленко А.Г., Крылов И.А., Ливанов Ю.В., Скиба А.К. Системы планирования и проектирования для нефтегазобывающих регионов и месторождений: математические модели, методы, применение // Исследовано в России. 2012. №15. С. 158—178. Режим доступа: http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2012/015.pdf.
6. Хачатуров В.Р., Злотов А.В., Бобылев В.Н., Веселовский В.Е., Крылов И.А., Крылова Т.О., Ливанов Ю.В., Сигал И.Х., Скиба А.К., Соломатин А.Н., Туев С.В. Комплекс программ на ЭВМ для освоения нефтегазовых районов. М.: ВЦ РАН, 2000. 36 с.
7. Хачатуров В.Р. Геополитический и геоэкономический анализ мира на основе энергетических факторов. М.: ВЦ РАН, 2001. 97 с.
8. Лобов О.И., Хачатуров В.Р. Восточный Российский Ход в XXI век // Независимая газета. 1999. 10 сентября.

ENGLISH **DESIGN**

UDC 65.011.56

Methods and means of regional programming for development of oil and gas extraction areas and fields of Siberia and Far East

Authors:
V.R. Khachaturov — head prof., professor, head. division1, academician[2], academician[3]
V.N. Bobylev — research associate[1]
A.V. Zlotov — ph.d., head. sector[1]
I.A. Krylov — ph.d., senior researcher[1]
A.N. Solomatin — ph.d., senior researcher[1]; solan116@mtu-net.ru

[1]Computing Centre of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Russian Academy of Cosmonautics, Moscow, Russian Federation
[3]Russian Academy of Natural Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The concept of regional programming – the area of the regional economy, which developed the theory and quantitative methods for solving problems arising in the complex development of territories. The mathematical apparatus, main features of regional programming software and their use in planning the development of gas and oil-producing regions, general scheme design and field facilities, etc. The prospects of the use of regional programming in the development of new mining areas in Eastern Siberia and the Far East.

Materials and methods

Methods for solving discrete optimization problems, multiextremal and multicriteria problems, combinatorial methods, simulation models, implementation of computer-aided systems of planning and design.

Results

Thee article describes the basic methods and software of regional programming, investigates the possibility of their use for the integrated development of Eastern Siberia and the Far East.

Conclusions

1. The concept, methodological principles and methods of regional programming — the area of the regional economy, which developed the theory and quantitative methods for solving problems arising in the complex development of territories.
2. The basic capabilities of various software systems of regional programming and examples of their use in solving problems of planning and design of oil and gas fields and regions.
3. The possibilities of using the developed mathematical apparatus and software for solving the integrated development of the macro-region of eastern Siberia and the Far East.

Keywords

regional programming, advanced planning, designing master plans of arrangement, oil and gas producing region, oil and gas fields, automated planning and design, the comprehensive development of Eastern Siberia and the Far East

References

1. Khachaturov V.R. *Matematicheskie metody regional'nogo programmirovaniya* [Mathematical methods of regional programming]. Moscow: *Nauka*, 1989, 304 p.
2. Khachaturov V.R., Veselovskiy V.E., Zlotov A.V., Kaldybaev S.U., Kaliev E.Zh., Kovalenko A.G., Montlevich V.M., Sigal I.Kh., Khachaturov R.V. *Kombinatornye metody i algoritmy resheniya zadach diskretnoy optimizatsii bol'shoy razmernosti* [Combinatorial methods and algorithms for solving discrete optimization problems of large dimension]. Moscow: *Nauka*, 2000, 354 p.
3. Solomatin A.N., Khachaturov V.R. *Matematicheskoe modelirovanie v strategicheskom upravlenii regionom* [Mathematical modeling in strategic region management]. Moscow: *VTs RAN*, 2007. 60 p.
4. Margulov R.D., Khachaturov V.R., Fedoseev A.V. *Sistemnyy analiz v perspektivnom planirovanii dobychi gaza* [System analysis in long-term planning of gas production]. Moscow: *Nedra*, 1992, 287 p.
5. Khachaturov V.R., Solomatin A.N., Zlotov A.V., Bobylev V.N., Veselovskiy V.E., Kovalenko A.G., Krylov I.A., Livanov Yu.V., Skiba A.K. *Sistemy planirovaniya i proektirovaniya dlya neftegazobyvayushchikh regionov i mestorozhdeniy: matematicheskie modeli, metody, primenenie* [Systems of planning and design for the oil and gas extraction regions and fields: mathematical models, methods, applications]. *Issledovano v Rossii*, 2012, issue 15, pp. 158–178. Available at: http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2012/015.pdf.
6. Khachaturov V.R., Zlotov A.V., Bobylev V.N., Veselovskiy V.E., Krylov I.A., Krylova T.O., Livanov Yu.V., Sigal I.Kh., Skiba A.K., Solomatin A.N., Tuev S.V. *Kompleks programm na EVM dlya osvoeniya neftegazovykh rayonov* [Complex of computer programs for the development of oil and gas areas]. M.: *VTs RAN*, 2000, 36 p.
7. Khachaturov V.R. *Geopoliticheskiy i geoekonomicheskiy analiz mira na osnove energeticheskikh faktorov* [Geopolitical and geo-economic analysis of the world on the basis of energy factors]. Moscow: *VTs RAN*, 2001, 97 p.
8. Lobov O.I., Khachaturov V.R. *Vostochnyy Rossiyskiy Khod v XXI vek* [Eastern Russian Way to XXI age]. *Nezavisimaya gazeta*, 1999, September 10.

УДК 625

Геосинтетика на основе бентонита

С.В. Завьялов
генеральный директор[1]
zavyalov@bentizol.ru

[1]ООО «СтройГидроИзоляция», Курган, Россия

В статье рассматриваются в сравнении различные антифильтрационные гидроизоляционные материалы. Даётся описание преимуществ применения минерально-полимерной геосинтетической гидроизоляции.

Материалы и методы
Аналитический обзор.

Ключевые слова
геосинтетика, гидроизоляция, бентонит, бентомат, антифильтрационные материалы

Строительство любого инженерного сооружения не обходится без работ по гидроизоляционной защите. По своему назначению гидроизоляционная защита подразделяется на:
- герметизирующую;
- антикоррозийную;
- антифильтрационную.

Особые экологические требования промышленной безопасности предъявляются к антифильтрационной гидроизоляции.

Антифильтрационная гидроизоляция применяется для защиты от проникновения воды в подземные и подводные сооружения, через подпорные гидротехнические сооружения, а также для защиты от утечки эксплуатационно-технических или сбросных вод [2].

К сооружениям, использующим антифильтрационную гидроизоляцию, относятся:
- полигоны по захоронению отходов (бытовых, промышленных, токсичных и радиоактивных);
- объекты нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности (нефте- и газопроводы, насосные станции, нефтерезервуарные парки и терминалы, нефтеналивные эстакады, автозаправочные станции, нефтешламовые амбары и т.п.);
- автомобильные и железнодорожные магистрали (строительство дорог на слабых грунтах и подтопляемых территориях, в условиях вечной мерзлоты);
- гидротехнические сооружения (ирригационные и судоходные каналы, противоэрозионные системы);
- объекты горно-металлургической промышленности (гидроизоляция площадок кучного выщелачивания, прудов-испарителей, хвостохранилищ);
- водохранилища, оросительные и пожарные водоемы;
- автостоянки, торговые центры, подземные переходы;
- бассейны, резервуары для воды, декоративные водоемы, пруды, фонтаны, искусственные ручьи и т.д.

Любой гидроизоляционный материал, применяемый в промышленности, должен удовлетворять следующим требованиям:
- надежность — материал должен обеспечивать максимальную защиту от проникновения жидкости, как в тело промышленного объекта, так и из него в окружающую среду. В идеальном варианте эта защита должна быть сто процентной, т.е. коэффициент фильтрации материала должен стремиться к нулю;
- долговечность — материал должен иметь длительный срок эксплуатации, сопоставимый со сроком службы промышленного объекта;
- безопасность — материал должен быть безопасным, как для объекта, так и для окружающей среды;
- технологичность — технология применения материала должна быть простой, удобной и эффективной;
- экономичность — конечная стоимость материала, с учётом технологии укладки, должна быть экономически целесообразной.

Иными словами, антифильтрационный гидроизоляционный материал призван обеспечить максимальный уровень экологической и промышленной безопасности за минимальные деньги.

Существует классификация современных антифильтрационных гидроизоляционных материалов:
- асфальтобетонные;
- металлические;
- минеральные;
- полимерные;
- минерально-полимерные.

Каждый из этих видов имеет свои преимущества и недостатки.

Асфальтобетонные. К безусловным достоинствам асфальтобетонных материалов следует отнести их прочность и долговечность. Срок службы асфальтобетонного монолита в грунте составляет 20–25 лет. Основным недостатком является трудоёмкость проведения работ, что в итоге приводит к значительному росту стоимости.

Металлические. Металлическая гидроизоляция обладает высокой прочностью, водонепроницаемостью при больших давлениях воды и долговечностью при определенных условиях эксплуатации. Однако она дорогостояща и трудоемка. Поэтому применение металлоизоляции ограничено и допускается в следующих случаях:
- при устройстве гидроизоляции только для помещений I категории сухости;
- при действии на ограждающие конструкции сооружения напорных грунтовых вод;
- при действии на гидроизоляцию повышенных (до 100°С) температур, (при температурах свыше 100°С необходимо предусматривать специальные мероприятия по защите бетона изолируемых конструкций от температурных воздействий);
- при возведении сооружений методом опускных колодцев;
- при экономической целесообразности использования металлоизоляции как опалубки для железобетонных конструкций [1].

Минеральные. Применение «традиционных» минеральных глиняных экранов, на фоне повсеместной доступности, чревато отсутствием гарантии стабильности гидроизоляции. Связано это с тем, что экраны толщиной 0,5–0,8 м

Показатель / Вид материала	Коэффициент фильтрации, м/с	Срок эксплуатации, лет	Сложность монтажа	Конечная стоимость, руб./ м²
Асфальтобетонные	7 x 10–10	25	Высокая	800
Металлические	0	6–10	Высокая	1 200
Минеральные	2 x 10–5	Не ограничен	Средняя	450
Полимерные	0	25	Средняя	600
Минерально-полимерные	0	Не ограничен	Низкая	300

Таб. 1 — Сравнительная характеристика видов гидроизоляционных материалов

сложно уложить и уплотнить так, чтобы добиться равномерно низкого коэффициента фильтрации по всей площади. На откосах толщина такого экрана достигает 3–4 м [3]. Кроме того, использование экрана данного типа требует устройства нескольких противофильтрационных слоёв с промежуточным дренированием. В итоге, гидроизоляция данного типа становится дорогой и наименее эффективной.

Полимерные. Для антифильтрационной гидроизоляции в последние годы широкое распространение получили геомембраны и полимерные плёнки — геосинтетики, сочетающие в себе практически нулевой коэффициент фильтрации, компактные размеры и устойчивость к агрессивным средам. Однако, главным недостатком полимерных материалов является сложность монтажа и чрезвычайная зависимость от температуры окружающей среды. Мембраны требуют сварки в местах соединения пластин. Сварочное оборудование характеризуется высокой ценой и повышенными требованиями к квалификации персонала. К тому же работы по укладке материала возможно проводить только при плюсовых температурах. При отрицательных температурах мембрана становится хрупкой и легко разрушается. Соответственно, даже если монтаж мембраны в грунте произведён при высокой температуре, но выше точки промерзания, то при деформациях грунта неизбежно разрушение противофильтрационного экрана и утрата его свойств. То же самое относится и к случаям механического повреждения. Всё это делает практически невозможным использование материала в районах крайнего севера и на территориях приравненных к ним.

Минерально-полимерные. Минерально-полимерные геосинтетические гидроизоляционные материалы-бентоматы сочетают в себе долговечность минеральных материалов и технологичность полимерных. В силу того, чтобентонит является природным сорбентом и выполняет функции детоксикации, материал полностью безопасен, как для окружающей среды, так и для объекта строительства. Монтаж материала не требует специальной квалификации персонала и дорогостоящего оборудования. Отсутствует зависимость от температурных режимов. Низкая стоимость материала позволяет существенно сократить капиталовложения в строительство, содержание и ремонт сооружений. К недостаткам материала можно отнести обязательное соблюдение режима хранения и транспортировки в условиях пониженной влажности.

В таб. 1 приведены сравнительные показатели видов гидроизоляционных материалов.

Как следует из данных сравнения, минерально-полимерные материалы — геосинтетики на основе бентонита являются на сегодняшний день наиболее оптимальным выбором при решении вопросов антифильтрационной гидроизоляции.

Геотекстильные бентонитовые материалы (бентоматы) широко применяются во всем мире для гидроизоляции в гражданском строительстве и в качестве противофильтрационных экранов для защиты от проникновения в почву и грунтовые воды загрязняющих веществ при строительстве полигонов бытовых и промышленных отходов, шламовых амбаров, резервуаров — хранилищ нефти, гидротехнических сооружений и многих других. Принцип действия материала основан на свойстве бентонита при полной гидратации разбухать и увеличиваться в объеме в 14—16 раз. При ограничении свободного пространства для разбухания в присутствии воды создается напряженное состояние в структуре бентонита, характеризуемое низким показателем водопроницаемости. Выпускаются бентоматы на основе природного натриевого бентонита, или активированного кальций-магниевого.

Бентомат представляют собой иглопробивной каркас из полипропиленовых волокон, внутри которого помещены гранулы активированного или природного натриевого бентонита. Полипропиленовый каркас имеет с одной стороны тканую, а с другой стороны нетканую структуру. Слои соединены между собой иглопробивным способом, благодаря чему достигается равномерное распределение и фиксация гранул бентонита внутри каркаса. Конструкция дополнительно снабжена мембраной из полиэтилена, соединенной способом термического дублирования с тканым полипропиленовым полотном. Подобная конструкция обеспечивает полную гидроизоляцию, материал не имеет ограничений по сроку службы (рис. 1).

Основные достоинства материалов:

- материалы гибкие при температуре -60^{0}С и выдерживают испытания на брусе радиусом закругления 5 мм без разрушения.
- высокие противофильтрационные свойства (коэффициент фильтрации 10–11¸ 10–12 м/с и до 0, в зависимости от типа материала);
- способность «самозалечиваться», благодаря свойству бентонита увеличиваться в объеме при гидратации;
- долговечность, обусловленная неизменностью свойств материалов со временем.

Бентоматы — единственный материал, способный обеспечить все важнейшие при строительстве и эксплуатации параметры, а именно:

- простые требования к технологии укладки;
- экологический. Использование геосинтетических материалов благоприятно для окружающей среды;
- экономический. Применение геосинтетических материалов позволяет существенно снизить капиталовложения при строительстве, ремонте и содержании сооружений (в.т.ч. и автомобильных дорог);
- низкие требования к квалификации рабочих;
- долговечность, сопоставимая со сроком службы сооружения;
- невысокие требования к основанию и отсутствие зависимости от погоды.

Противофильтрационные бентонитовые материалы, ввиду особенностей геотекстильного каркаса, используются в сложных гидрогеологических условиях, выдерживают гидростатическое давление до 7 атм. Материалы устойчивы при pH=4–11, стойки к неполярным жидкостям, выдерживают неограниченное число циклов «замораживание — оттаивание» и «гидратация – дегидратация».

При укладке материала должны соблюдаться несложные правила:

- грунт, на который укладывается материал, должен быть утрамбован с коэффициентом уплотнения не менее 0,9;
- на основании не должно быть корней растений, камней и других предметов, которые могут механически повредить материал;
- все неровности на основании размеров более 12 мм должны быть выровнены;
- материал может быть уложен на замерзшее основание, с условием, что это основание будет соответствовать вышеперечисленным требованиям;
- материал необходимо укладывать аккуратно, сводя к минимуму трение материала с основанием, чтобы избежать порчи нижнего слоя;
- все полотна материала должны лежать гладко, без складок или морщин;
- полотна материала укладываются между собой внахлест. Необходимо следить за тем, чтобы места нахлестов не были загрязнены. Минимальный нахлест полотен материала по длине рулона должен составлять 150 мм, если нет каких либо специальных условий. Нахлест материала в местах стыковки рулонов по ширине полотна — 300 мм;

Для герметизации и обеспечения дополнительной надежности места нахлестов просыпают непрерывным слоем гранул бентонита. Край верхнего мата отгибают и по нижнему мату просыпают зону нахлеста бентонитовыми гранулами. Расход гранул бентонита составляет 0,4 кг/м.п.

Проходящие через основание или стены

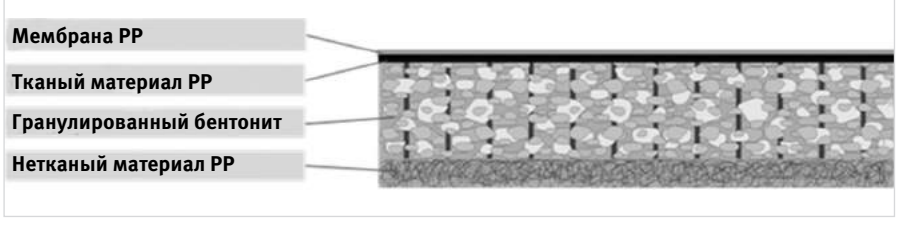


Рис. 1 — Конструкция бентомата

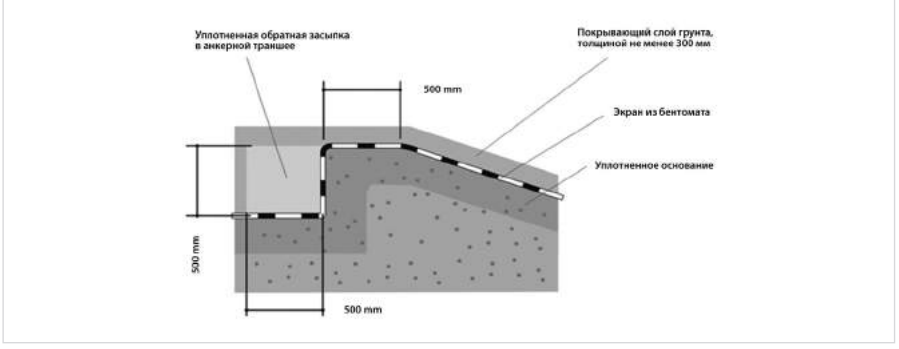


Рис. 2 — Схема укладки бентоматов

инженерные коммуникации и строительные элементы должны быть изолированы с помощью бентонитовых гранул.

Сравнительный анализ технологичности укладки показывает, что использование бентоматов характеризуется значительно более низкими трудозатратами, которые составляют 30–35% от стоимости монтажа экрана с применением различных пленочных материалов. Отпадает необходимость в сваривании швов в сравнении с пленочным экраном, а, следовательно, необходимость в специальном оборудовании для сварки и контроля качества шва в строительных условиях.

Неизбежные повреждения пленки при монтаже и эксплуатации приводят к возрастанию общего коэффициента фильтрации, тогда как бентомат, благодаря способности «самозалечиваться», сохраняет свои противофильтрационные характеристики. В результате, в реальных условиях, противофильтрационные экраны на основе бентоматов являются наиболее эффективными и надежными в настоящее время.

Производство бентонитовых матов не требует владения сложными технологиями. Единственным непременным условием является наличие высококачественного сырья — бентонита. Именно поэтому в России достаточно широко представлены как отечественные марки, так и зарубежные.

По данным ГТК РФ, структура импорта бентоматов в 2013 г. выглядит следующим образом (рис. 4).

Так как абсолютно все производители бентоматов во всём мире используют одну и ту же технологию производства, то и показатели качества готовой продукции во многом идентичны и различаются лишь количеством контролируемых параметров (таб. 2).

Как видим из приведённых данных, различные производители заявляют разный набор характеристик. Общим для всех является коэффициент фильтрации. Это логично. Данный показатель должен характеризовать способность материала обеспечивать необходимый уровень гидроизоляции. И вот здесь возникают самые серьёзные разночтения.

Зарубежные производители для определения объёма жидкости, проходящей через единицу площади гидроизоляционного бентонитового материала в единицу времени используют индекс текучести (IndexFlux) по стандарту ASTMD5887–09. Этим же стандартом описывается методика определения коэффициента фильтрации (Hydraulicconductivity), который является производным от индекса текучести и определяет гидропроводность фильтрующего элемента в конкретном образце. Это очень понятно и логично.

Российские производители руководствуются ГОСТ 25584–90. Данный стандарт описывает методику определения скорости фильтрации воды через образец грунта заданной массы. То есть определяются фильтрационные способности не готового изделия, а одного из компонентов, причём совершенно отстранённо от реальных условий. И это совершенно не понятно и не логично. Коэффициент фильтрации бентонита заданной массы будет всегда постоянным. А вот коэффициент фильтрации изделия из бентонита, где возможно недовложение фильтрующего материала, или его неравномерное распределение по поверхности, всегда будет зависеть от качества готовой продукции.

Более того, на сегодняшний день в России только подана заявка на включение в государственный реестр средств измерений прибора, способного определять показатели в соответствии с ASTMD5887-09.

Характеристики	**Ед.изм.**	**БентИзол SAB5**	**Бентолок SL10**	**Тексбент**	**Водоупор**	**Бентотех АС100**	**Bentomat SS100**	**NaBento© Typ RL-N**	**Bentofix NSP 4900**
Геотекстиль									
Поверхностная плотность нетканого материала	г/м^2	200					200		220
Поверхностная плотность тканого материала	г/м^2	160					100		110
Бентонит									
Поверхностная масса	г/м^2	5 000	4 900	4 800	5 400	4 800	4 800	4 500	4 670
Содержание монтмориллонита	%	›70							
Индекс набухания	мл/2г	›24		›24					24
Водоотдача (FluidLoss)	мл/2г	‹18		‹18					≤18
Геосинтетический бентомат									
Поверхностная масса	г/м^2	5 360					5 100		5 000
Коэффициент фильтрации, max	м/сек	‹1,5×10^{-11}	5×10^{-11}	1×10^{-8}	1,16×10^{-11}	5×10^{-11}	1×10^{-8}	5×10^{-9}	2×10^{-11}
Индекс текучести (IndexFlux)	м^3/м^2/с	‹5×10^{-9}							5×10–9
Предел прочности на разрыв, вдоль/поперёк	кН/м	20/10		6/4	≥ 8	12	12		12/12
Сопротивление продавливанию (метод CBR)	кН	≥2,0							≥ 2,0
Относительное удлинение при максимальной нагрузке (разрыве) вдоль/поперек	%	10/5		8		10	15		10/6
Прочность раздиранию (скреплению)	Н/м	›360							≥360
Стойкость к динамическим пробоям (метод падающего конуса)	мм	‹10							
Стойкость к гидростатическому давлению	атм.	7			5				
Длина рулона	м	40	40	50	20	40	40	40	40
Ширина рулона	м	5	5	2	3	5	5	5,1	4,85
Толщина при давлении 2кПа, не менее	мм	6,4	6,4	4,5	8	6,4	6,4		6

Таб. 2 — Качественные показатели бентоматов

Таким образом, на данный момент у нас в стране просто не существует ни одной испытательной лаборатории и ни одного органа по сертификации, способного выдать легитимный сертификат соответствия на бентоматы с логичными качественными характеристиками.

Производители материала выходят из положения таким образом, что прописывают в локальных нормативных документах — технических условиях или стандартах организации те положения, которые устраивают конкретного, зачастую не очень сведущего потребителя. Пока не будет разработан и принят стандарт, чётко регламентирующий перечень качественных показателей и методов их контроля, всегда найдётся лукавый, желающий заработать на низком качестве продукта и «мутной» ситуации. В итоге мы имеем положение дел, при котором:

1. Имеется огромная потребность в недорогих и эффективных гидроизоляционных материалах, отвечающих высоким современным экологическим нормам и требованиям промышленной безопасности.
2. Имеется материал, удовлетворяющий всем этим нормам.
3. Имеются сырьё, технологии и производственные мощности для выпуска этого материала.
4. Нет элементарного порядка в виде внятно изложенного стандарта на материал.

Негативные последствия четвёртого пункта могут дискредитировать саму идею применения геосинтетики на основе бентонита. Это та ситуация, когда интересы производителей, потребителей и государства полностью совпадают в одном вопросе.

Выход из положения заключается в реализации несложного перечня мероприятий:

1. Разработка и утверждение национального, либо межгосударственного стандарта ГОСТ на геосинтетические гидроизоляционные материалы на основе бентонита.
2. Включение данных материалов в перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации, на основании того, что качество продукции оказывает непосредственное влияние на окружающую среду. Связано это с тем, что применение некачественных гидроизоляционных материалов в промышленно опасных объектах влечёт за собой высокий риск техногенных катастроф.
3. Определение схемы сертификации продукции, предполагающей всесторонний и жёсткий инспекционный контроль, как самой продукции, так и состояния производства.

Реализация указанного комплекса мероприятий является типичным эволюционным путём развития процесса вывода на рынок любого коммерческого продукта. Тем более такого, к которому предъявляются повышенные требования экологической и промышленной безопасности.

Итоги

Дано обоснование эффективности применения гидроизоляционных материалов на основе бентонита.

Выводы

Применение новых гидроизоляционных материалов должно быть подкреплено отраслевыми стандартами качества.

Список используемой литературы

1. Беляев Л.Н., Дмитриева Г.К., Иванов Ю.А., Ткаченко Д.Б., Яковлев О.И. Гидроизоляция ограждающих конструкций промышленных и гражданских сооружений. Ленинград: Стройиздат, 1975.
2. Материал из Википедии — свободной энциклопедии. (б.д.). Режим доступа: http://ru.wikipedia.org/wiki/%C3%E8%E4%F0%EE%E8%E7%EE%EB%FF%F6%E8%FF
3. Попченко С.Н. Гидроизоляция сооружений и зданий. Ленинград: Стройиздат, 1981.

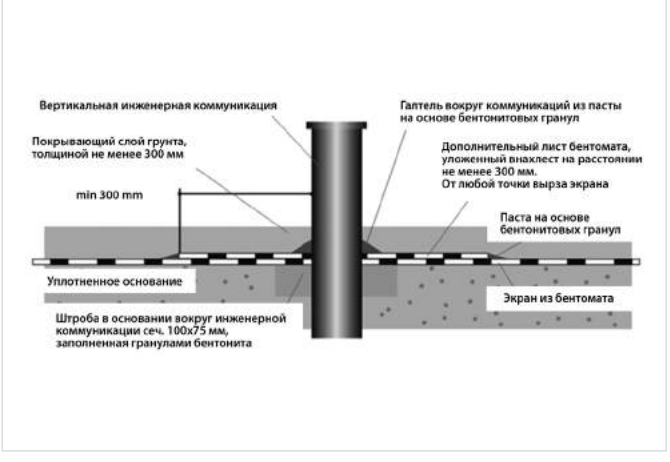


Рис. 3 — Схема гидроизоляции инженерных коммуникаций

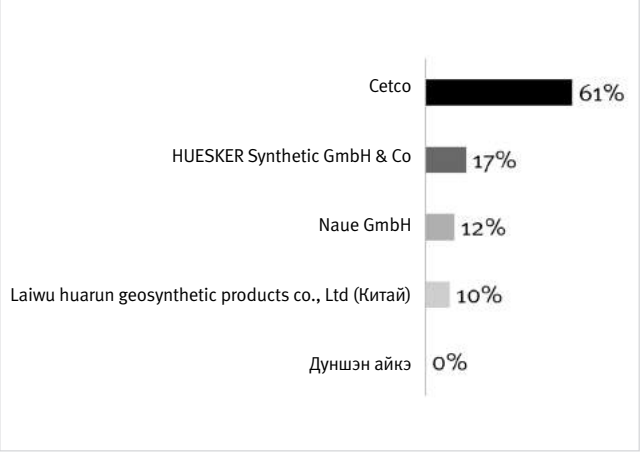


Рис. 4 — Структура импорта бентоматов в январе и июле 2013 г.

ENGLISH **BUILDING**

Geosynthetic Clay Lines

Authors:
Sergey V. Zavyalov – general manager[1]; zavyalov@bentizol.ru

[1]StroyGidroIzolyatsiya LLC, Kurgan, Russian Federation

Abstract

The article compares different watertight waterproofing materials. There is a description of the advantages of applying mineral geosynthetic polymer waterproofing materials.

Materials and methods

Analytical review.

Results

Evaluation of the effectiveness of waterproofing materials based on bentonite application was made.

Conclusions

The application of new waterproofing materials must be supported by the industry-specific standard.

Keywords

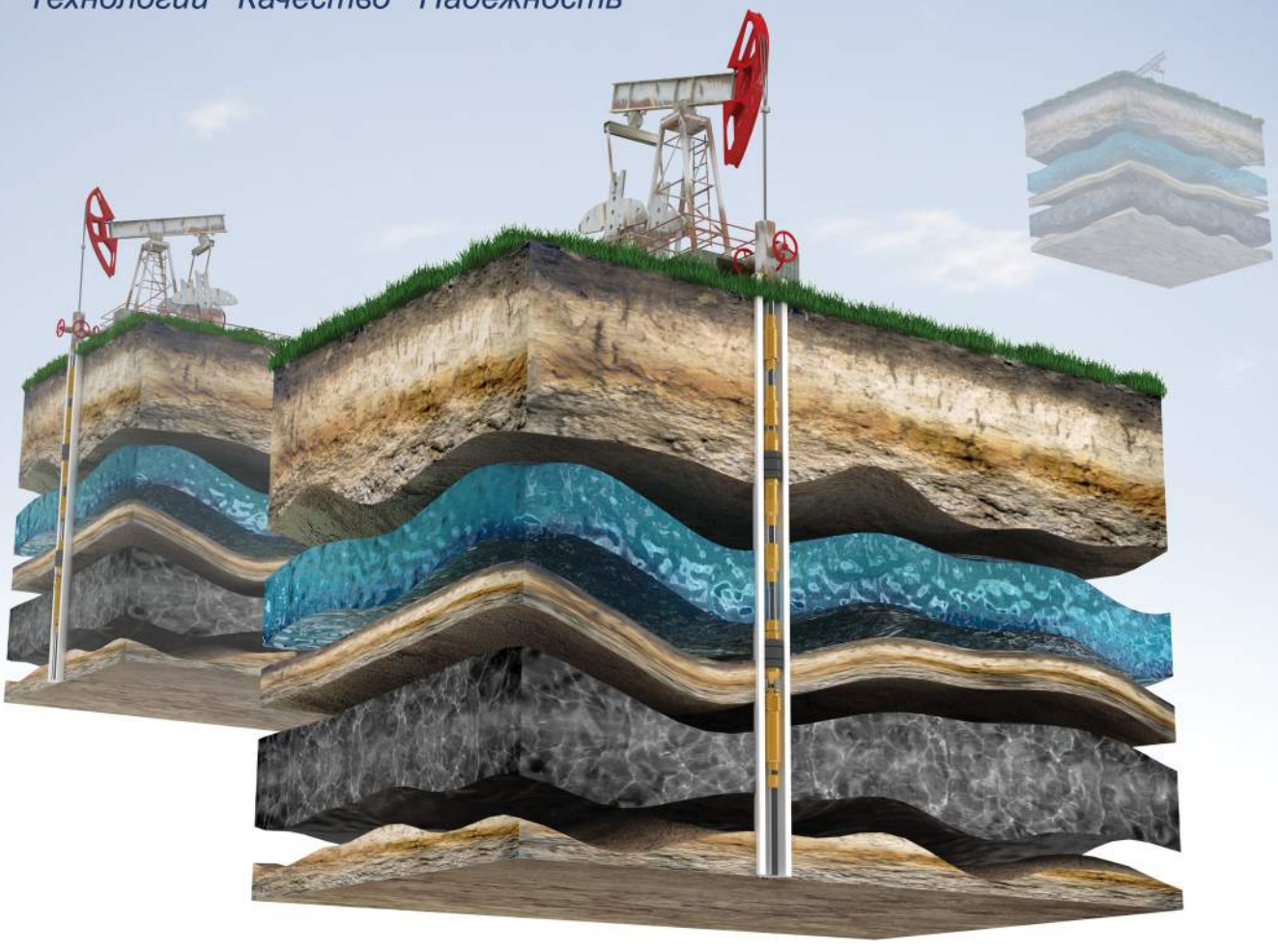
geosynthetic, waterproofing, bentonite, geosynthetic clay lines, waterproofing materials

References

1. Belyaev L.N., Dmitrieva G.K., Ivanov Y.A., Tkachenko D.B., Yakovlev O.I. *Gidroizolyatsiya ograzhdayushchikh konstruktsiy promyshlennykh i grazhdanskikh sooruzheniy* [Waterproofing walling industrial and civil buildings]. Leningrad*: Stroyizdat,* 1975.
2. Wikipedia, the free encyclopedia. (nd). Available at: http://ru.wikipedia.org/wiki/% C3% E8% E4% F0% EE% E8% E7% EE% EB% FF% F6% E8% FF
3. Popchenko S.N. *Gidroizolyatsiya sooruzheniy i zdaniy* [Waterproofing of structures and buildings]. Leningrad*: Stroyizdat*, 1981.

НКМЗ ГРУПП

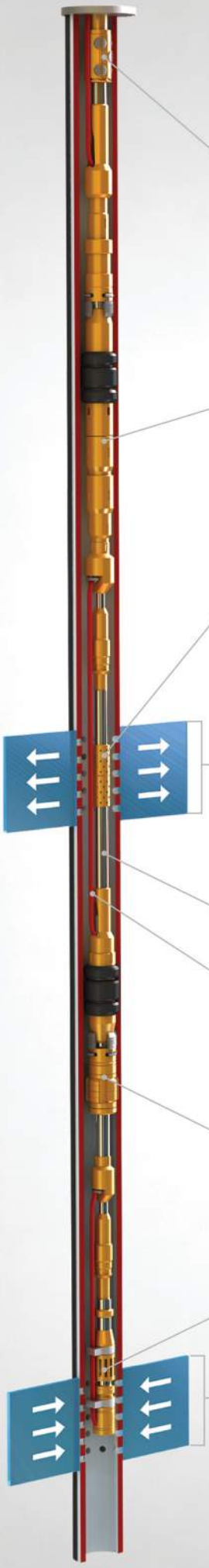
Технологии Качество Надежность



Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19

+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru



Якорь гидравлический
с кабельным вводом ЯГ2 (КВ)

Пакер упорный-механический
с кабельным вводом ПУ-М (КВ)

Фильтр

Пласт для закачки

НКТ

Силовой кабель

Пакер осевой механический с
кабельным вводом ПВМ-О (КВ)

УЭЦН

Пласт водозабора

Комплекс оборудования КОУС-ДПК (КВ) ЯГ2 (КВ)

Предназначен для внутрискважинной перекачки жидкости с нижнего интервала водозабора и закачки в вышележащие разрабатываемые пласты.

Особенности конструкции и преимущества

- Надежная изоляция эксплуатационной колонны от воздействия высоких давлений в процессе внутрискважинной перекачки жидкости;
- Одновременно поддерживает пластовое давление при отсутствии или большом удалении системы ППД;
- Существенно экономия на строительстве дополнительных водоводов.

Состав комплекса

- Якорь гидравлический с кабельным вводом ЯГ2 (КВ);
- Пакер упорный механическии с кабельным вводом ПУ-М (КВ);
- Пакер осевой механическии с кабельным вводом ПВМ-О (КВ).

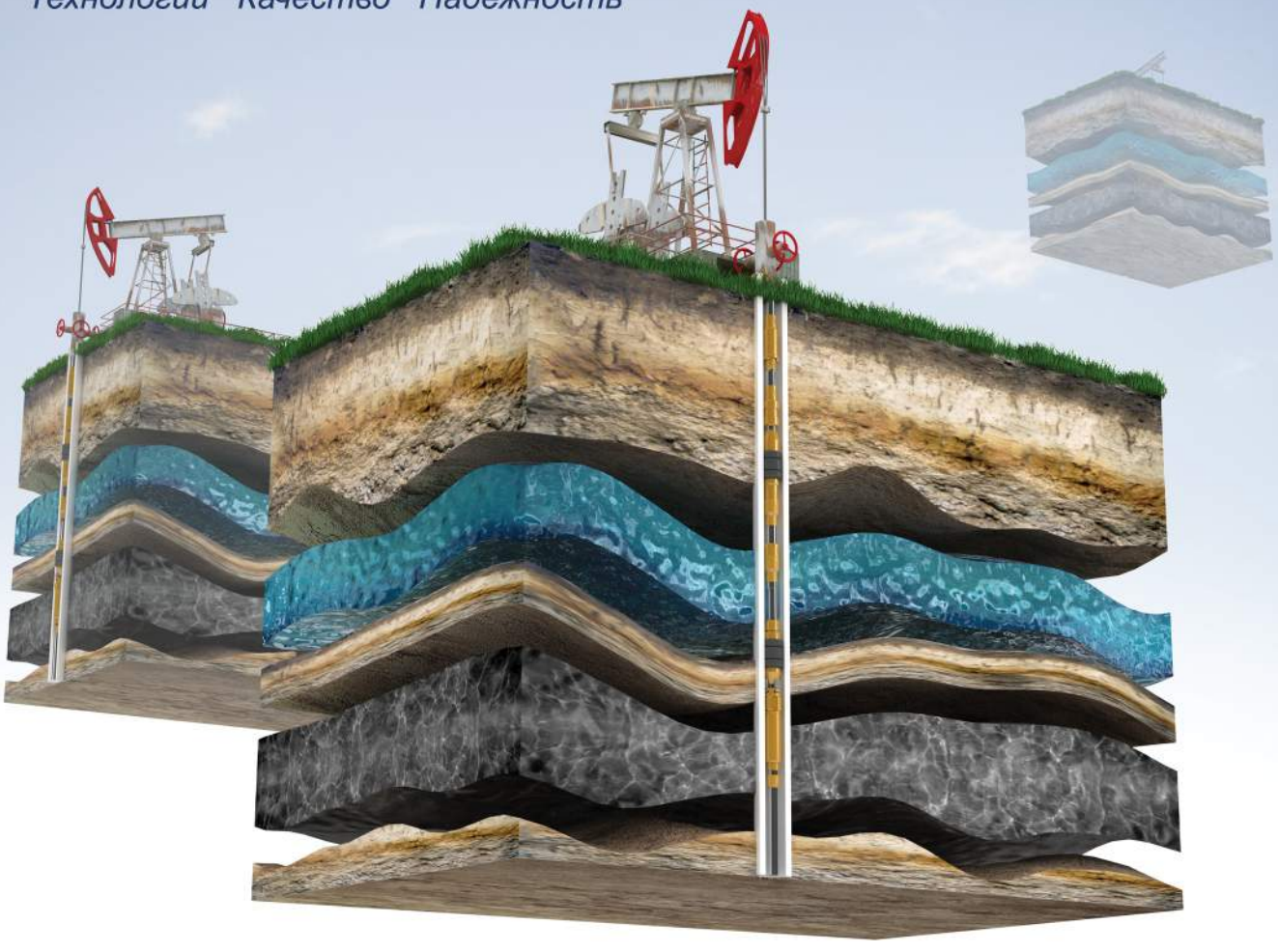
ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2473790

НКМЗ ГРУПП

Технологии Качество Надежность



Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19

+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru

Снижение затрат на транспортировку глинистых растворов

М.Ф. Садыков
инженер отдела нормирования транспортных ресурсов[1]
nis.ts@tatneft.ru

[1]Нормативно-исследовательская станция (НИС) ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В Группе компаний «Татнефть» для доставки глинистого раствора на буровые используются самосвалы, переоборудованные собственными силами в растворовозы. Выбор самосвалов для перевозки глинистого раствора обусловлен тем, что автомобильная промышленность России и стран зарубежья не занимается производством специализированной техники для перевозки глинистого раствора. Также спецтехника должна обладать определенными техническими требованиями: автомобиль должен иметь вместительный, герметичный и прочный кузов цистерны, обладать возможностью быстрого слива раствора, возможностью закачки раствора через агрегат ЦА-320, а также обладать высокой проходимостью.

Ключевые слова
самосвалы, глинистый раствор, специализированная техника

В настоящее время в группе группе компаний «Татнефть» для перевозки глинистого раствора используются самосвалы марок ТАТРА-815, КамАЗ-6522, 65111, 55111 и УРАЛ-5557 переоборудованные на местах по собственным техническим условиям в растворовозы.

Для беспрепятственного проезда по дорогам общего пользования ежемесячно приобретаются специальные разрешения на перевозку тяжеловесных грузов на 10–14 единиц растворовозов. Общая стоимость разрешений в 2011–2012 годах ежемесячно составляла до 2,5 млн рублей. Данные затраты значительно увеличивают стоимость строительства скважины для ОАО «Татнефть».

Для сокращения высоких платежей за выдачу специальных разрешений при перевозке бурового раствора, а также в связи высокой изношенности существующего парка растворовозов, остро возникла потребность в приобретение новых растворовозов.

Целью данной работы является выбор оптимального современного автомобиля для перевозки глинистого раствора с минимальными затратами на приобретение специальных разрешений на перевозку тяжеловесных грузов.

При выборе новой техники для перевозки глинистого раствора предъявлялись очень жесткие технические требования, рассматривались многочисленные модели самосвалов как отечественных, так и импортных производителей.

После пересмотра многочисленных вариантов самосвалов остановили свой выбор на перспективной модели самосвала TATRA-PHOENIX T158-8P5R44. Тридцатилетний опыт эксплуатации растворовозов этой марки в Группе компаний Татнефть показал, что наиболее приспособленными к тяжелым и специфическим условиям работы являются а/м ТАТРА, которые показали себя неприхотливыми и надежными машинами с огромным запасом прочности и высокой проходимостью.

Преимущества растворовоза TATRA-PHOENIX T158-8P5R44 (рис. 1):

- переоборудование кузова-самосвала в растворовоз непосредственно в заводских условиях у официального дилера, а/м марки ТАТРА (АТТ-Моторс), что позволило рассчитывать на выполнение гарантийных обязательств у официальных дилеров;
- увеличенный объем кузова и грузоподъемность по сравнению с существующими растворовозами;
- наличие дополнительной оси, которая способствует более равномерному распределению нагрузки по осям, тем самым значительно сокращая стоимость специальных разрешений, а также существенно увеличивает проходимость ТС.
- увеличенное межосевое расстояние между 3–4 осями до 1450 мм позволило увеличить предельно допустимую нагрузку на задние оси до 8т.
- Наличие пневматической подвески, позволяет более равномерно распределять нагрузку по осям автомобиля.

Переоборудование кузова самосвала в растворовоз осуществлялось на основании технических условий составленного специалистами ОАО «Татнефть», в которых были учтены все необходимые условия для безопасной, долговечной и удобной эксплуатации растворовоза.

Снаружи кузов самосвала закрыт стальными листами (рис. 2), задний борт герметично обварен. Внутри кузова приварены волнорезы, являющиеся также ребрами жесткости. В верхней части волнорезов имеются отверстия для прохода воздуха, в нижней части — вырезы для стока раствора. В передней, средней и задней части кузова — люки для доступа внутрь цистерны при ее изготовлении, а также при обслуживании и ремонте.

В нижней части, кузов имеет уклон к центру, обеспечивающий полный слив остатка глинистого раствора через сливную арматуру. Слив цистерны осуществляется путем подъема кузова.

Объем перевозимого, м³	**Нагрузки на оси автомобиля**						
	TATRA-815			**TATRA-PHOENIX T158-8P5R44**			
	Номер оси			**Номер оси**			
	1	2	3	1	2	3	4
5	6,10	7,72	7,88	5,74	5,81	6,28	6,32
6	6,23	8,10	8,28	5,86	5,95	6,74	6,81
7	6,35	8,55	8,77	5,98	6,09	7,19	7,31
8	6,47	9,00	9,26	6,11	6,22	7,64	7,79
9	6,59	9,46	9,75	6,23	6,36	8,10	8,28
10	6,71	9,91	10,24	6,35	6,49	8,55	8,77
Допустимые нагрузки	10,0	7,87	7,87	9,0	9,0	8,39	8,39

Таб. 1 — Распределение нагрузки по осям в зависимости от объема глинистого раствора (плотность раствора 1,2 г/см³)

Для перекачки или закачки раствора через агрегат ЦА-320 в растворовоз, предусмотрена специальная линия, оснащенная на входе быстроразъёмным соединением.

Сверху в задней части кузова расположена заливная горловина с отверстиями для прохода воздуха.

Для удобства, безопасности обслуживания и ремонта почти по всей длине кузова имеется площадка с поручнем, а сверху в передней части кузова размещен ящик для инструментов.

По причине высокой плотности глинистого раствора (1,05–1,35 г/см^3) при перевозке большого объема жидкости возникает проблема с допустимыми нагрузками на оси. Связано это с тем, что все используемые растворовозы, имеют только 3 оси, при том, что нагрузки на каждую ось жестко регламентированы (рис. 3).

Автомобили Татра-815 страдают от серьезного недостатка — их межосевое расстояние составляет слишком малую величину, менее 1320 мм, данная величина допускает нагрузку на каждую ось задней тележки не более 7,5 т. Ситуация усугубляется неидеальной развесовкой загруженного растворовоза, при которой большая часть полной массы а/м приходится на заднюю тележку, в то время как передняя ось загружена лишь на 50% от допустимой. В связи с этим, возникает перегруз, по осям задней тележки начиная с объема 5 м^3 (таб. 1).

У новой модели растворовоза TATRA PHOENIX из-за увеличенного межцентрового расстояния между осями задней тележки (1450 мм) допустимые нагрузки на каждую заднюю ось составляют 8 т. Распределение нагрузки, за счет применения в конструкции автомобиля пневмоподвески, получается более равномерным, что приводит к превышению допустимых нагрузок после загрузки кузова с 10 м^3 раствора и выше.

Результаты произведенных расчетов (рис. 4) изменения стоимости разового специального разрешения на перевозку раствора в зависимости от объема перевозимого раствора подтвердили экономическую целесообразность выбора новой модели растворовоза.

На данном рисунке показано, что практически при одной и той же стоимости специального разрешения, новый растворовоз перевезет в полтора-два раза больше раствора. При максимальной загрузке растворовоза TATPA-815 равной 10 м^3, на

Рис. 1 — Преимущества растворовоза TATRA-PHOENIX T158-8P5R44

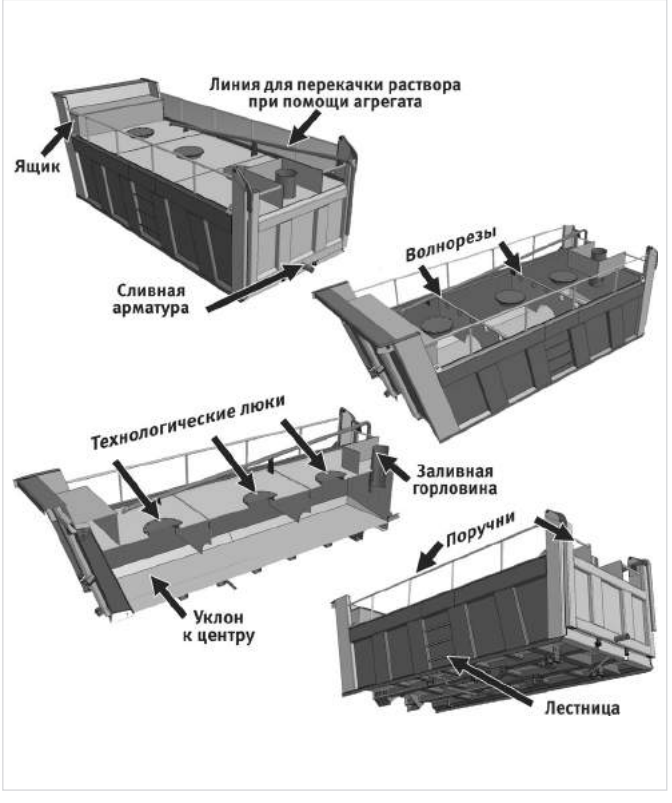


Рис. 2 — Переоборудование кузова самосвала в растворовоз по техническим условиям

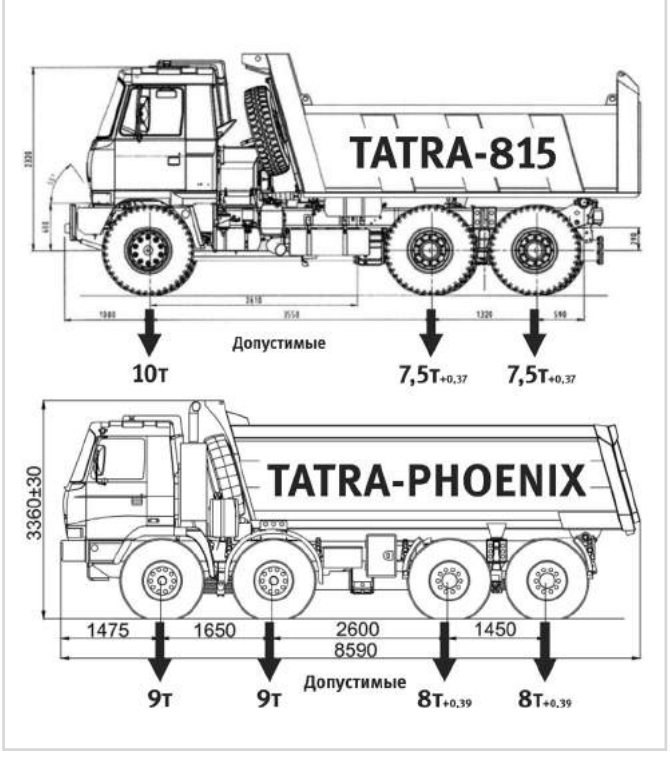


Рис. 3 — Допустимые осевые нагрузки согласно законодательства РФ

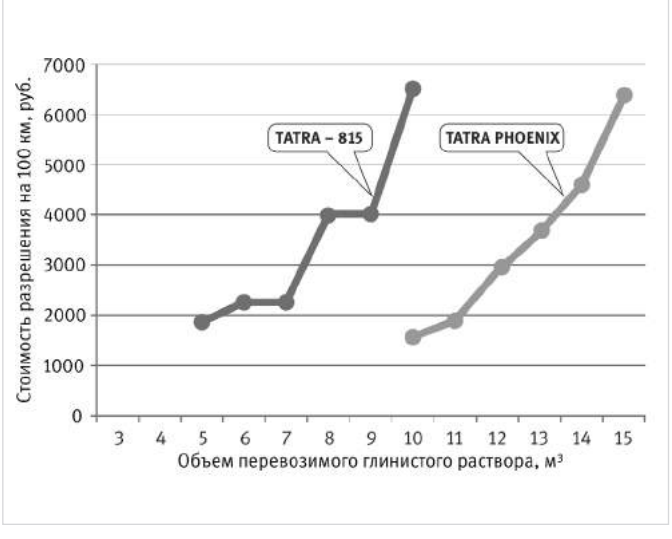


Рис. 4 — Изменения стоимости специального разрешения на перевозку глинистого раствора (плотность раствора 1,2 г/см^3)

перевозку раствора на расстояние 100 км стоимость разрешения составит 6 510 рублей. За чуть меньшую сумму, равную 6390 рублей на 100 км, новый растворовоз перевезет уже 15 м^3 глинистого раствора. То есть снижение затрат составит 1,8% а объем перевозимого раствора при этом увеличится на 50%.

Итоги

В данной работе проведено исследования выбора оптимального по многим параметрам самосвала для дальнейшего переоборудования и использования его в качестве растворовоза. Следует отметить, что это единственный официальный дилер, согласившийся на такой серьезный объем переоборудования; дилеры других представленных в России марок самосвалов от таких предложений отказались. Такое сотрудничество, являющееся, по сути, созданием новой модели ТС, выгодно как для будущего владельца в виде получения желаемого автомобиля, так и для дилера а/м марки TATPA в виде расширения номенклатуры предлагаемой техники.

Выводы

Эксплуатации двух растворовозов в 2013 году позволила значительно сократить расходы на приобретение специальных разрешений и при этом обеспечить большую оперативность и эффективность доставки раствора на буровые, гарантируя повышенное качество оказания услуг, надежную и бесперебойную работу.

ENGLISH **SPECIAL EQUIPMENT**

Decreasing muds transportation costs

Marat F. Sadykov — engineer in valuation of transport resources[1]; nis.ts@tatneft.ru

[1]Norms Analyzing Center of Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

For transportation clay mud to the drilling hole JSC Tatneft used trucks, converted into a solution on their own mud-truck. Choosing tippers for transportation of clay mud due to the fact that the automotive industry in Russia and abroad are not engaged in the production of specialized machinery for transportation clay mud. Also special machinery must possess certain technical requirements: car should be roomy, sealed and rugged body of the tank, have the ability to quickly drain the mud, have the possibility of pumping mud from CA-320 unit, and also have high maneuverability.

Results

In this paper studied many ways choice in optimal dump truck for further conversion and use it as mud-truck. Should note that this is the only authorized dealer which has agreed to such a serious amount of conversion; dealers of other brands represented in Russia dump trucks refused such offers. Such cooperation, which in fact the modeling new vehicle is advantageous for the future owner to obtain the desired form of the car, and the TATRA brand dealer in the form of expanding the range of the proposed technique.

Conclusions

Purchasing in 2013 two mud-truck significantly reduced the cost of acquisition of special permits and thus ensure greater efficiency and effectiveness of transportation clay mud to the drilling hole, ensuring high quality services, reliable and trouble-free operation.

Keywords

dump trucks, mud, specialized machinery

ПЛАМЯ

8 495 229 40 70
8 800 775 40 70
e-mail: info@plamya-ei.ru

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Российская Федерация
125993, г. Москва, Волоколамское шоссе, дом 2,
строение 1, офис 23-01

WWW.PLAMYA-EI.RU

СИСТЕМЫ **ГАЗОВОГО** ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

Автоматические установки ГПТ на основе:
- Аргона (ARGOSYSTEM®)
- Инергена (INERTSYSTEM)
- Азота (AZOTOSYSTEM)
- CO2
- Хладонов (125, 227ea)
- NOVEC EI MX 1230

СИСТЕМЫ **ПЕННОГО** ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

- Баки-дозаторы
- Пенные камеры
- Водопенные мониторы
- Стационарные вышки с передвижной платформой
- Генераторы пены
- Системы подслойного и полуподслойного ПТ

СИСТЕМЫ **ВОДЯНОГО** ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

- Системы пожаротушения тонкораспыленной водой высокого давления **EI MIST**
- Системы спринклерного и дренчерного пожаротушения

РЕЗЕРВУАРНЫЕ ЕМКОСТИ ДЛЯ ПОЖАРНОГО ЗАПАСА ВОДЫ (СБОРНЫЕ)

EI-МИГП ИЗОТЕРМИЧЕСКАЯ ЕМКОСТЬ С CO2 ОТ 2000 ДО 30 000 Л

ПОЖАРНЫЕ **НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ В БЛОК-БОКСАХ** РАЗЛИЧНЫХ МОЩНОСТЕЙ

ЗАЩИТА БЕЗ КОМПРОМИССОВ!

- **Экспертиза технических решений по противопожарной защите объектов**
- **Разработка и согласование инженерно-технических и проектных решений в надзорных органах**
- **Все виды проектирования**
- **Поставка пожарно-технического оборудования в любой регион России и СНГ**
- **Производство монтажных и пусконаладочных работ**
- **Организация технического обслуживания**
- **Огнезащитная обработка**

Склады нефти и нефтепродуктов. Современные решения обеспечения пожарной безопасности

Приказом МЧС России от 26.12.2013 № 837 утвержден свод правил СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности".
Данный свод правил введён в действие с 1 января 2014 г.

В приложении Б к СП 155.13130.2014 (Особенности проектирования систем газового пожаротушения с применением модуля изотермического с двуокисью углерода) впервые указано, что для тушения вертикальных стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами емкостью до 10000 м3 допускается применять установки газового пожаротушения, оснащенные МИЖУ и даны указания по проектированию данных установок.*

Противопожарная защита для нефтегазовой отрасли - это важная часть при проектировании и разработке любых новых объектов. Специфика производства, работа с горючими и даже взрывоопасными материалами обуславливает высокие требования к системам пожаротушения.
Сегодня отличной альтернативой традиционным решениям, таким как пенное и водяное пожаротушение, может служить установка газового пожаротушения, тушащим агентом которой является двуокись углерода.

Введение в действие СП 155.13130.2014 существенно расширяет область применения МИЖУ.

Изотермический модуль обеспечивает:

- подачу жидкой двуокиси углерода (ЖУ) по массе из резервуара через запорно-пусковое устройство и систему трубопроводов к насадкам;
- заправку, дозаправку и слив ЖУ;
- длительное бездренажное хранение ЖУ в резервуаре при давлении 2,0-2,1 МПа и периодически работающих холодильных агрегатах (ХА) или электронагревателях в условиях температуры эксплуатации от -45 до +50 °С;
- контроль давления и массы ЖУ при заправке и эксплуатации;
- возможность замены или снятия на поверку контрольно-измерительных приборов;
- возможность проверки и настройки предохранительных клапанов без сброса давления из резервуара;
- освидетельствование резервуара в соответствии с требованиями Госгортехнадзора.

Использование изотермических модулей EI-МИГП целесообразно с технико-экономической точки зрения. Объекты, подлежащие защите, зачастую имеют большую площадь, что требует хранения нескольких тысяч килограмм CO2. При одинаковом количестве хранимого огнетушащего агента, установка МИЖУ занимет меньшую площадь в сравнении с модулями газового пожаротушения с баллонами.

Модуль EI-МИГП состоит из резервуара под давлением с воздухонепроницаемой оболочкой и подсоединенных к нему трубопроводов. Установка оснащена параллельной системой наполнения газа и выпуска жидкости, распределительными и контрольными клапанами для фазы наполнения и разрядки, испарителем для восстановления давления хранимой жидкости, предохранительными клапанами, манометром, сигнализатором уровня и другими устройствами.

Каждый резервуар оснащен двумя холодильными установками, которые поставляются предварительно собранными, установленными на единой раме и предназначаются для поддержания жидкого C02 в резервуаре при температуре -20°С. Холодильные установки укомплектованы всеми необходимыми автоматическими устройствами, устройствами контроля массы, а также электрическими щитами контроля и управления во взрывобезопасном исполнении.

Модули EI-МИГП являются надежным и проверенным средством противопожарной защиты. Наша компания успешно внедряет модули EI-МИГП на объектах различной сложности на всей территории РФ. Оборудование имеет все необходимые сертификаты.

Более подробную информацию
Вы сможете получить у наших специалистов.

ПЛАМЯ EI
8 495 229 40 70
8 800 775 40 70

* МИЖУ - модуль изотермический для жидкой двуокиси углерода.
Согласно обозначениям и сокращениям СП 155.13130.2014

Профессиональные справочные системы «Техэксперт»: Промышленная безопасность на объектах нефтегазового комплекса. К вопросу о нормативном регулировании

Чуть более года назад Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 12 марта 2013 года № 101 были утверждены Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». В этом документе был учтен 10-летний опыт правоприменения предыдущих норм.

Указанные Правила установили требования по промышленной безопасности для следующих опасных производственных объектов нефтегазодобывающих производств:

- бурения и добычи: опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, нагнетательных, контрольных (пьезометрических, наблюдательных), специальных (поглощающих, водозаборных), йодобромных, бальнеологических и других скважин, которые закладываются с целью поисков, разведки, эксплуатации месторождений нефти, газа и газового конденсата, газа метаноугольных пластов, теплоэнергетических, промышленных и минеральных вод, геологических структур для создания подземных хранилищ нефти и газа, захоронения промышленных стоков, вредных отходов производства, а также скважин, пробуренных для ликвидации газовых и нефтяных фонтанов и грифонов;
- обустройства месторождений для сбора, подготовки, хранения нефти, газа и газового конденсата.

Содержание Федеральных норм и правил приведено в соответствие с действующим законодательством в области промышленной безопасности, в частности, с изменениями, внесенными в Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также с нормативно-правовой базой в области технического регулирования, градостроительства, охраны труда, лицензирования и других.

В тот же период прошлого года наряду с указанными правилами был принят еще один важный отраслевой документ: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 года № 96.

Нормативно-правовая база, регулирующая промышленную безопасность на опасном производственном объекте нефтегазового комплекса, включает в себя и другой значительный объем документов.

Кроме упомянутых правил и Федерального закона в нее входят и некоторые технические регламенты, в том числе на наднациональном уровне: Технический регламент Таможенного союза от 2 июля 2013 года № 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» и Технический регламент Таможенного союза от 18 октября 2011 года № 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». В России на национальном уровне действует Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года № 870. Также в состав базы нормативно-правового регулирования вопросов промышленной безопасности на объекте нефтегазового комплекса входят и другие постановления Правительства РФ, приказы ответственных министерств и ведомств: Минэнерго, Минприроды, Ростехнадзора, МЧС и иные документы.

Правовое регулирование промышленной безопасности, как и любого другого аспекта функционирования нефтегазового объекта, регулярно подвергается модернизации и трансформации. Развитие технологий и усовершенствование процессов влекут за собой внесение изменений в нормативно-правовые акты, регулирующие деятельность предприятий нефтегазового комплекса.

Оперативно отслеживать все изменения в такой базе специалисту позволяют профессиональные справочные системы — электронный продукт, содержащий весь объем нормативно-правовой, нормативно-технической документации и дополнительной, в том числе справочной информации, необходимой сотруднику соответствующего подразделения. Эксперты в области нефтяной, нефтегазовой и нефтехимической промышленности в качестве такого продукта единогласно рекомендуют системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс», «Техэксперт: Промышленная безопасность» и др.

Справка

Профессиональные справочные системы «Техэксперт» содержат нормативно-правовую, нормативно-техническую документацию, аналитическую и справочную информацию, а также уникальные сервисы и услуги для профессионалов всех отраслей, в том числе нефтегазовой.

ТЕХЭКСПЕРТ

Единая справочная служба:
8-800-555-90-25
кодекс.рф техэксперт.рф

ТЕХНОПАРК ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ
Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры

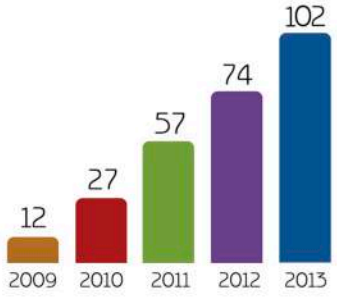
HIGH TECHNOLOGY PARK
Autonomous Institution of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Yugra

Приглашаем к сотрудничеству инвесторов и инновационные компании!

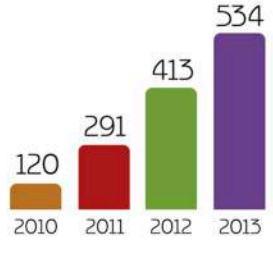
- организация инновационных компаний на базе Технопарка высоких технологий
- внедрение новых технологий на рынке Югры
- реализация разработок компаний-резидентов Технопарка на российском и международном рынках
- разработка совместных проектов

- Топливно-энергетический комплекс
- Информационно-коммуникационные технологии
- Строительство и ЖКХ
- Приборостроение и транспорт
- Технологии в области экологии
- Медицина и биотехнологии

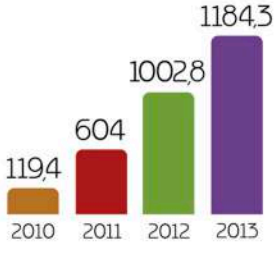
Подробнее об услугах, которые оказывает Технопарк высоких технологий, можно узнать на сайте www.tp86.ru



Количество инновационных компаний-резидентов Технопарка



Количество рабочих мест, созданных резидентами Технопарка



Объем реализованной резидентами продукции (млн. руб.)

628011, ул. Студенческая, 27, г. Ханты-Мансийск
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Тюменская область
Тел.: (3467) 36-18-89, факс: (3467) 36-18-87
E-mail: tp@tp86.ru, www.tp86.ru

Технопарк Югры - Ваш надежный партнер в инновационном бизнесе!

УДК 621.64

Новый взгляд на топливную логистику

И.Г. Барышев
магистр, научный руководитель[1]
ibaryshev@mail.ru

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

Предприятия современной нефтегазовой промышленности как никогда заинтересованы во внедрении новых и эффективных технологий и решений, которые позволяют экономить время, ресурсы и денежные средства. Так, например, логистика, которая является неотъемлемой частью любого проекта и одной из существенных статей расходов, может стать гораздо более эффективной с применением мягких резервуаров, предназначенных для топлива, нефти и воды. Эту уникальную альтернативу устаревшим методам хранения сегодня предлагает ООО НПФ «Политехника».

Ключевые слова
рукавные дамбы, передвижные эластичные резервуары, мягкие резервуары, эластичные оболочки, термопластичные эластомеры, термопластичный полиуретан, ТПУ, поливинилхлорид, ПВХ, ПВХ+ТПУ, ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов, ЛАРН, полевые склады горючего, мобильные нефтебазы, мобильные АЗС, полевые магистральные трубопроводы

В интересах отечественной нефтегазовой отрасли

ООО НПФ «Политехника» было создано в 1992 году научными сотрудниками ВНИИ «Полиграфмаш» и КРИЦ «Биотехнология» ЦНДСИ АН СССР с целью внедрения передовых технологий в производство. Основным направлением деятельности компании стали изготовление и внедрение эластичных (мягких) резервуаров для нефти, ГСМ и воды. Вся продукция изготавливается по передовым технологиям из материалов и сырья американского и европейского производства.

Сегодня компания принимает активное участие в реализации проекта создания производства сжиженного природного газа «Ямал СПГ» и строительства морского порта Сабетта.

Еще осенью 2013 года состоялось совещание, посвященное вопросам реализации данного проекта, на котором Президент России Владимир ПУТИН обратил внимание участников на необходимость при строительстве портовой инфраструктуры опираться на самые современные технологии, которые были бы и надежными, и приемлемыми по стоимости, а также соответствовали всем природоохранным стандартам.

Продукция НПФ «Политехника» — полевые склады горючего, полностью соответствует всем обозначенным критериям.

Применение ПСГ позволяет не только значительно сократить срок ввода объектов в эксплуатацию, но и получить существенную экономию затрат на строительство при обеспечении экологической безопасности и надежности. Так, например, срок ввода в эксплуатацию склада хранения топлива на 15 000 кубических метров для «Газпром геологоразведка» (с учетом залива топливом из семи танкеров) составил всего шесть недель с момента обращения заказчика в компанию.

Почему именно ПСГ?

Топливный склад состоит из резервуаров, соединенных коллектором, насосно-раздаточного модуля, мачт освещения, различных систем защиты и противопожарной системы, а также пункта массовой выдачи и приема топлива. ПСГ зарекомендовали себя как высокоэффективное решение в топливной логистике, многократно сокращая время доставки, монтажа и начала работ.

Главная отличительная особенность таких складов — компактность в сложенном виде и малый вес. Например, склад объемом три тысячи кубических метров помещается в один двадцатифутовый контейнер. Это очень удобно для организации хранения в северных широтах, доставки продукции морем или по зимникам. Такой вариант технически проще и дешевле обычных решений.

Скорость производства и темпы разворачивания такого склада — также важные преимущества продукции НПФ «Политехника». Перевезти, развернуть склад объемом три тысячи кубических метров и организовать прием и выдачу топлива в течение месяца — возможно, пожалуй, только с применением ПСГ. Развертывание и свертывание ПСГ производится расчетом из шести-восьми человек в течение нескольких часов. При этом монтаж эластичных резервуаров не требует организации тяжелых бетонных фундаментов в связи с отсутствием нагрузки на грунт. Доставка топлива на ПСГ осуществляется автомобильным транспортом по зимникам, а также нефтеналивными судами, железнодорожными цистернами или по полевым магистральным рукавным трубопроводам. После выполнения поставленной задачи склад может быть свернут и перебазирован на другую точку без применения специальной техники.

В месте проведения работ по их завершении не остается полупорожних резервуаров и бочек, которые являются опасным источником

Рис. 1 — Полимерный эластичный резервуар с вертолета

техногенного загрязнения. Рекультивация земель после эксплуатации ПСГ не требуется.

Широкие возможности

ПСГ широко применяются как в военных, так и в гражданских целях, в том числе при строительстве и освоении отдаленных объектов (трубопроводов, нефтепромыслов, золотых приисков, рудников, вахтовых поселков, дорог и так далее).

Основными заказчиками компании являются предприятия нефтегазовой отрасли, геологоразведки, горнорудные и строительные предприятия, МЧС, армия, промышленные и аграрные предприятия.

Применение эластичных резервуаров в различных отраслях промышленности взамен устаревших методов хранения жидких материалов имеет большие перспективы, ведь только за последнее время их показатели сильно повысились. Так, если раньше они выдерживали температуру от -35 до +55°С, то теперь они могут применяться при диапазоне температур от -60 до +60°С. В основном такие резервуары используются в местах, где невозможно фундаментальное хранение, например, на Севере.

Компания реализовала множество успешных проектов для таких организаций, как: ЗАО «Корякгеологодобыча» (полуостров Камчатка — ПСГ-3000), ООО «Стройгазконсалтинг», (город Сивая Маска — ПСГ-3000), ООО «Петроинжиниринг» (город Усинск, ПСГ-1000), ЗАО «Стройтрансгаз» (город Печора — ПСГ-750), ОАО «ТНГ-Групп» (город Тадебяяха, Узбекистан), «Интегра-Бурение» (города Усинск и Нижневартовск), ООО «Клен» (Чукотка — ПСГ-2000), ОАО «ТНК-ВР» (поселок Уват — ПСГ-5000), ООО «Газнефтехолдинг» (город Тадебяяха — ПСГ-17500. В текущем году был реализован проект ПСГ-2000 для ООО «СБК» на Ханчейском месторождении.

Передовые разработки

Постоянный мониторинг мирового рынка новейших материалов и технологий, а также освоение нового производственного оборудования позволяют НПФ «Политехника» создавать действительно уникальные виды продукции — практически все решения, предлагаемые компанией, были впервые представлены на российском рынке именно НПФ «Политехника».

В производстве продукции применяются все современные способы сваривания термопластичных материалов, причем предпочтение отдается самому современному и эффективному – свариванию токами высокой частоты.

НПФ «Политехника» ведет совместную работу с отраслевыми НИИ, в том числе НИИ №25 МО России, Академией гражданской защиты МЧС России, ВНИИ Пожарной защиты МЧС России, ВНИИ Эластичных материалов, ВНИИ Гражданской авиации, ВНИИГАЗ и другими научными и конструкторскими организациями, а также с рядом западных компаний, в том числе с Cooley Group Inc. USA, TOTAL SA, France.

В ближайших планах НПФ «Политехника» внедрение системы сокращения выбросов паров углеводородов нефтебаз и НПЗ, а также системы концентрации и утилизации попутного нефтяного газа с применением купольных эластичных газгольдеров переменного объема.

FLEXICO

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

Рис. 2 — Проверка на прочность полимерного эластичного резервуара

НПФ «Политехника» осуществляет проектное сопровождение, шеф-монтаж и авторский надзор на объектах внедрения своей продукции, а также гарантийное и постгарантийное обслуживание.

Основные преимущества ПСГ:

- *высокая мобильность, скорость монтажа и демонтажа;*
- *широкий диапазон рабочих температур от -55°С до +85°С;*
- *возможность размещения на неподготовленных поверхностях, грунте, снеге, болотах, оврагах, траншеях и т.д.;*
- *многократность применения;*
- *относительно низкая цена;*
- *исключительная надежность;*
- *исключительная экологическая чистота;*
- *неподверженность коррозии и действию окружающей среды;*
- *отсутствие необходимости рекультивации земли.*

Рис. 3 — Полимерный эластичный резервуар

Новые технологии в производстве труб*

ОАО УРАЛТРУБПРОМ
УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

ТОЛЩИНА СТЕНКИ
3–22 мм

ДИАМЕТР
от ⌀146 мм
до ⌀630 мм

КРУГЛЫЕ ТРУБЫ

Электросварные прямошовные

⌀ 146x4-8	⌀ 219x5-20	⌀ 377x6-22	
⌀ 159x4-8	⌀ 273x5-22	⌀ 426x6-22	**⌀ 630x8-22**
⌀ 168x4-8	⌀ 325x5-22	⌀ 530x6-22	

Длина трубы – 6-18 м.
ГОСТ 10705-80, ГОСТ 10704-91, ГОСТ 20295-85, API 5L - 2007, API 5-CT

*** Новые технологии в производстве труб.**
Электросварные круглые трубы Ø 530, 630 мм изготавливаются из рулонного проката с толщиной стенки от 3 до 22 мм.
Внесены изменения в ГОСТ 10705-80, 10704-91

Подробности на сайте www.uraltrubprom.ru

ОАО УРАЛТРУБПРОМ
УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

ОАО «Уральский трубный завод»
623107, Свердловская область,
г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
тел.: +7 (3439) 297 539, 297 540
факс: +7 (3439) 297 538, 297 534
e-mail: market@trubprom.com
www.uraltrubprom.ru

Технологии защиты конструкций и их теплоизоляции от воздействия агрессивной среды, вызванных исключительными природными условиями

«Абрис®» - самоклеящиеся неотверждаемые пластоэластичные герметизирующие материалы готовые к применению.

Технологии «Абрис®» - эффективны при низких температурах!

Применимы в условиях низких температур Крайнего Севера и Антарктиды

ООО «Завод герметизирующих материалов»
Россия, 606008, г. Дзержинск Нижегородской обл.,
ул. Менделеева, корп. 1058;
т.: (831) 2600-316, т./факс: (8313) 27-50-78, 27-52-95;
e-mail: abris@zgm.ru; **www.zgm.ru**

Смотрите наш канал:
www.youtube.com/zgmvideo

Читайте нас:
www.twitter.com/ooo_zgm

УДК 620.193

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

С.Н. Некрасов
генеральный директор[1]
wiwa-olimp@mail.ru

[1]ООО «ВИВА - РУС», Санкт-Петербург, Россия

Требования, предъявляемые сервисными компаниями к покрытиям резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов, постоянно ужесточаются. При этом качество покрытий в немалой степени определяется не только свойствами материалов, но и тем, как именно покрытие было нанесено. К примеру, широко применяемые в настоящее время Scotchkote, Amercoat, Copon Hycote, Protegol и их аналоги относятся к числу двухкомпонентных покрытий, для нанесения которых требуется специальное оборудование — такое, как установки WIWA для горячего распыления от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG.

Ключевые слова
WIWA, полиурея, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионной износостойкой защиты

Компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG занимает лидирующие позиции на рынке по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни (pot-life) вот уже более 60 лет. За это время компанией накоплен значительный опыт в области разработки и совершенствования оборудования, неизменной характеристикой которого является знаменитое немецкое качество. Сочетание этих факторов и обусловливает стабильный рост популярности — а следовательно, и продаж продукции под брендом WIWA в России и странах СНГ.

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

Сравнительно недавно компания вывела на рынок модернизированные установки серии DUOMIX, предназначенные для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Специалисты, уже использующие установки в работе, сходятся в своих оценках. По их мнению, модернизированные установки серии DUOMIX отличает надежность в эксплуатации и простота в обслуживании, качество нанесения соответствует европейским стандартам. Кроме того, применение установок DUOMIX позволяет значительно сократить эксплуатационные издержки.

Для покрытия резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов WIWA предлагает три модели установок DUOMIX с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, позволяющей избежать перерасхода материала в случае сбоя установки.

По желанию заказчика забор компонентов может выполняться как из оригинальных 200-литровых бочек либо из воронок насосами подачи, так и напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Каждая установка оснащена трехступенчатой системой нагрева и комплектуется обогреваемыми шлангами раздельной подачи компонентов с циркуляцией, выносным смесительным блоком пневматического управления, системой промывки (очистки).

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 460 позволяет наносить полиурею и PU-пену с высокоскоростным разогревом материала. Установка оборудована системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены на основе рекомендаций специалистов, работающих с WIWA DUOMIX PU 460. Отличительной чертой этой установки является ее компактность, что позволяет мобильно использовать WIWA DUOMIX PU 280 в труднодоступных местах.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубопроводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки:

Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, алые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

Рентабельность в первую очередь вопрос всеохватывающего качества:

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

WIWA®
because it works

ООО «ВИВА-РУС»
198152, Санкт - Петербург,
ул. Краснопутиловская, д.69, офис 215
тел. +7 (812) 703-36-94, +7 (911) 972-74-81,
тел./факс: +7 (812) 703-73-56
e-mail: wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru

because it works

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

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

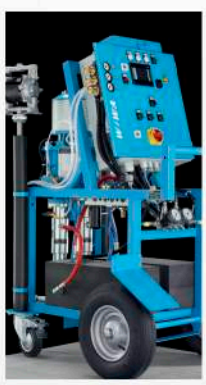
DUOMIX 333/300 и 230

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

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

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

ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ АППАРАТЫ DUOMIX PU 460 и 280



Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубо-проводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки: Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, малые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

PROFIT

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

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

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

PROFESSIONAL

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

Области применения: Окраска больших площадей и толстослойные покрытия как к примеру в судостроении и оффшорной промышленности, бетонно- и антикоррозийная защита, системы подачи краски и лакировальные линии, металлоконструкции и ангары, вагоностроение, малярные участки, покрытия промышленного масштаба, изоляция, огнезащита и в качестве насосов подачи удалённой раздачи.

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

ИНЖЕКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ INJECT 14025

Новые масштабы при ремонте

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

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

Анализ «крови»

Современные технологии позволяют определять состояние техники без «вскрытия», основываясь лишь на анализе состава жидкости, которая в ней функционирует. О том, как ставится «диагноз» и назначается «лечение», рассказала технический специалист концерна «Шелл» Мария Соколова.

— Что представляет собой комплексный анализ состояния масла?

— Представьте себе обыкновенную ситуацию: человек приходит в поликлинику и сдает кровь, чтобы определить, имеются ли у него патологии, или же с его здоровьем все в порядке. В некоторых случаях эта процедура носит обязательный характер, например при недомогании, симптомах какого-либо заболевания. Но иногда необходимо сдавать кровь в плановом порядке, чтобы удостовериться, что организм работает, как часы. Эта аналогия возникает не случайно, когда мы говорим о мониторинге состояния смазочных материалов, так как масло в определенном смысле можно назвать «кровью» основных узлов машины. Поэтому очевидно, что анализ масла помогает сделать выводы не только о состоянии самого масла, но и агрегатов, в которых оно функционирует.

— Насколько важен данный анализ?

— В ходе эксплуатации двигатель подвергается негативному воздействию внешних факторов, ускоряющих естественный износ. Причиной преждевременного выхода из строя может послужить попавшая извне вода, пыль, протечка в системе охлаждения. Любая неисправность тут же сказывается на состоянии масла. Причем именно анализ масла помогает на ранней стадии диагностировать то, что в скором времени может послужить причиной для серьезной и дорогостоящей поломки. В индустрии большое распространение получили гидравлические системы, где важно соблюдать чистоту масла. Поэтому своевременное обнаружение нежелательных примесей (даже обыкновенной воды) в масле поможет избежать преждевременной поломки. В отдельных отраслях, например, горнодобывающей или энергетике, техника должна работать 24 часа в сутки.

— На какие параметры следует обратить внимание при анализе масла, чтобы получить наиболее полную картину состояния двигателя и масла?

— Думаю, не стоит ставить вопрос таким образом, так как здесь нельзя выделить какой-то один параметр; важно оценивать изменение параметров в комплексе — по минимально необходимому и достаточному набору тестов. В такой набор обязательно должны входить физико-химические параметры масла, такие как кинематическая вязкость, его щелочное число или, например, кислотное, в зависимости от типа масла. Также смотрят на содержание воды, а в случае с моторным маслом — на наличие сажи и гликоля.

Определение состояние узла невозможно без оценки степени его износа — для этого необходима спектроскопия. Большую ценность при анализе представляют комментарии к каждому типу техники, ведь одних «цифр» для полноценного заключения недостаточно. При этом в процессе анализа важно учесть все факторы: тип оборудования, условия его работы, тип используемого масла и требования производителя техники. При составлении рекомендаций требуется высокая квалификация специалистов по смазочным материалам, большой лабораторный опыт, а также знание специфики строения и работы узлов техники.

— Что представляет собой отчет о состоянии масла?

— Отчет предоставляется по каждому узлу техники и, в зависимости от его состояния, имеет зеленый, желтый или красный индикатор. Зеленый означает, что с оборудованием все в порядке, желтый — следует обратить внимание на условия эксплуатации, красный — требуются оперативные действия (например, срочная замена масла или плановое ТО оборудования). Каждый индикатор сопровождается подробным комментарием и планом действий. Отчет содержит данные нескольких последних проб, подкрепленные графиками, благодаря чему можно легко отследить и проанализировать тенденции изменения параметров.

— Опишите кратко весь процесс для клиента: от отбора пробы до получения результата анализа?

— Процесс отбора масла несколько сложнее, чем простой анализ крови из пальца, но, тем не менее, он интуитивно понятен. Когда начальник предприятия получает доступ к своей электронной учетной записи в глобальной системе, мы регистрируем оборудование и выдаем логин и пароль на оформление заказа. После этого мы высылаем посылку, в которой находятся десять комплектов для отбора проб, состоящих из емкостей, конвертов с обратным адресом и регистрационными формами. Дополнительно можно заказать насос и шланги для систем, где забор масла может быть затруднен в виду их конструкции. Специальные карточки используются для того, чтобы маркировать узлы, с которых периодически отбираются пробы. Например, в системе Shell LubeAnalyst на каждой такой карточке указывается уникальный номер узла, чтобы проще было отслеживать многократно взятые пробы. Водителю или сервисному инженеру достаточно просто вписывать в регистрационную форму данные по отбору проб в соответствии с индивидуальным номером каждого узла. Собранные данные отправляются по адресу московской лаборатории. В течение 48 часов после поступления проб в лабораторию клиент получает отчет по факсу или по электронной почте. Его можно также просмотреть в режиме онлайн, авторизовавшись в системе. Безусловно, мы даем рекомендации по отбору проб: каким образом нужно отбирать масло, как правильно использовать одноразовые емкости, необходимый минимум масла для проведения всего набора исследуемых параметров.

— Какие виды анализов существуют?

— Наборы для тестов могут быть стандартными и расширенными. Стандартные наборы используются, в основном, для транспортных предприятий и некритичных промышленных систем, расширенные — для более глубокого анализа. В случае стандартных наборов тестов для любого узла (двигателя, трансмиссии или редуктора) можно использовать один и тот же набор, те же регистрационные формы, но набор исследуемых параметров будет несколько отличаться. Расширенные наборы более информативные, поэтому для них, как правило, требуется больший объем отобранного масла. Для диагностики гидросистем и турбин мы рекомендуем использовать расширенный набор

тестов, куда обязательно входит определение класса частоты. Есть также дополнительные опции, которые можно заказать по своему усмотрению. Например, тест на пенообразование. Этот параметр важен не всем, поэтому он измеряется отдельно, по желанию.

— На каком языке приходит отчет?

— Отчет доступен на русском языке. Это большой плюс, поскольку отчеты из европейских лабораторий, как правило, не переведены. Кроме того, система позволяет формировать отчет и использовать интерфейс более чем на 20 языках, что очень важно для крупных транснациональных заказчиков.

— Расскажите о сроках проведения анализов.

— Сроки в основном зависят от местоположения лаборатории. Если импортер смазочных материалов использует европейскую лабораторию, то время от момента забора проб до получения отчета сильно возрастает. Для самого импортера это тоже не очень удобно, поскольку возникает больше забот с таможенным оформлением. А тем временем, забор проб масла, например, из ГПУ зачастую необходимо брать каждые десять дней. Ясно, что отбор каждой последующей пробы имеет смысл осуществлять после получения результата анализа предыдущей. Именно поэтому для импортера смазочных материалов важно прописывать сроки в контракте с лабораторией. В отдельных случаях результаты анализов просят получить в течение 24 часов. Как правило, срок анализа в московской лаборатории составляет не более 48 часов с момента поступления пробы.

— В чем разница между услугами поставщика смазочных материалов и независимой лабораторией?

— Как я уже говорила ранее, мы работаем с независимыми российскими лабораториями, к которым предъявляются общие жесткие международные стандарты концерна «Шелл». Локальные лаборатории могут выполнить те же тесты, но зачастую уровень диагностики, к сожалению, довольно низок, тогда как глобальная диагностическая база концерна «Шелл» насчитывает миллионы проб, что позволяет давать более глубокие и точные рекомендации клиентам. Выбор лаборатории тоже задача непростая. Необходимо соблюдать баланс между оснащением и скоростью выполнения тестов. Мы нашли лабораторию, где могут произвести качественный анализ за короткий промежуток времени. Конечно, есть лаборатории с более серьезным оборудованием, но они, как правило, нацелены скорее на проведение научных исследований, нежели на мониторинг.

— Для каждого оборудования прописаны какие-то сроки, периодичность мониторинга?

— Как правило, многие производители техники, например, стационарных газовых двигателей, прописывают в регламенте периодичность проведения мониторинга. На основании его результатов рекомендуют, в том числе, и осуществлять замену масла. В этом случае периодичность отбора зависит от типа оборудования/узла, используемого топлива и типа/марки масла. Если сроки не прописаны в руководстве по эксплуатации, то мы даем свои рекомендации. Есть особая категория «критичного оборудования», для которого мониторинг особо важен. На любом предприятии есть множество узлов смазки, но мониторинг затрагивает только самые важные с точки зрения выхода их из строя. Если по причине поломки одного из них оборудование остановится, то предприятие понесет большие убытки в связи с вынужденным простоем или дорогостоящим ремонтом. Существует общее правило: чем длиннее срок замены масла, тем более длительные интервалы отбора проб масел допустимы, и наоборот. Например, для гидравлики со сроком замены 4000 часов, масло отбирают раз в 1000 часов. Для газовых двигателей, у которых срок замены масла может быть около 2000 часов, пробы отбираются каждые 250, 300 или 500 часов. При интервале замены в 20 000 часов пробы производятся каждые 5000 или 2500 часов и т.д. Кстати, чем ближе мы подбираемся к предполагаемому сроку замены масла, тем чаще нужно отбирать пробы. Данное правило распространяется на случаи, когда, например, проводятся испытания по программе, направленной на оптимизацию интервала замены масла.

— Что на ваш взгляд, может привлечь горные предприятия в этой услуге? Каковы перспективы развития сервиса в России?

— Согласитесь, сложно отказаться от заботы, если она еще и недорого обходится, но при этом позволяет сэкономить значительные средства. Инвестиции в регулярный анализ смазочных материалов несравнимы с затратами на ремонт дорогостоящей техники. Наш сервис дает уверенность, а в бизнесе это главное. На западе услуга очень востребована. У нас же она пока только набирает обороты, но вполне уверенными темпами. В случае перевозчика услуга позволяет не только предотвращать серьезные поломки, но и планировать ТО, контролировать склад запасных частей и загруженность персонала.

— Можно ли говорить о том, что данная диагностика уже набрала популярность в России?

— Сервис набирает в России обороты. Если раньше российские компании относились к платному анализу смазочных материалов довольно скептически, то сейчас экономическая выгода от своевременного отбора проб доказана на большом числе примеров из реальной практики российских предприятий. Гораздо большее понимание мы встречаем на уровне владельцев и главных инженеров предприятия, которые умеют считать деньги.

ГМС ГРУППА

БОЛЕЕ 60 ЛЕТ НА РЫНКЕ НАСОСОСТРОЕНИЯ

БОБРУЙСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

- ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ И СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ
- ДЛЯ ВЫСОКОАБРАЗИВНЫХ ГИДРОСМЕСЕЙ
- ДЛЯ ДРЕВЕСНОВОЛОКНИСТЫХ ПОЛУФАБРИКАТОВ И БУМАЖНОЙ МАССЫ
- ДЛЯ БЫТОВЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

ОАО «Бобруйский машиностроительный завод» оказывает комплексное гарантийное и сервисное обслуживание насосного оборудования

Республика Беларусь, 213805, г. Бобруйск
ул. К.Маркса, 235
отдел сбыта: (+375-225) 47-48-55, 47-49-39
бюро маркетинга: (+375-225) 47-47-84
e-mail: mail@bmbpump.ru
www.bmbpump.by www.grouphms.ru

УДК 621.65/621.69

Новое поколение модернизированных нефтяных насосов типа 2НК и 2НПС

В.А. Головин
к.т.н., главный инженер проекта[1]
mail@bmbpump.by

[1]ОАО «Бобруйский машиностроительный завод», Бобруйск, Беларусь

Статья о центробежных насосах для нефтеперерабатывающей, нефтехимической промышленности.
В части насосного оборудования в статье описывается информация о традиционных нефтяных насосах типа (1,2)НК, (1,2)НПС, НСД-Е.
Также В статье мы расскажем о производстве новой конструкции нефтяных насосов типа 2НК и 2НПС, отвечающих требованиям стандарта API 610.

Материалы и методы
Нефтяные консольные насосы типа 2НК и многоступенчатые насосы 2НПС с продольным разъемом.

Ключевые слова
нефтяной насос, насос для перекачивания, модернизированный насос, насосы по API610

Нефтяные консольные насосы типа 2НК и агрегаты электронасосные 2АНК на их базе предназначены для перекачивания нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов и других жидкостей, сходных с указанными по физико-химическим свойствам, плотностью не более 1050 кг/м^3, вязкостью не более 6,0*10^{-4} м^2/с, с содержанием твёрдых взвешенных частиц в количестве не более 0,2 % и размером не более 0,2 мм.

Насосы предназначены для работы на взрывоопасных производствах, на которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров или пыли с воздухом, относящихся к категории IIA, IIB, IIC и группам взрывоопасности T1, T2, T3, T4 по ГОСТ 12.1.011.

Насосы предназначены для работы в зонах, сейсмическая активность которых не превышает 9 баллов по шкале Рихтера.

Материальное исполнение деталей проточной части выполнено в четырех вариантах — углеродистая сталь, хромистая сталь, хромоникельтитановая сталь, дуплексная сталь, что позволяет перекачивать среды с различными физико-химическими свойствами и температурой от -80°С до +400°С.

Характеристики:
Диапазон подач: 35–1000 м^3/ч
Напор: 35–240 м
Мощность двигателя: 22–800 кВт

Конструктивные особенности и преимущества:

1. В качестве отвода применена новая запатентованная конструкция спирального двухзавиткового отвода, позволяющая получить высокий КПД, снизить радиальные силы, устанавливать сменные направляющие аппараты при значительных изменениях параметров насоса по подаче и напору для обеспечения высоких значений КПД.
2. Применены высокоэффективные рабочие колеса, позволяющие получить высокий КПД, снизить кавитационный запас, шум и вибрацию. При подаче более 200 м^3/ч на входе установлены предвключенные колеса (шнеки).
3. Применены сменные уплотнительные кольца из твердосплавных материалов на роторных и статорных деталях.
4. Конструкция насоса обеспечивает как осевой, так и боковой подвод перекачиваемой среды.
5. Фланцы на всасывающем и нагнетательном патрубках выполнены в соответствии с ГОСТ/DIN/ANSI/ISO и рассчитаны, как корпус и крышка насоса, на давление Ру = 6,3 МПа.
6. Разгрузка ротора от осевых усилий за счет изменения диаметра щелевого уплотнения на основном диске рабочего колеса и разгрузка от радиальных сил с применением двухзавиткового спирального отвода обеспечивает продолжительный срок службы подшипников.
7. Жесткий вал обеспечивает наименьший прогиб, исключая касание вращающихся частей о неподвижные, а также увеличивает долговечность торцового уплотнения.
8. Камера уплотнения вала выполнена согласно API610, что позволяет использовать торцовые уплотнения соответствующие API682 различных производителей.
9. Система смазки и охлаждения масла и кронштейна обеспечивает продолжительный срок эксплуатации подшипников.
10. Охлаждаемые крышка насоса и фланец кронштейна позволяет снизить температуру кронштейна при высоких температурах перекачиваемой среды.
11. Жесткая конструкция насоса и плиты и специальное их крепление между собой обеспечивают свободное перемещение корпуса насоса при изменении температуры без расцентровки с двигателем, а также обеспечивают надежную работу в районах с сейсмичностью до 9 баллов по шкале MSK-64.
12. Применены масленки постоянного уровня новой конструкции с возможностью замены на импортные.

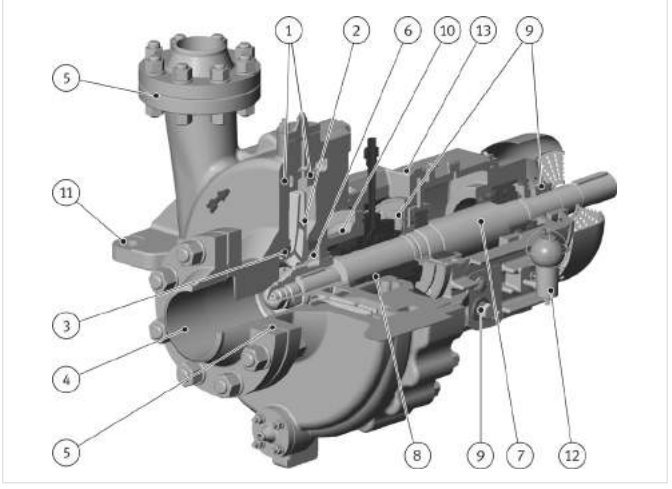


Рис. 1 — Нефтяной консольный насос типа 2НК

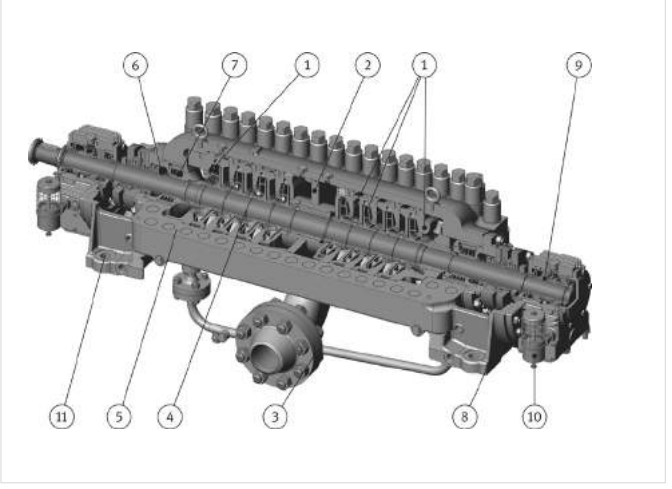


Рис. 2 — Многоступенчатый насос 2НПС с продольным разъемом

13. Заменен материал кронштейнов с чугуна на сталь.

В качестве соединительной муфты применяется надежная и долговечная упругая пластинчатая муфта.

Из-за более эффективной конструкции охлаждения крышки насоса, кронштейна и масла снижено потребление охлаждающих сред.

Многоступенчатые насосы типа 2НПС с продольным разъемом предназначены для перекачивания нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, сходных с указанными по физико-химическим свойствам, плотностью не более 1050 кг/м^3, с температурой от -80°С до +200°С, вязкостью не более 8,5*10^{-4} м^2/с, с содержанием твёрдых взвешенных частиц в количестве не более 0,2% и размером не более 0,2 мм.

Насосы предназначены для работы на взрывоопасных производствах, на которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров или пыли с воздухом, относящихся к категории IIA, IIB, IIC и группам взрывоопасности Т1, Т2, Т3, Т4 по ГОСТ 12.1.011.

Насосы предназначены для работы в зонах, сейсмическая активность которых не превышает 9 баллов по шкале Рихтера.

Насосы выпускаются в климатическом исполнении У, УХЛ, Т категории размещения 2, 3 и 4 по ГОСТ 15150.

Характеристики:

Диапазон подач: 20–240 м^3/ч

Напор: 350–800 м

Мощность двигателя: 110–630 кВт

По конструктивному исполнению насосы типа НПС — центробежные горизонтальные, многоступенчатые секционного типа с продольным плоским разъемом (по оси) корпуса, со встречным расположением групп рабочих колес. Входной и напорный патрубки насоса расположены горизонтально на одном уровне. Присоединение патрубков к трубопроводам фланцевое.

Ротор насос вращается в двух подшипниковых опорах на подшипниках качения. Смазка подшипников — жидкая, картерная. Масло турбинное Тп-22С или Тп-30. Направление вращения ротора насоса — левое (против часовой стрелки, если смотреть со стороны приводного конца вала).

В местах выхода вала из корпуса насоса устанавливаются уплотнения — торцовые (одинарные или двойные) и сальниковые (с подводом или без подвода затворной жидкости).

В качестве привода насоса используются асинхронные или синхронные электродвигатели взрывозащищенного исполнения с частотой вращения 3000 об/мин при частоте тока в сети 50 Гц (уровень взрывозащиты — не ниже 2ExdIIAT).

По требованию заказчика агрегат оснащается системой автоматики для обеспечения контроля показателей работоспособности и режимов работы автоматического управления при пуске и остановке.

Конструктивные особенности и преимущества:

1. Применена более совершенная геометрия проточной части (рабочих колес, направляющих аппаратов, подводов), что дало возможность значительно повысить КПД, снизить кавитационный запас, шум и вибрацию. Применены сменные рабочие колеса и направляющие аппараты, что позволяет значительно расширить диапазон работы насосов по подачам и напорам без замены корпуса с обеспечением высоких значений КПД.
2. Применена новая запатентованная конструкция диафрагмы, позволяющая снизить осевые силы, действующие на ротор и поддерживать их на прежнем уровне при увеличении (износе) зазора в щелевом уплотнении.
3. Конструкция всасывающего и нагнетательного патрубков выполнена в соответствии с ГОСТ/DIN/ANSI/ISO.
4. Для увеличения срока службы быстроизнашивающихся деталей насоса применены сменные уплотнительные кольца из твердосплавных материалов на вращающихся и статорных деталях.
5. Герметизация горизонтального разъема корпуса выполнена «металл по металлу», что обеспечивает высокую надежность уплотнения.
6. Камеры уплотнения вала выполнены согласно API610, что позволяет использовать торцовые уплотнения, соответствующие API682, различных производителей.
7. Изменена конструкция термобарьера, позволяющая более эффективно охлаждать концы валов перед уплотнениями и подшипниками.
8. Применена жесткая посадка подшипниковых опор в корпусе насоса, что обеспечивает без регулировки центровку ротора в статоре.
9. В подшипниковых опорах изменены схемы установки подшипников, смазки, охлаждения, уплотнения, что увеличивает их надежность и срок службы;
10. Применены масленки постоянного уровня новой разработки с возможностью замены на импортные.
11. Изменено крепление насоса к плите, что обеспечивает свободное перемещение корпуса насоса при изменении температуры без расцентровки с двигателем.

Материальное исполнение деталей проточной части выполнено в трех вариантах — углеродистая сталь, хромистая сталь, хромоникельтитановая сталь, что позволяет использовать насосы для перекачивания различных сред.

Применена более жесткая общая рама (плита), которая препятствует расцентровке валов «насос-двигатель».

Заменена зубчатая муфта на упругую пластинчатую, как более надежную и долговечную.

Внедрено много требований стандарта API 610, таких как — чугунные корпуса подшипниковых опор заменены на стальные, концы валов со стороны привода выполнены с конической посадкой вместо цилиндрической, штуцерные соединения заменены на фланцевые, предусмотрены площадки для замера вибрации в трех направлениях и т.д.

Выводы

В результате реализации указанных мероприятий повышена экономичность насосов на 3–7%. Это позволит значительно снизить энергопотребление. Эксплуатация только одного модернизированного насоса 2НПС 200–700 позволит сэкономить в год порядка 300000 кВт/час электроэнергии.

Значительная экономия при эксплуатации будет от увеличения показателей надежности, т.к. средняя наработка на отказ увеличена в 3 раза, средний ресурс до капитального ремонта — в 2,5 раза, средний полный срок службы — в 2 раза. Уменьшено потребление вспомогательных сред.

New generation of upgraded oil pumps 2NK and 2NPS type

UDC 621.65/621.69

Authors:
V.A. Golovin — ph.d., chief project engineer[1]; mail@bmbpump.by

[1]Bobruisk Machine Building Plant, Bobruisk, Belarus

Abstract

Article about centrifugal pumps for the oil refining, petrochemical, mining, steel, pulp and paper, power, cement industry, as well as for pumping waste water in municipal, industrial and agricultural water supply.
And in terms of pumping equipment article describes information about traditional oil pumps of the (1.2) NC, (1.2) NPS, NSD-E type.
Also in the article we describe the production of a new design oil pump 2NK and 2NPS type, which Conform to the requirements of API 610.

Materials and methods

Oil cantilever pumps 2NK type and multistage pumps 2NPS type with longitudinal slot.

Conclusions

As a result of these activities increased efficiency pumps 5–7%. This will significantly reduce energy consumption. Operation of only one modernized 2NPS 200–700 type pump would save about 300,000 kilowatt / hour of electricity per year.
Significant savings in the operation will be from increased reliability, since MTBF is increased 3 times, average overhaul in 2.5 times, the average full service life in 2 times.

Keywords

oil pump, pump for pumping, modernized pump, API610 pumps

УДК 628.276.8

Повышение энергоэффективности транспортировки продукции скважин с использованием объёмных насосов

Ю.Н. Баров
начальник отдела по ремонту нефтепромыслового оборудования[1]
barov_ec@tatneft.ru

С.Х. Мотыгуллин
начальник научно-технического отдела[1]
motigullin@tatneft.ru

А.А. Дорохин
инженер отдела по ремонту нефтепромыслового оборудования[1]
dorohin@tatneft.ru

С.Л. Волдавин
зам. начальника отдела по ремонту нефтепромыслового оборудования[1]
VoldavinSL@asu.tatneft.ru

Р.Б. Фаттахов
к.т.н., заведующий лабораторией[2]
fattah@tatnipi.ru

[1]Инженерный центр ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия
[2]ТатНИПИнефть, Бугульма, Россия

В статье представлены основные направления снижения энергозатрат в системе нефтесбора. Показана возможность снижения затрат с применением многофазных технологий. Приведены результаты опытно-промышленных работ по оценке целесообразности замены динамических насосов на менее энергоёмкие насосы объёмного типа. Сделаны выводы о возможности применения объёмных насосов в системе нефтесбора.

Ключевые слова
объекты нефтеперекачки, многофазные технологии, энергетическая эффективность, КПД насосов, эффектообразующие показатели

Разработка месторождений на поздней стадии неизбежно влечёт за собой увеличение объёмов потребления электроэнергии. В свою очередь, насосы динамического действия, используемые при транспортировке нефти в традиционных схемах, чувствительны к вязкости перекачиваемой жидкости. Это приводит к значительному снижению их КПД (снижение достигает 30%), что говорит о низкой энергоэффективности данного оборудования. Компания «Татнефть» многие годы применяет многофазные технологии с применением различных типов объёмных насосов, как отечественного, так и зарубежного производства. Данные технологии позволяют значительно сократить затраты на строительство нефтеперекачивающих объектов и эксплуатационные затраты при обслуживании этих объектов. В целях подтверждения реально возможного снижения энергетических затрат с применением объёмных насосов проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по оценке целесообразности замены динамических насосов на менее энергоёмкие насосы объёмного типа на объектах нефтеперекачки.

Большинство месторождений ОАО «Татнефть» находятся на поздней стадии разработки и характеризуются низкими пластовыми давлениями и высокой обводнённостью, что в свою очередь неизбежно влечёт за собой увеличение объёмов потребления электроэнергии.

Традиционная схема нефтесбора «месторождение — дожимная насосная станция (ДНС) — товарный парк», получившая широкое распространение в компании, базируется в основном на использовании центробежных насосов (ЦНС), периодически откачивающих жидкость из накопительной емкости в напорный трубопровод. В свою очередь, насосы динамического действия чувствительны к вязкости перекачиваемой жидкости (снижение КПД достигает 30%), особенно при откачке накапливающейся в емкости устойчивой эмульсии. Кроме того, как показывают исследования эмульсия после ЦНС более устойчива и менее склонна к разделению, чем до насоса. Увеличение тонкодисперсной составляющей эмульсии приводит к 18-ти кратному росту остаточной обводненности и, соответственно, требует более высокого расхода деэмульгатора, тепловой энергии и пресной воды при дальнейшей подготовке ее на товарном парке [1].

В последние годы большой интерес со стороны нефтяных компаний, в том числе ОАО «Татнефть», вызывает перекачка продукции скважин с использованием объемных насосов различных типов. Здесь можно выделить два направления:

- **Многофазные технологии**, предусматривающие транспортировку продукции скважин по нефтесборным и напорным трубопроводам без её разделения на жидкую и газовую фазы с применением винтовых многофазных насосов. В данном случае отпадает необходимость в ДНС.
- **ДНС с объёмными насосами** — подразумевается использование традиционной схемы нефтесбора, включающей ДНС, но с заменой центробежных секционных насосов на более энергоэффективные насосы объёмного типа.

Многофазные технологии

В компании «Татнефть» многофазные технологии впервые применены в 1997 году. Два насосных агрегата немецкой фирмы «Bornemann Pumps» были приобретены и установлены на ДНС–21с и ДНС–112 в НГДУ «Бавлынефть». В настоящее время эксплуатируются более 60 многофазных насосов различных фирм.

На 65% объектах внедрение МФН было осуществлено с целью утилизации попутного нефтяного газа, т.е. было прекращено сжигание газа на факелах. Наряду с получением дополнительных объёмов попутного газа для переработки, достигнуто улучшение экологической обстановки на площадях нефтедобычи. На сегодняшний день многофазными насосами на этих объектах перекачено и утилизировано более 80 млн м3 попутного газа. На других объектах, с внедрением МФН, было достигнуто значительное снижение устьевых давлений на скважинах и в нефтесборных трубопроводах.

Необходимо отметить широкую гамму многофазных насосов, различных по конструкции и принципу действия, прошедших

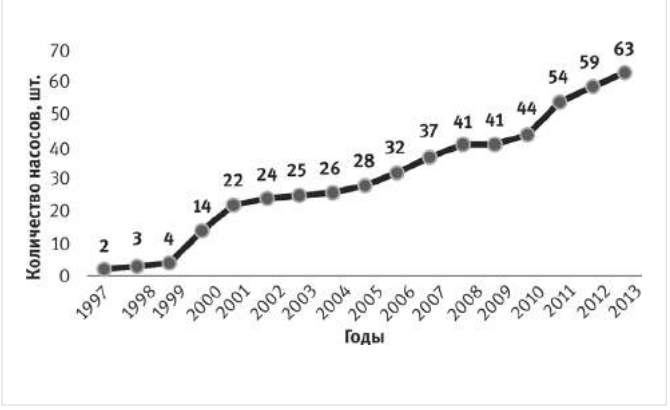


Рис. 1 — Динамика внедрения МФН на объектах ОАО «Татнефть»

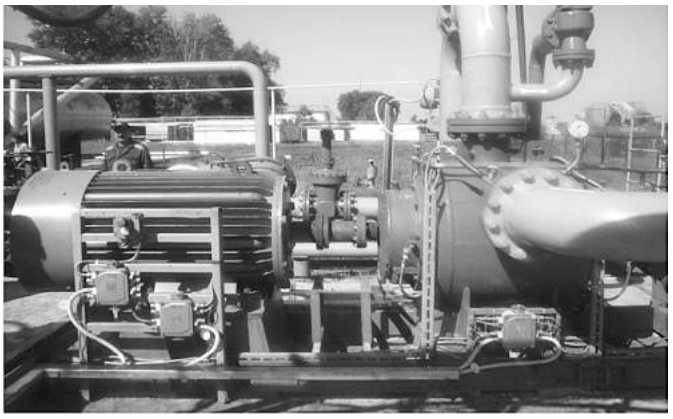


Рис. 2 — Насос производства ОАО «ТатНИИнефтемаш»

промысловые испытания или эксплуатирующихся на месторождениях компании. Это двухвинтовые многофазные насосы фирм «Борнеманн» (Германия), «Ливгидромаш» (г. Ливны) и «ТатНИИнефтемаш» (г. Казань) (рис. 2).

Одновинтовые установки представлены ООО «ПермИнженирингГрупп» (г. Пермь) (рис. 3) и компаниями «Seepex», «Netzsch» (все Германия). Прошли опытную эксплуатацию одновинтовые насосы ООО «ВНИИБТ-буровой инструмент» (г. Пермь)»

Также на Южно-Ромашкинской площади в системе нефтесбора эксплуатируется бустерная насосная установка, разработанная НИТ «Бустер» (г. Архангельск) и предназначена для перекачивания газожидкостной смеси (ГЖС) в системе нефтесбора. Установка создана на базе поршневого насоса НБ-125 (рис. 4) и оснащена бустерным устройством.

Основными недостатками установки являются занимаемая объектом площадь и количество задействованного оборудования (делитель фаз, трубопроводы), что сопоставимо с ДНС. Это ведёт к увеличению эксплуатационных затрат. Также на приёме установки поддерживается относительно высокое (0,8–1,4 МПа) давление, что не позволяет существенно снизить устьевые давления на скважинах: быстроизнашивающимися узлами являются поршни, штока и клапана насосов.

Прошёл опытную эксплуатацию диафрагменный насос замещения ООО «Ижуникомтех» на многофазной жидкости. Эти насосы не имеют скользящих уплотнений и полностью герметичны. Давление нагнетания создаётся за счёт сжатия диафрагмы давлением масла, создаваемого с помощью шестеренчатого насоса. Основной проблемой насоса является низкий ресурс диафрагмы.

Большое количество двухвинтовых насосных агрегатов, серии А3 2ВВ производства ОАО «Ливгидропром» было внедрено на промыслах компании в период с 2000 по 2006 годы. Но на сегодня дальнейшее внедрение этих насосов постепенно сворачивается из-за сравнительно низкого их ресурса, ограниченных возможностей при перекачивании жидкостей с большим содержанием газа, низкой ремонтопригодности деталей и узлов проточной части, что приводило к длительным простоям и большим затратам на их ремонт. Основными причинами выхода из строя насосов при эксплуатации являются: пропуски перекачиваемой среды через торцовые уплотнения, потеря производительности из-за износа проточной части и выход из строя подшипников. Применение усовершенствованных насосов А5 и А8 2ВВ положения кардинально не изменило.

Применение многофазных технологий на объектах ОАО «Татнефть» и малых нефтяных компаний республики Татарстан показало ряд преимуществ данного направления перед традиционной раздельной схемой транспортировки нефти и позволило достичь следующих результатов:

- сокращения капитальных затрат при обустройстве новых месторождений и при замене старого, отработавшего свой ресурс, оборудования действующих ДНС;
- экономии средств на строительство газопроводов при утилизации газа с ДНС, не обустроенных системой газосбора;
- дополнительных объёмов сырья в виде попутного нефтяного газа;
- ухода от штрафных санкций за сжигание газа на факелах со стороны экологов;
- сокращения земельных площадей под строительство нефтеперекачивающих объектов;
- увеличения дебита скважин за счёт снижения устьевых давлений. При этом глубинно-насосное оборудование эксплуатируется в более щадящих режимах. Уменьшились утечки через СУСГ, что улучшило экологическую обстановку на месторождениях:
- снижения давлений в нефтесборных трубопроводах, что снизило количество порывов на них;
- сокращения эксплуатационных затрат из-за меньшего количества обслуживаемого оборудования.

Однако необходимо иметь в виду, что при использовании МФН наблюдается рост энергопотребления в сравнении с ЦНС, причиной которого является рост гидравлических потерь в напорных трубопроводах при перекачке продукции скважин как за счет увеличения дополнительного объёма газа, так и за счёт пробкового режима течения, характерного для пересечённой местности. Что касается диспергирующего эффекта после МФН, то он трёхкратно ниже, чем при использовании ЦНС [1].

Перед принятием решения о применении многофазной технологии на каком-либо месторождении всегда необходимо выполнить сравнительный технико-экономический анализ. При этом производить сравнения с другими способами транспортировки продукции скважин, например: со строительством ДНС или ГЗНУ и необходимым в этом случае газопроводом, ёмкостным и насосным оборудованием, факельным хозяйством и т.д.

Ниже мы приводим основные эффектообразующие показатели для наиболее распространённого варианта внедрения МФН взамен обустройства нового нефтеперекачивающего объекта (ДНС, ГЗНУ). ТЭО основывается на сравнении капитальных вложений и эксплуатационных затрат при строительстве новой ДНС и многофазной технологии.

1 вариант. Строительство и обустройство новой ДНС:

- стоимость ёмкостного оборудования;
- стоимость нефтепровода;
- стоимость оборудования (насосы, ёмкости, трубопроводы и т.д.);
- затраты по эл. энергии;
- стоимость СМР (монтаж трубопроводной обвязки, арматуры, заливка фундаментов, монтаж энергетического оборудования и т.д.);
- строительство газопровода (или другие варианты утилизации газа);
- оборудование факельного хозяйства;
- стоимость технического обслуживания и ремонта (насосного, ёмкостного, энергетического) оборудования;
- стоимость дренажной системы;
- стоимость отвода земли.

2 вариант. Применение МФН:

- стоимость отвода земли;
- стоимость оборудования (насосов, дренажной ёмкости и т.д.);
- затраты по эл. энергии;
- стоимость энергетического оборудования;
- стоимость СМР (трубопроводная обвязка, арматура, фундаменты и т.д.);
- стоимость технического обслуживания и ремонта оборудования.

В свою очередь, одной из важной составляющей всей многофазной технологии является осуществление правильного подбора оборудования к требуемому объекту. В ОАО «Татнефть» оценку потенциальных объектов системы сбора для обустройства с применением многофазных насосов на основе типовых схем и их внедрение осуществляют в соответствии с технологическим регламентом [2] и методикой с программным обеспечением [3].

Данные корпоративные документы позволяют подобрать насосное оборудование в соответствии с его производительностью и напорными характеристиками. К тому же данная методика даёт возможность просчитывать не только требуемые насосные характеристики, но и возможности напорных трубопроводов.

Представляет также интерес и подход на основе применения алгоритма нечетких множеств, предусматривающий такие показатели, как дебит продукции, давление на входе в насос, перепад давления, объёмное газосодержание, риск образования газовой пробки и др. [4]

Рис. 3 — Насос компании «ПермИжинирингГрупп»

Рис. 4 — Насосная установка НИТ «Бустер»

Дальнейшая политика ОАО «Татнефть» направлена на развитие и расширение многофазных технологий при её экономической сбалансированности.

ДНС с объёмными насосами.

В целях подтверждения реально возможного снижения энергетических затрат с применением объёмных насосов в 2011 году в ОАО «Татнефть» проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по оценке целесообразности замены динамических насосов на менее энергоёмкие насосы объёмного типа на объектах нефтеперекачки. Можно отметить следующие достоинства объёмных насосов для объектов нефтесбора:

1. Более высокий КПД в сравнении с применяемыми центробежными насосами, особенно на вязких жидкостях. Здесь также отметим 3-х кратное снижение диспергирующего эффекта объёмного насоса в сравнении с ЦНС при перекачке дегазированной жидкости.
2. Возможность кратковременно перекачивать жидкость с небольшим содержанием газа.
3. Устойчивая работа с частотными преобразователями.

Основным сдерживающим фактором, влияющим на массовое применение данных насосов на нефтеперекачивающих объектах, является их относительно высокая стоимость.

Первоначально для проведения экспериментальных работ в качестве объёмных насосов рассматривались плунжерные и винтовые машины. Были определены объекты и выполнены предварительные технико-экономические обоснования (ТЭО).

Составляющие элементы, принятые в расчёте ТЭО:

1. Начальная стоимость оборудования (насосный агрегат, станция управления).
2. Стоимость строительно-монтажных работ (фундамент, трубопроводная обвязка, арматура).
3. Стоимость электроэнергии (предполагаемые затраты всей насосной установки).
4. Эксплуатационные затраты (техническое обслуживание, капитальный ремонт).
5. Стоимость потерь от простоя оборудования.

По предварительным расчётам экономического эффекта проекты с применением плунжерных насосов в системе нефтесбора не окупаются в связи с высокой первоначальной стоимостью самих насосов и сравнительно небольшими объёмами перекачиваемой жидкости. В итоге экономия электроэнергии от применения плунжерных насосов вместо ЦНС не позволила перекрыть стоимость самих проектов. В результате в качестве экспериментального оборудования были выбраны одновинтовые жидкостные насосы компаний Seepex и Netzsch (все Германия). За базу сравнения приняты новые ЦНС, смонтированные на тех же объектах.

Для ОПР были определены четыре объекта в трёх НГДУ ОАО «Татнефть». Анализ результатов ОПР за 2012 год показал:

1. Суммарно по четырём объектам экономия электроэнергии за год составила 1102 тыс. кВт*ч. Снижение энергопотребления составило в среднем 70%.
2. КПД объёмных насосов значительно превысил КПД центробежных. Средний КПД новых ЦНС составил 24,5%, одновинтовых насосов — 66,5%.
3. Суммарный чистый дисконтированный доход за 10 лет эксплуатации составит 5,8 млн руб.

Итоги

Получены положительные результаты по снижению энергопотребления, которые составили в среднем 70%. Результаты проведённых ОПР позволяют сделать выводы, что насосы объёмного действия имеют хорошие перспективы применения на нефтеперекачивающих объектах ОАО «Татнефть».

Выводы

1. Использование многофазных насосов позволяет снизить затраты при обустройстве новых месторождений и повысить эффективность действующих.
2. Применение насосов объёмного действия на объектах нефтеперекачки эффективнее насосов центробежного типа.

Список используемой литературы

1. Пергушев Л.П., Фаттахов Р.Б., Сахабутдинов Р.З. Сравнительные промысловые исследования центробежного и мультифазного насосов // Нефтепромысловое дело. 2011. № 3. С. 22–24.
2. РД 153-39.01-643-09 Технологический регламент по оценке применения многофазного насоса при транспортировке газожидкостной смеси. Бугульма, 2009. 40 с.
3. Методика по выбору и применению многофазных двухвинтовых насосов в системе сбора, подготовки и транспорта продукции нефтяных скважин. Уфа: ИПТЭР, 2004. 109 с.
4. Гильмутдинова Н.З. Шаблон применимости технологии транспорта продукции скважин // ОАО НК Роснефть. 2012. С. 37–39.

ENGLISH **PUMPS**

Improved energy efficiency of well production transportation using positive displacement pumps (PDP)

UDC 628.276.8

Yuriy N. Barov — head of oilfield equipment repair[1]; barov_ec@tatneft.ru
Salavat K. Motygullin — head of the scientific and technical department[1]; motigullin@tatneft.ru
Aleksandr A. Dorokhin — engineer of oilfield equipment repair[1]; dorohin@tatneft.ru
Sergey L. Voldavin — deputy head of department of oilfield equipment repair[1]; VoldavinSL@asu.tatneft.ru
Rustem B. Fattakhov — phd, head of laboratory[2]; fattah@tatnipi.ru

[1]Engineering Center of JSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation
[2]TatNIPIneft, Bugulma, Russian Federation

Abstract

The article presents main trends for reducing power consumption in oil gathering system and demonstrates that power consumption costs can be reduced using multi-phase technologies. The pilot test results are shown to assess the feasibility of replacing the dynamic pumps to less power consuming positive displacement pumps. The conclusions are made with regards to possible utilization of positive displacement pumps in the oil gathering system.

Results

The favorable effects were obtained with regards to power consumption reduction, which amounted to an average of 70%. The results of the pilot operation make it possible to draw the conclusions that the positive displacement pumps have very good application opportunities for Tatneft's oil facilities.

Conclusions

1. Using multiphase pumps can reduce costs of surface facilities in new oil fields and improve performance of producing fields.
2. Using positive displacement pumps in oil pumping facilities is considered to be more efficient than using centrifugal pumps.

Keywords

oil pumping facilities, multi-phase technologies, energy efficiency, pump efficiency, effect generating indicators

References

1. Pergushev L.P., Fattakhov R.B., Sakhabutdinov R.Z. *Sravnitel'nye promyslovye issledovaniya tsentrobezhnogo i mul'tifaznogo nasosov* [Comparative field research and multiphase centrifugal pumps]. *Neftepromyslovoe delo*, 2011, issue 3, pp. 22–24.
2. RD 153-39.01-643-09 *Tekhnologicheskiy reglament po otsenke primeneniya mnogofaznogo nasosa pri transportirovke gazozhidkostnoy smesi* [Technical specifications for the evaluation of the application of multiphase pump when transporting liquid mixture]. Bugul'ma: 2009, 40 p.
3. *Metodika po vyboru i primeneniyu mnogofaznykh dvukhvintovykh nasosov v sisteme sbora, podgotovki i transporta produktsii neftyanykh skvazhin* [Methodology for selection and use of multiphase twin-screw pumps in the system of collection, treatment and transportation of products of oil wells]. Ufa: *IPTER*, 2004, 109 p.
4. Gil'mutdinova N.Z. *Shablon primenimosti tekhnologii transporta produktsii skvazhin* [Template applicability transport technology production wells]. JSC NK Rosneft', 2012, pp. 37–39.

УДК 621.646

Эксплуатационные параметры запорной арматуры для нефтепроводов

С.С. Савельев
директор по развитию компании[1]
ss@tdmarshal.ru

1ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье описывается важность подбора правильных эксплуатационных параметров.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались данные ГОСТов, справочных материалов по трубопроводной арматуре и нефтяным магистральным сетям.

Ключевые слова
условное давление, рабочее давление, техническая надежность трубопроводных систем

Для транспортировки нефти из мест добычи или хранения до пунктов потребления в основном используются трубопроводные системы. Этот вид транспорта в России впервые был применен еще в конце XIX века на Кавказе, где и было положено начало развития нефтепромысла.

К основной задаче трубопроводных систем относится осуществление доставки сырья до конечного пункта без потерь или с минимально возможными потерями, так как подобные убытки влияют и на экономическую, и на экологическую составляющую. К причинам утрат сырья при транспортировке можно отнести различные ситуации, которые могут быть связанны как с человеческими факторами и вопросами безопасности, например, хищение, также и с техническими неполадками — утечками и испарениями. Поэтому, для обеспечения технической надежности нефтепроводов важно учитывать все, что касается элементов транспортной системы и их показателей.

Основными составляющими трубопроводной сети являются трубы, соединительные части, компенсаторы и арматура, показатели которой определяются по ГОСТ. В качестве устройств запорной арматуры часто используются шаровые краны. Эксплуатационные характеристики шаровых кранов и нефтепроводов тесно связаны между собой, и для выбора арматуры по ГОСТ одним из важнейших параметров является давление.

Различают давление номинальное (условное), рабочее, расчетное; единицами измерения служат паскаль, атмосфера, кгс/см и прочие. Номинальное давление — наибольшее избыточное давление при температуре рабочей среды 293 К (20˚С), при котором обеспечивается заданный срок службы корпусных деталей арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках прочности их при температуре 293 К (20°С). Рабочее давление — наибольшее избыточное давление, при котором возможна длительная работа арматуры при выбранных материалах и заданной температуре. Расчетным именуют избыточное давление, на которое производится расчет прочности устройства, то есть, при котором проверяют трубопроводные системы на прочность.

Показатели условного давления для трубопроводной арматуры представлены в диапазоне от 0,01 МПа до 100 МПа, и, исходя из этих значений, арматуру дифференцируют на несколько подгрупп: для сверхвысокого и высокого вакуума, для среднего и низкого вакуума, для малых, средних, высоких и сверхвысоких давлений.

Обозначение номинального давления находится в соответствии со стандартами ГОСТ 26349-84 (таб. 1).

Номинальный показатель учитывает и рабочее давление, и температуру: так как при повышении температурного режима прочность материалов снижается, рабочее давление должно быть меньше номинального.

Обозначение номинального давления	Значение номинального давления, МПа (кгс/см³)	Обозначение номинального давления	Значение номинального давления, МПа (кгс/см³)
PN 0,1	0,01 (0,1)	PN 63	6,3 (63,0)
PN 0,16	0,016 (0,16)	PN 80	8,0 (80,0)
PN 0,25	0,025 (0,25)	PN 100	10,0 (100,0)
PN 0,4	0,040 (0,40)	PN 125	12,5 (125,0)
PN 0,63	0,063 (0,63)	PN 160	16,0 (160,0)
PN 1	0,1 (1,0)	PN 200	20,0 (200,0)
PN 1,6	0,16 (1,6)	PN 250	25,0 (250,0)
PN 2,5	0,25 (2,5)	PN 320	32,0 (320,0)
PN 4	0,4 (4,0)	PN 400	40,0 (400,0)
PN 6,3	0,63 (6,3)	PN 500	50,0 (500,0)
PN 10	1,0 (10,0)	PN 630	63,0 (630,0)
PN 16	1,6 (16,0)	PN 800	80,0 (800,0)
PN 25	2,5 (25,0)	PN 1000	100,0 (1000,0)
PN 40	4,0 (40,0)		

Таб. 1 — Обозначение условного давления

Итоги
Сделаны выводы о необходимости правильного подбора эксплуатационных параметров трубопроводной арматуры для нефтепроводов.

Выводы
При эксплуатации запорной арматуры, используемой в нефтегазовой сфере, показатель давления играет особую роль — им определяются характеристики прочности и надежности оборудования, возможность технической координации с остальными деталями нефтепроводов, правильно подобранные параметры обеспечивают сохранность нефти и нефтепродуктов при транспортировке до конечных пунктов.

Список используемой литаратуры

1. ГОСТ 26349-84.
2. Коннова Г.В., Г.В. Коннова. Оборудование транспорта и хранение нефти и газа. Учебное пособие. Ростов-на-Дону: Феникс, 2006.
3. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. Москва: Недра, 1980.
4. Новиков В.Т. Основы проектирования и оборудование предприятий органического синтеза. Часть 1. Трубопроводная арматура: учеб. пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2013.

Operational parameters of valves for pipelines

UDC 621.646

Authors:
Sergey S. Saveliev — director of business development[1]; ss@tdmarshal.ru

[1]TD Marshal, Moscow, Russian Federation

Abstract
This article describes the importance of selecting the correct operating parameters.

Materials and methods
In preparing this article, we used data GOSTs reference materials on pipeline valves and oil backbones.

Results
Findings of the proper selection of operating parameters of pipe fittings for pipelines.

Conclusions
During operation of valves used in the oil and gas sector, the rate of pressure plays a special role — it determines the characteristics of strength and reliability of the equipment, the possibility of technical coordination with other parts of pipelines, properly chosen parameters ensure the safety of oil and petroleum products in transit to final destinations.

Keywords
nominal pressure, working pressure, the technical reliability of pipeline systems

References
1. GOST 26349-84.
2. Konnova G.V. *Oborudovanie transporta i khranenie nefti i gaza*: *ucheb. posobie* [Equipment transport and storage of oil and gas]. Rostov-na-Donu: *Feniks*, 2006.
3. Zaytsev L.A., Yasinskiy G.S. *Regulirovanie rezhimov magistral'nykh nefteprovodov* [Regulation regimes of main oil pipelines]. Moscow: *Nedra*, 1980.
4. Novikov V. T. *Osnovy proektirovaniya i oborudovanie predpriyatiy organicheskogo sinteza. Chast' 1. Truboprovodnaya armatura: ucheb. posobie*. [Basis of design and equipment of enterprises of organic synthesis. Part 1. Pipeline accessories: tutorial]. Tomsk: *National Research Tomsk Polytechnic University (TPU)*, 2013.

Диагностика и способы защиты трубопроводной арматуры

УДК 621.646

технический отдел[1]
info@tdmarshal.ru

[1]ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье описывается важность своевременной диагностики коррозии и нанесения защитного покрытия для трубопроводной арматуры.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались данные ГОСТов, данные анализа поломок запорной арматуры по причине коррозии, учебные пособия по видам и способам нанесения антикоррозийного защитного покрытия.

Ключевые слова
трубопроводная арматура, диагностика, защитное покрытие, коррозия, лакокрасочное покрытие

Одним из наиболее распространенных способов доставки нефти и газа до конечного потребителя является транспортировка этого вида сырья по трубопроводам. Безопасность этого процесса зависит, в том числе, от своевременной диагностики и эффективной противокоррозионной защиты трубопровода и трубопроводной арматуры, так как образование отложений и коррозии на внешних поверхностях металласущественно снижают его долговечность.

Не смотря на то, что рынок защитных покрытий постоянно модернизируются, растет, предлагает все новые технологии, условия эксплуатации трубопроводной арматуры ужесточаются — продолжают осваиваться территории Крайнего Севера, Сибири, морские месторождения нефти и газа, месторождения на шельфах. Поэтому, вопросы диагностики и способов защиты от коррозии остаются очень актуальными.

К задачам коррозионной диагностики относится выявление очагов коррозии и оценка интенсивности коррозионных токов, объем диагностики определяется в зависимости от типа изделия и условий эксплуатации. Для трубопроводных объектов выполняются следующие измерения:

- измерения коррозионной агрессивности грунта;
- измерения разности потенциалов труба-земля в смежных точках на соседних подземных сооружениях;
- расчет поля блуждающих токов с определением анодных зон на объекте.

Если же трубопровод уже проложен, выполняются:

- измерения разности потенциалов труба-земля при включенной электрохимической защите и без нее;
- измерения градиентов потенциала и определение поля токов в земле;
- определение вредных влияний токов электрохимической защиты на соседние подземные сооружения;
- определение наличия гальванических связей с соседними сооружениями и анализ работы гальванических коррозионных макропар;
- определение мест повреждения изоляционного покрытия объектов;
- расчет скорости коррозии по результатам полевых измерений;
- расчет удельного сопротивления изоляционного покрытия объекта по токам установок электрохимической защиты.

К распространенным способам защиты трубопроводной арматуры от коррозии относятся различные виды покрытий: металлические и неметаллические, создающие защитную пленку на поверхности металла. Рассмотрим лакокрасочный тип защиты: на основе эпоксидных, полиуретановых и других видов смол.

Полный процесс нанесения покрытия может включать в себя несколько этапов и начинается с обезжиривания (рис. 1). В некоторых случаях, с целью зачистки поверхности, может проводиться дробеструйная обработка. При подобной обработке на поверхности металла может происходить уплотнение

поверхностного слоя, что в значительной степени увеличивает стойкость изделий к деформациям. Следующим шагом при обработке материала является фосфатирование — создание на поверхности защищаемого изделия пленки из фосфатов железа, цинка или марганца, после чего металл становится годным для пассивирования. Пассивирование — процесс взаимодействия поверхности арматуры с различными компонентами растворов или расплавов (химическим или электрохимическим способом), для исключения возможности возникновения химической реакции. Заключающим этапом становится нанесение самого лакокрасочного покрытия.

После окончания работ по созданию защитного слоя на поверхности изделия проводится контроль возможных дефектов покрытия. Определяется степень соединения поверхности и покрытия, качество покрытия на сплошность, толщина сухой пленки. Все указанные параметры обязаны соответствовать спецификации и техническим нормам, предъявляемым к покрытиям.

В современных условиях эксплуатации трубопроводной арматуры, задачи диагностики и защиты от коррозии становятся все более актуальными, тем более, что затраты на эти задачи не идут в сравнение с потерей времени и средств, вложенных в восстановление работоспособности. Во многих случаях аварий на трубопроводе и отказов арматуры имели место нарушения антикоррозийной защиты, а экономические ущербы от подобных ситуаций могут достигать огромных сумм. Поэтому, гораздо разумнее предотвратить потенциальные разрушения, чем разбираться с последствиями.

Рис. 1 — Полный процесс нанесения защитного покрытия

Итоги

Сделаны выводы о важности своевременного выявления очагов коррозии и нанесения защитного покрытия.

Выводы

Своевременная диагностика и защита от коррозии трубопроводной арматуры являются актуальными задачами, способными продлить срок службы изделия.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 24990—81.
2. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии.
3. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»
4. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие труб, соединительных деталей и механо-технологического оборудования. ОТТ – 25.220.01-КТН-215.10. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010.
5. Гоц В.Л., Ларин А.В., Попов А.С. Оборудование для нанесения двухкомпонентных материалов методом безвоздушного распыления//Химическая техника. 2006. №3.
6. Технические требования к наружным покрытиям на основе термореактивных материалов для антикоррозионной защиты труб, соединительных деталей, запорной арматуры и монтажных узлов трубопроводов с температурой эксплуатации от минус 20°С до плюс 100°С. М.: ОАО «Газпром», 2005.

ENGLISH **VALVES**

Diagnostics and methods of protection pipeline valves

UDC 621.646

Authors:
technical department[1], info@tdmarshal.ru

[1]TD MarshalLtd., Moscow, Russian Federation

Abstract

This article describes the importance of of timely diagnosis and corrosion protective coating for pipeline valves.

Materials and methods

In preparing this article, used data state standards, data analysis breakdowns valves result of corrosion, tutorials on the types and methods of application of anti-corrosion protective coating.

Results

The conclusions about the importance of early detection of corrosion and protective coating

Conclusions

Timely diagnosticsand corrosion protection pipeline valves are important tasks, able to extend the life of the product.

Keywords

Valves, diagnostics, protective coating, corrosion, paint coating

References

1. GOST24990—81.
2. Instructions for the protection of the urban underground pipelines from corrosion.
3. SNiP 41-02-2003 «Teplovye seti» [Building regulations]
4. *Magistral'nyy truboprovodnyy transport neftiinefteproduktov. Naruzhnoe antikorrozionnoe pokrytie trub, soedinitel'ny khdetaley i mekhano-tekhnologicheskogo oborudovaniya* [Trunk pipeline transportation of crude oil and petroleum products. External corrosion coating of pipes, fittings and mechanical and process equipment]. OTT – 25.220.01-KTN-215.10. Moscow: *AK «Transneft'» JSC*, 2010.
5. Gots V.L., Larin A.V., Popov A.S. *Oborudovanie dlya naneseniya dvukh komponentnykh materialov metodom bezvozdushnogo raspyleniya* [Equipment for the application of two-component materials by airless spray]. *Khimicheskayatekhnika*, 2006, №3.
6. *Tekhnicheskie trebovaniya k naruzhnym pokrytiyam na osnove termoreaktivnykh materialov dlya antikorrozionnoy zashchity trub, soedinitel'nykh detaley, zapornoy armatury i montazhnykh uzlov truboprovodov s temperaturoy ekspluatatsi iot minus 20°C do plyus 100°C* [Technical requirements for external coatings based on thermosetting materials for corrosion protection of pipes, fittings, valves and pipe mounting components with a temperature of minus 20°C to + 100°C]. Moscow: *«Gazprom» JSC*, 2005.

УДК 621.646

Основные преимущества использования МЭП в автоматизации производственных процессов

А.Е. Бабинцева
маркетолог
babinceva@ukenergomash.ru

[1]УралКомплектЭнергоМаш,
Екатеринбург, Россия

На сегодняшний день вопрос автоматизации технологических процессов является одним из актуальнейших во всех областях производства. И, конечно, наметившаяся тенденция не обходит стороной сферу нефтедобычи и переработки. Связано это с тем, что специалистам данного направления зачастую приходится работать в местах, где присутствие человека является опасным для здоровья: среды, подверженные угрозе взрывов, труднодоступные для доступа зоны, агрессивные среды, области повышенной запылённости, сильной вибрации и т.д. Решением таких проблем являются исполнительные электрические механизмы (МЭП), которые обеспечивают полную автоматизацию и бесперебойную работу технологических процессов. Исполнительные механизмы электрические прямоходные МЭП предназначены для обеспечения поступательного перемещения элементов машин, механизмов, конструкций.

Материалы и методы
Механизмы электрические прямоходные. Приемосдаточные, периодически.

Ключевые слова
механизмы исполнительные, МЭП, МЭП-С, автоматизация процессов, исполнительные механизмы электрические прямоходные, УралКомплектЭнергоМаш, Сибирь-мехатроника, трубопроводная арматура, энергетика, добыча и переработка нефти

Объекты применения МЭП

Трубопроводная арматура (шибера, клапаны, задвижки и др.), ворота распашные (привод распашных ворот), раздвижные, подъёмные; дозаторы, электрические прессы, пробоотборники и многое другое. МЭП могут применяться в различных отраслях промышленности вместо пневмо- и гидроцилиндров.

Достоинства МЭП

Хорошие массогабаритные показатели:

- Исполнительный механизм МЭП с номинальным усилием 5 кН имеет массу всего 27 кг, это облегчает монтаж и обслуживание МЭП на объекте и позволяет во многих случаях обойтись без грузоподъемных механизмов.

Широкие компоновочные возможности:

- Рабочее положение исполнительного механизма МЭП в пространстве может быть любым;
- Возможность шарнирной установки исполнительных механизмов МЭП на основании с шарнирным закреплением конца штока на рабочем органе позволяет реализовать как прямолинейное, так и криволинейное перемещение рабочего органа.

Удобство наладки:

- Возможность и удобство настройки зоны рабочих перемещений штока исполнительных механизмов МЭП.

Экономичность применения исполнительных механизмов МЭП:

- Применение исполнительных механизмов электрических прямоходных МЭП вместо пневмоцилиндров в целом ряде производств позволяет снизить эксплуатационные расходы, а так же исключить затраты на применение компрессорных станций, подготовку воздуха и т.д.

Состав исполнительных механизмов электрических прямоходных МЭП:

- Трехфазный асинхронный электродвигатель*;
- Винтовая передача;
- Редуктор;
- Узел ручного привода;
- Блок концевых выключателей;
- Датчик положения с унифицированным токовым выходом**;

Режимы работы МЭП:

МЭП работают в повторно-кратковременном реверсивном режиме работы циклами (S4), в которых перемещение штока чередуется с паузами. После паузы возможно изменение направления перемещения штока (реверс). При реверсировании интервал времени между отключением и включением на обратное направление должен быть не менее 500 мс.

Принцип действия исполнительных механизмов электрических прямоходных МЭП:

В МЭП исполнения «А» при подаче прямого напряжения на электродвигатель ротор электродвигателя и скрепленная с ним через редуктор гайка винтовой передачи приходят во вращение, при этом винт, закрепленный своим концом на рабочем органе, совершает поступательное движение. Блок радиально-упорных подшипников воспринимает возникающие осевые усилия.

В МЭП исполнения «Б» при подаче напряжения на электродвигатель ротор электродвигателя через редуктор или зубчато-ременную передачу приводит во вращение винт винтовой пары. При этом гайка вместе со штоком, в котором она установлена, движется поступательно, перемещая рабочий орган.

В МЭП исполнения «В» ротор электродвигателя через редуктор приводит во вращение винт винтовой пары. При этом гайка вместе со штоком, в котором она установлена, движется поступательно, перемещая рабочий орган.

Для ограничении хода штока МЭП используются концевые выключатели. Настройка концевых выключателей позволяет уменьшить рабочий ход на 80 мм от номинального значения рабочего хода с каждой стороны (минимальное и максимальное положения штока).

Ручной привод позволяет при отсутствии электропитания перемещать рабочий орган вручную поворотом рукоятки. При работе электродвигателя рукоятка ручного привода неподвижна. Предусмотрена защита от внезапной подачи напряжения на электродвигатель в режиме работы ручным приводом.

МЭП-С — новая серия механизмов электрических прямоходных МЭП-С создана на основе многолетнего опыта разработки и производства исполнительных электромеханизмов на предприятии «Сибирь-мехатроника». Модельный

Рис. 1 — механизмы электрические прямоходные

*за исключением отдельных типоразмеров МЭП
**наличие этого узла согласуется дополнительно

ряд серии МЭП-С состоит из нескольких типоразмеров. Основой каждого из типоразмеров является унифицированная базовая конструкция. Свободная комплектация базовой конструкции опциональными принадлежностями — устройством ограничения хода штока, датчиком положения штока, ручным приводом, разнообразными наконечниками штока, узлами крепления и т.п. дает возможность скомплектовать готовое изделие, максимально соответствующее запросам потребителя.

Датчик положения формирует токовый сигнал, пропорциональный перемещению штока исполнительного механизма. Этот сигнал может быть использован как для индикации, так и для замыкания обратной связи в системе автоматического регулирования.

Основные показатели линейки МЭП:

- Усилие от 0,7 до 140 kH;
- Скорость перемещения штока от 1 до 80 мм/с;
- Рабочий ход: от 90 мм до 800 мм.

Итоги

Использование МЭП позволяет управлять процессами производства автономно: работа осуществляется путем подачи сигналов, исходящих от устройств. Таким образом, исполнительные механизмы выполняют сразу несколько функций: регулирующую, контролирующую и управляющую.

Выводы

Все вышеперечисленные преимущества эксплуатации механизмов автоматизации процессов обусловлены простотой конструкции и применением высококачественных материалов.

Список используемой литературы

1. Жила В.А. Автоматика и телемеханика систем газоснабжения. М.: Инфра-М, 2012. 238 с.
2. Багаев Ю.Г., Карпов Н.В., Усачев А.П., Повышение энергоэффективности в системах водоснабжения и водоотведения // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. №2. С. 2–3.
3. Состав исполнительных механизмов электрических прямоходных МЭП. Сибирь-мехатроника. 2013. Режим доступа: http://sibmech.ru/mechanizmy-MEP/produktsiya/MEP/ (дата обращения 23.12.2013).
4. Механизмы электрические прямоходные МЭП-С // УралКомплектЭнергоМаш. 2013. Режим доступа: http://www.ukenergomash.ru/mehanizmi_mep-s.html (дата обращения 23.12.2013).

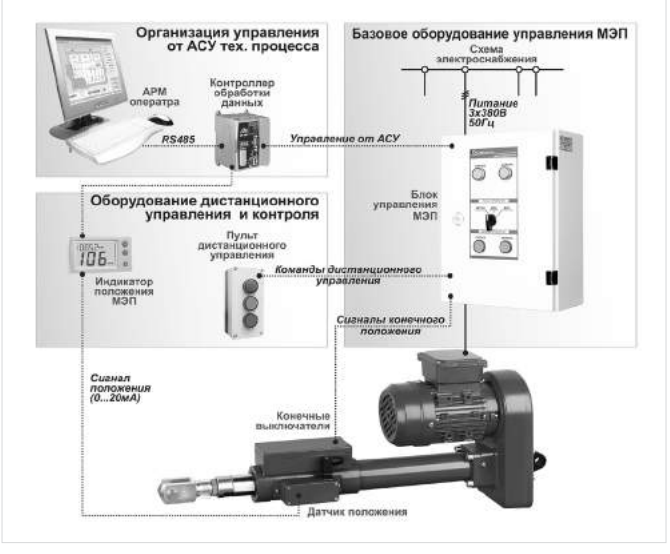


Рис. 2 — Схема управления и автоматизации

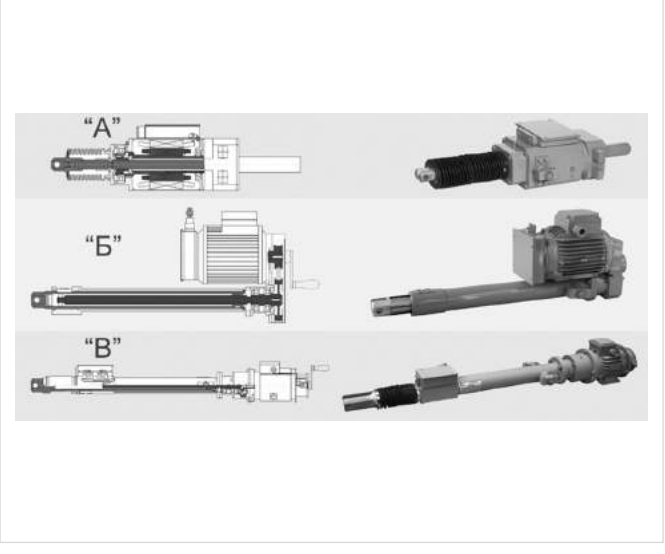


Рис. 3 — Основные конструктивные исполнения механизмов электрических прямоходных МЭП

ENGLISH **VALVES**

Key Advantages of IEP for Factory Automation

UDC 621.646

Anastasia E. Babintseva — marketer[1]; babinceva@ukenergomash.ru

[1]UralKomplektEnergoMash. Ekaterinburg, Russian Federation

Abstract

Today the question of process automation is one of the most urgent in all areas of production. And, of course, the emerging trend is being spared the sphere of oil production and processing. This is due to the fact that this area specialists often work in places where human presence is dangerous to health protection, subject to the threat of explosions, difficult to access areas, aggressive environments, dusty field, vibrations, etc. Solution of such problems is the executive power mechanisms (IEP), which provide complete automation and smooth operation processes. Electric Linear Actuators IEP designed for sustained move elements of machines, structures.

Materials and methods

Mechanisms of electrical linear actuators. Routine periodically.

Results

Using MEP allows you to manage manufacturing processes autonomously : work performed by supplying a signal emanating from the devices. Thus, the actuators perform several functions: regulatory, supervisory and control.

Conclusions

All of the above benefits of operating mechanisms are due to process automation simple design and high quality materials. For quality and reliability actuators meets Russia's only producer MEP - Plant Siberia mechatronics (UralKomlektEnergoMash — supplier factory in the Urals), which for the third decade of creating high-tech mechanisms in order to make a significant contribution to the solution of urgent problems — the needs of the Russian industrial complex production automation using MEP.

Keywords

actuating, MEP, MEP-C, process automation, electric actuators linear actuators, UralKomplektEnergoMash, Siberia-mechatronics, valves, energy, mining and processing of oil

References

1. Zhila V.A. *Avtomatika i telemekhanika sistem gazosnabzheniya* [Automation and Remote Control gas supply systems]. Moscow: *Infra-M*, 2012, 238 p.
2. Yu.G. Bagaev, N.V. Karpov, A.P. *Usachev Povyshenie energoeffektivnosti v sistemakh vodosnabzheniya i vodootvedeniya* [Improving energy efficiency in water supply and sanitation]. *Vodosnabzhenie i sanitarnaya tekhnika*, 2011, issue 2, pp. 2–3.
3. *Sostav ispolnitel'nykh mekhanizmov elektricheskikh pryamokhodnykh MEP* [Composition of linear actuators electric actuators MEP] *Sibir'-mekhatronika*, 2013, Available at: http://sibmech.ru/mechanizmy-MEP/produktsiya/MEP/ (accessed 23 december 2013).
4. *Mekhanizmy elektricheskie pryamokhodnye MEP-S* [Electric linear actuators mechanisms MEP-C]. *UralKomplektEnergoMash*, 2013, Available at: http://www.ukenergomash.ru/mehanizmi_mep-s.html (accessed 23 december 2013).

УДК 621.646

Приводы нефтегазового оборудования на основе прецессирующей плоскоконической передачи

В. Н. Сызранцев
доктор технических наук, профессор[1]
v_syzrantsev@mail.ru

Ю. Г. Денисов
генеральный директор[2]
denisow.yurij2010@yandex.ru

В. П. Вибе
аспирант[1]
wiebe45rus@mail.ru

Д. С. Федулов
аспирант[1]

[1]Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

[2]ООО Фирма «СТЭК», Курган, Россия

Рассматриваются приводы нового поколения нефтегазового оборудования на основе прецессирующей плоско-конической передачи, различные конструкции ручных приводов запорной арматуры, редукторные вставки к винтовому насосу для добычи тяжелых нефтей.

Ключевые слова
привод, прецессирующая передача, запорная арматура, трубопровод, шаровой кран

Основой подавляющего большинства ручных приводов запорной арматуры в настоящее время, как в России, так и за рубежом, является червячная передача [1]. Несмотря на достигнутые результаты в области технологии изготовления этих передач ведущими отечественными и мировыми производителями и удачную конструктивную компоновку привода, низкий коэффициент полезного действия червячной передачи, ограниченная нагрузочная способность и значительный страгивающий момент, особенно негативно сказывающиеся на надежности привода в суровых условиях эксплуатации — причины, требующие разработки приводов на основе иных зубчатых механизмов. В последние годы разработан ряд новых конструкций приводов запорной арматуры, среди которых перспективными являются приводы на основе спироидной передачи [2], волновые редукторы с промежуточными телами качения (ТОМЗЭЛ, СибМаш, Гусар) и эксцентриково-циклоидальные редукторы (ЗАО «Технологии маркет», г.Томск). По сравнению с червячной передачей спироидная передача обладает более высоким КПД и нагрузочной способностью, имеет лучшие массо-габаритные характеристики, особенно в случае применения стальных зубчатых колес. В то же время высокая относительная скорость скольжения поверхности витка червяка и поверхности зуба спироидного колеса, по сравнению с аналогичными относительными скоростями поверхностей зубьев шестерни и зубьев колес цилиндрических и конических передач приводит к значительным по величине страгивающим моментам при работе ручных приводов запорной арматуры в суровых условиях эксплуатации. Волновые редукторы с промежуточными телами качения и эксцентриково-циклоидальные редукторы имеют высокий КПД [1], и как следствие, малую страгивающую нагрузку при многопарном контакте тел качения. В то же время, помимо значительно более сложной технологии изготовления таких передач по сравнению с традиционными червячными и спироидными, нагрузочная способность передачи с промежуточными телами качения в условиях существенно точечного их контакта даже с учетом многопарности зацепления не достигает нагрузочной способности цилиндрических или конических передач при идентичных массо-габаритных параметрах.

В настоящей работе представлены результаты разработки приводов нефтегазового оборудования на основе использования прецессирующей плоскоконической передачи [3, 4, 5], обеспечивающей в одной ступени передаточное отношение (u) от 11 до 65 при многопарном (до 12 пар при u=65) контакте зубьев в зацеплении, обладающей высоким к.п.д. (88...90%), плавностью работы, по сравнению при идентичной массе и передаточном числе привода на основе червячной передачи увеличенным (до двух раз) крутящим моментом, а при одинаковой нагрузочной способности на 35...40% сниженной металлоемкостью. В процессе работы зубья шестерни и колеса передачи обкатываются, а не скользят относительно друг друга как в червячной или спироидной передачах, следствием чего передача имеет существенно меньший страгивающий момент и способна оставаться работоспособной в суровых условиях эксплуатации.

На рис. 1 представлена кинематическая схема редуктора с прецессирующей передачей. В корпусе редуктора жестко закреплено коническое колесо с числом зубьев z_2. На приводном эксцентриковом валу через подшипниковый узел размещена двухвенцовая шестерня с зубчатыми венцами z_2 и z_3. Выходной вал редуктора жестко связан с коническим колесом, имеющим число зубьев z_3 и z_4, и относительно корпуса установленным на подшипниках.

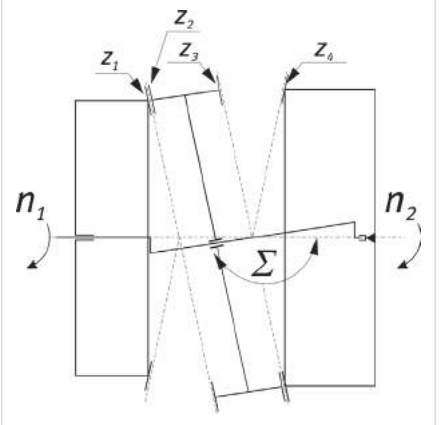


Рис. 1 — Кинематическая схема редуктора с плоско-конической прецессирующей передачей

Рис. 2, 3, 4 — Конструкции ручного привода запорной арматуры на основе использования прецессирующей передачи

Рис. 5 — Приводы к шаровому крану ДУ-300

При вращении приводного эксцентрикового вала коническая двухвенцовая шестерня совершает сложное движение — вращение вокруг своей оси и вместе с приводным эксцентриковым валом вокруг оси редуктора, вызывая вращение зубчатой муфты, составленной из зубчатых венцов z_3 и z_4. При этом на двухвенцовой шестерне образуются расположенные под углом 180° две зоны контакта зубьев: в зацеплении колес $z_1 - z_2$ и в зацеплении колес $z_3 - z_4$. Общее передаточное число редуктора реализуется парой зубчатых венцов z_1 и z_2 и рассчитывается по зависимости

$$u = z_2/(z_2 - z_1).$$

На рис. 2, 3, 4 показаны конструкции ручного привода запорной арматуры на основе использования прецессирующей передачи, а на рис. 5, 6 образцы изготовленных приводов.

На рис. 7 показаны редукторные вставки к винтовому насосу для добычи тяжелых нефтей на основе плоско-конической прецессирующей передачи, соответственно с u=21 и u=10,5 в одних и тех же радиальных габаритах.

Итоги

Прецессирующая передача, являющаяся в общем случае конической с малым межосевым углом, может изготавливаться с прямыми, косыми, круговыми, двояковыпукловогнутыми (ДВВ) зубьями.

Выводы

Передача с ДВВ зубьями более предпочтительна, поскольку по сравнению с передачей с круговыми зубьями при синтезе зацепления [3], в процессе которого обеспечивается требуемая локализация контакта, имеет меньше геометрических ограничений на технологический процесс нарезания зубьев круговыми резцовыми головками на зуборезных станках.

Список используемой литературы

1. Набиев Р.М. Червячный редуктор электропривода — пережиток прошлого или актуальная классика // Территория нефтегаз, 2010. С.100–102.
2. Гольдфарб В.И., Главатских Д.В., Трубачев Е.С., Кузнецов А.С., Лукин Е.В., Иванов Д.Е., Пузанов В.Ю.. Спироидные редукторы трубопроводной арматуры. М.: Вече, 2011. 222 с.
3. Сызранцев В.Н., Вибе В.П., Котликова В.Я. Проектирование редуктора с прецессирующей зубчатой передачей. Казань: Научно-технический вестник Поволжья. 2011. № 2. С. 53–58.
4. Сызранцев В.Н., Плотников Д.М., Денисов Ю.Г., Ратманов Э.В. Патент №2334125 Российская Федерация, C1 (RU), F04C 2/107, F04B 47/02. Установка скважинного винтового насоса. Опубликована: 20.09.2008. Бюл. №26.
5. Сызранцев В.Н., Плотников Д.М. Патент №2419018 Российская Федерация, МПК F16K31/04, F16K31/53 Электропривод запорной арматуры. № 2009143224/06. Заявлено 23.11.2009. Опубликована 20.05.2011 Бюл. № 14.

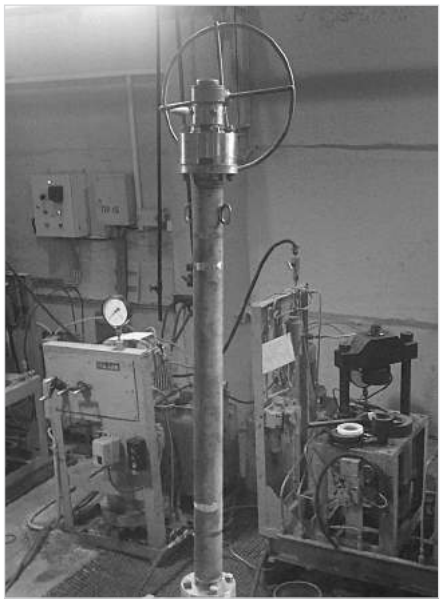


Рис. 6 — Привод к шаровому крану ДУ-160

Рис. 7 — Редукторные вставки к винтовому насосу

ENGLISH **VALVES**

Precessing transmission based gears for oil and gas machinery

UDC 621.646

Authors:

V. N. Syzrantsev — doctor of technical sciences, professor[1]; v_syzrantsev@mail.ru

Yu. G. Denisov — general manager[2]; denisow.yurij2010@yandex.ru

V. P. Vibe — post graduate student[1]; wiebe45rus@mail.ru

D. S. Fedulov — post graduate student[1];

[1]Tyumen State Oil and Gas University (TSOGU), Tyumen, Russian Federation

[2]STEK Ltd., Kurgan, Russian Federation

Abstract

The paper describes the gears of new generation for oil and gas pipelines valving based on precessing transmission. Presented the kinematic and layout diagrams of this gears type. Their advantages in comparison with the existing designs are shown.

Results

Precessing transmission, which is generally conical with small interaxial angles, can be made with straight, oblique, circular, twofold convex-concave (TCC) teeth.

Conclusions

Transmission with TCC teeth preferred because as compared to a circular teeth with the synthesis of engagement [3], in the process that provides the required localization of contact, has fewer geometric constraints on the process cutting teeth circular cutter heads for gear cutting machines.

Keywords

precessing transmission, valves, pipeline, ball valve

References

1. Nabiev R.M. *Chervyachnyy reduktor elektroprivoda — perezhitok proshlogo ili aktual'naya klassika* [Worm gear actuator — a relic of the past or current classics]. *Territoriya neftegaz*, 2010, pp. 100–102.
2. Gol'dfarb V.I., Glavatskikh D.V., Trubachev E.S., Kuznetsov A.S., Lukin E.V., Ivanov D.E., Puzanov V.Yu. *Spiroidnye reduktory truboprovodnoy armatury* [Spiroid reducers pipe fittings]. M.: Veche, 2011, 222 p.
3. Syzrantsev V.N., Vibe V.P., Kotlikova V.Ya. *Proektirovanie reduktora s pretsessiruyushchey zubchatoy peredachey* [Design of gear with precessing gear]. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik Povolzh'ya*, 2011, issue 2, pp. 53–58.
4. Syzrantsev V.N., Plotnikov D.M., Denisov Yu.G., Ratmanov E.V. Patent №2334125 Russian Federation, S1 (RU), F04C 2/107, F04B 47/02. *Ustanovka skvazhinnogo vintovogo nasosa* [Installation of downhole screw pump]. Priority from 20.09.2008. Byul. №26.
5. Syzrantsev V.N., Plotnikov D.M. Patent №2419018 Russian Federation, MPK F16K31/04, F16K31/53 *Elektroprivod zapornoy armatury*. № 2009143224/06 [Power valves]. Statement 23.11.2009. Priority from 20.05.2011 Byul. № 14.

УДК 665.62

К вопросу использования попутного нефтяного газа в условиях месторождений Севера

В.А. Иванов
д.т.н., профессор[1]
ivanov_v_a@mail.ru

С.М. Соколов
д.т.н., профессор[1]
sokolovsm@tsogu.ru

[1]ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

В статье проанализированы причины невозможности переработки попутного газа, описаны процессы переработки, используемые на предприятиях нефтяной промышленности. Также в статье описываются перспективные способы реализации и использования попутного газа непосредственно на месторождениях.

Материалы и методы
Анализ, сбор информации

Ключевые слова
переработка попутного газа, использование попутного газа на промыслах, попутный нефтяной газ

В настоящее время исключительно важное место в экономике страны играет топливно-энергетический комплекс. Особая роль принадлежит нефтяной и газовой промышленности, которые в решающей мере определяют научно-технический прогресс и эффективность общественного производства.

В числе важнейших задач, стоящих перед нефтяной промышленностью является утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) [1]. Принятая правительством программа предусматривает с 2012 года снижение уровня сжигания попутного нефтяного газа до 5%. За превышение лимита и отсутствие приборов учета газа предусмотрены серьезные экономические санкции.

Однако, сегодня перерабатывать попутный нефтяной газ невыгодно и в настоящее время проблема его утилизации значительно обострилась. В числе основных причин такого положения следует отметить:

- увеличение объемов добычи нефти и соответственно сжигания ПНГ;
- возрастание роли и значения ресурсов ПНГ в балансе добычи и потребления природного газа в целом по стране;
- более активный выход на рынок природного газа нефтяных компаний, поставляющих ПНГ;
- перенос акцента в решение проблемы утилизации ПНГ на реализацию нефтяными компаниями новых инвестиционных проектов.

Наибольшие проблемы возникают у малых нефтяных компаний, поскольку утилизация ПНГ требует больших инвестиций. Одна установка для утилизации ПНГ стоит от 5 млрд. рублей, в связи с чем, малые предприятия не могут позволить себе такие траты без какой-то целенаправленной программы или государственной поддержки. Инвестиционные расходы компаний должны предусматривать выделение средств из бюджета на переработку ПНГ, кроме средств за счет штрафов за выбросы.

Основные направления использования попутного нефтяного газа нефтяными компаниями следующие:

- переработка на газоперерабатывающих заводах;
- сайклинг-процесс или закачка в пласт на хранение;
- сжигание в установках для производства электрической и тепловой энергии;
- использование газа в газлифте и водогазовом воздействии.

Переработка попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах включает выделение гомологов метана и производство на их базе нефтехимической продукции. Полученный сухой отбензиненный газ поставляется на предприятия энергетики или в систему Газпрома, и, кроме того, из него может быть получен сжиженный природный газ и жидкое топливо.

Использование попутного нефтяного газа при выработке электроэнергии для реализации в виде товарной продукции как на внутреннем рынке, так и внешним энергопотребителям является одним из способов его утилизации. Для обеспечения автономного энергоснабжения необходимо проектирование и строительство малых транспортабельных унифицированных энергоблоков единичной мощностью 3–25 МВт. Эти энергоблоки могут быть как с газопоршневыми, так и газотурбинными приводами с использованием попутного газа.

Для выработки электроэнергии также возможно применение ЭкоТЭС. Высокая экономическая эффективность энергоблоков ЭкоТЭС, технология которой разработана ЗАО «Инвестэнергострой», Корпорацией «ЕЭЭК» и др, обеспечивается при непременном условии, что полученные газы, главное в виде двуокиси углерода, могут использоваться для увеличения нефтеотдачи скважин.

Комплексное решение применения ЭкоТЭС обеспечит:

- Вовлечение в баланс выбрасываемого на факелах попутного нефтяного газа, который не только сжигается, но и загрязняет окружающую среду;
- Использование CO_2 для закачки в нефтяной пласт в качестве эффективного реагента с целью повышения нефтеотдачи и коэффициента извлечения нефти;
- Возможность автономного энергоснабжения с получением также дополнительных энергоресурсов по ценам ниже рыночных;
- Сокращение штрафных санкций за загрязнение окружающей среды.

На основе имеющихся ресурсов попутного нефтяного газа можно ежегодно вырабатывать примерно 6300 МВт электроэнергии.

Наиболее эффективным для малых нефтяных месторождений является использование мобильных установок получения продукта из попутного нефтяного газа и его реализация.

С точки зрения повышения нефтеотдачи пласта так же появляется возможность утилизации попутного нефтяного газа. Внедрение незаслуженно забытых газлифтного и водогазового воздействия на нефтяной пласт на уровне развития знаний о пласте и современного машиностроения позволит выполнить эту задачу.

Технология добычи нефти газлифтным способом заключается в следующем. Газ первой ступени сепарации от дожимной насосной станции по газосборным трубопроводам поступает на компрессорные станции, где производится осушка газа от влаги и его компримирование. Сжатый до давления 11 Мпа газ подается по системе газопроводов высокого давления на газораспределительные батареи, расположенные на кустах и далее к устьям эксплуатационных скважин. Газопроводы высокого

давления укладываются в две нитки с перемычками между ними. Места установки секущих задвижек и перемычек определяются ответвлениями к кустам эксплуатационных скважин. В случае порыва газопровода поврежденный участок может быть отключен и подача газа продолжена на этом участке по второй нитке. На остальных участках газопроводов за счет перемычек между ними газ подается по обеим ниткам.

Применение газлифтного способа эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири было обусловлено рядом специфических особенностей разработки и эксплуатации. Одной из особенностей являлась высокая заболоченность и затопляемость осваиваемых территорий. Это обстоятельство вынудило разрабатывать нефтяные месторождения кустовым способом с высоким фондом наклонных скважин, сложных для эксплуатации с помощью насосов. Преимуществом газлифтного способа эксплуатации является частичное использование попутного нефтяного газа, отпадение необходимости применения глубинных насосов и станков-качалок. Газлифтный способ более производителен, так как межремонтный период таких скважин в несколько раз больше, чем тех, где используются насосы. Важно и то, что газлифт позволяет регулировать количество добываемой нефти путем изменения объема закачиваемого газа. Газлифт позволяет при повышении обводнения нефти в скважине сохранить добычу стабильной.

Немаловажным представляется и то обстоятельство, что для обслуживания всего комплекса, требуется значительно меньше людей. Все эти обстоятельства, несмотря на значительные начальные капитальные вложения на строительство газопроводов газлифтной системы и компрессорных станций делают газлифт привлекательным способом механизированной добычи нефти из скважин, особенно горизонтальных.

Технология добычи нефти с применением водогазового воздействия заключается в следующем. Водогазовое воздействие (ВГВ) является комбинацией обычного заводнения и газовых методов. В отличие от воды, которая в заводненной зоне пласта под действием капиллярных сил занимает мелкие гидрофильные поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачивающая фаза, наоборот, занимает крупные гидрофобные поры, а под действием гравитационных сил и кровельные части пласта. Указанные особенности вытеснения нефти привели к выводу о целесообразности поддержания пластового давления путём нагнетания воды и газа. При этом также выравнивается профиль вытеснения и увеличивается охват пласта воздействием. Однако традиционные технологии водогазового воздействия не получили широкого применения. На сегодняшний день существует тенденция к ухудшению условий разработки нефтяных месторождений, связанная с истощением пластов с легко извлекаемыми запасами нефти. Это приводит к увеличению доли трудно извлекаемых запасов нефти, поэтому приходится разрабатывать месторождения с низко проницаемыми коллекторами и нефтью повышенной вязкости. В данных условиях традиционное заводнение зачастую является неэффективным. В связи с этим возрастает интерес к технологиям, повышающим эффективность разработки месторождений. Одной из них является технология водогазового воздействия (ВГВ), позволяющая значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти из пластов, а, кроме того, утилизировать попутный нефтяной газ, бесцельно сжигаемый на факелах. Это немаловажно, так как по данным на 2005 г. Россия по объему сжигаемого попутного нефтяного газа находится на втором «почетном» месте после Норвегии. Известны технологии водогазового воздействия на пласт, предусматривающие как попеременную, так и совместную закачку воды и газа в пласт. К ним относится и компрессорная технология, использование газа из высоконапорных газовых пластов, технологии с применением специальных бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов. Но в силу свойственных им недостатков либо ограничений по применению они не получили широкого распространения в нашей стране. В то же время существует насосно-эжекторная технология [1], позволяющая реализовать ВГВ на отечественных нефтяных месторождениях. Эффективность применения насосно-эжекторной технологии была подтверждена с помощью физического моделирования водогазового воздействия на пласт в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Итоги

Существует множество способов переработки попутного нефтяного газа, но их использование в современной экономической ситуации невозможно.

Выводы

Уже при разработке ТЭО проекта необходимо предусматривать утилизацию попутного газа. Соображения о разработке ТЭО и выборе вариантов использования ПНГ изложены в статье [2].

Список используемой литературы

1. Соловьянов А.А., Андреева Н.Н., Крюков В.А., Лятс К.Г. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Росийской Федерации //М.: Редакция газеты «Кворум», 2008. 320 с.
2. Соколов С.М., Щербинин И.А., Тарасов М.Ю. Выбор вариантов использования нефтяного газа при проектировании разработки и обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2010г. №4.

ENGLISH **OIL REFINING**

On the question of the use of associated gas fields under the North

UDC 665.62

Authors:
Vadim A. Ivanov — doctor of technical science, professor[1]; ivanov_v_a@mail.ru
Sergey M. Sokolov — doctor of technical science, professor1; sokolovsm@tsogu.ru

[1]Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The article analyzes the causes of the inability of associated gas processing, refining processes are described, used in the oil industry. The article also describes promising methods of implementation and use of associated gas directly in the fields.

Materials and methods

Analysis, information gathering

Results

There are many ways of processing of associated petroleum gas, but their use in the current economic situation is impossible.

Conclusions

Already in the development of the feasibility study is necessary to provide the associated gas utilization.

Keywords

processing of associated gas, associated gas utilization in the fields, associated petroleum gas

References

1. Solovyanov A. A., Andreeva N. N., Kryukov V. A., Lyatc K. G. *Strategia ispolzovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossiyskoy Federacii* [Strategy of using associated gas in Russian Federation]. Moscow: Redaction of KVORUM newspaper, 2008. 320 p.
2. Sokolov S.M., Sherbinin I.A., Tarasov M.Y. *Vybor variantov ispolzovaniya neftyanogo gaza pri proektirovanii razrabotki I obustroystva mestorojdeniy* [Choices for the use of gas in the design development and construction fields]. Oil industry, 2010, issue 4.

УДК 550.3

Способы увеличения добычи нефти с учетом приливных движений Земли

К.М. Мирзоев
доктор физ.-мат. наук, член-корр.[1], гл.н.с.[2];
kmmirzoev@yandex.ru

А.В. Николаев
доктор физ.-мат. наук, член-корр.[3], рук. отд.[2];

А.А. Лукк
канд. физ. -мат. наук, вед.н.с.[2];

А.В. Дещеревский
канд. физ.-мат. наук, ст.н.с.[2];

В.К. Мирзоев
генеральный директор[4]

В.С. Мануков
нач. отдела международного научно-технического сотрудничества[5]

[1]АН, Таджикистан
[2]ИФЗ РАН, Москва Россия
[3]РАН, Москва, Россия
[4]ЗАО «Кройл-Инвест», Москва, Россия
[5]ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

В настоящее время многие высокопродуктивные месторождения нефти вступили в стадию падающей добычи в связи с большими объемами закачки воды и высокой обводненностью добываемого флюида. При этом в пластах месторождений остается еще около 50-80 % трудно извлекаемых запасов нефти. Поэтому разработка новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти является исключительно актуальной задачей.

Материалы и методы
Для разработки новых Патентов и технологий увеличению добычи проведен промышленный эксперимент на территории ОАО «Татнефть» в Республике Татарстан [8, 10], который подтвердил возможности увеличения добычи нефти и снижения обводненности добываемого флюида с помощью периодических вибраций и закачки воды в скважины с учетом приливных движений Земли, а также эффективность Способа обработки (очистки) скважин.

Ключевые слова
приливные движения, вибровоздействия, нефтеотдача, обводненность нефтесодержащего флюида

Одним из наиболее перспективных направлений увеличения добычи нефти является использование Лунно-Солнечных приливов Земли с периодичностями 1-, 7-, 14- и 28-суток, которые вызывают фазы расширения и сжатия трещин Земной коры, а также применение вибраций земной коры, которые создают импульсное расширение и сжатие трещин и ускоряют продвижение флюида в направлении перепада давления к добывающим скважинам.

1. Введение

В настоящее время многие высокопродуктивные месторождения нефти вступили в стадию падающей добычи, для которой стала характерной высокая обводненность добываемого флюида. На поздней стадии добычи, когда обводненность флюида приближается к 100 %, дальнейшая разработка месторождения становится не эффективной. Тем не менее, в поровом пространстве и микротрещинах месторождения остается еще около 50–80 % трудно извлекаемых запасов нефти. Поэтому разработка новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти, является исключительно актуальной задачей. Для решения данной задачи одним из наиболее перспективных направлений сегодня представляется использование приливных движений Земли, не требующих дополнительных финансовых и ресурсных затрат [1 и др.]. Эти приливные движения, вызывающие периодические фазы расширения и сжатия трещин земной коры с разными амплитудами, могут быть использованы в качестве мощного природного насоса для интенсивного извлечения нефти из порового пространства в трещины, и далее, к добывающим скважинам, что способствует увеличению её добычи. Для этого предлагается применять циклическую и регулируемую по объемам закачку воды в скважины в соответствии с фазами земных приливов. Для усиления эффекта извлечения нефти из пор в трещины, предлагается дополнительно использовать вибровоздействия земной коры, которые способствуют импульсному расширению и сжатию трещин земной коры и ускорению продвижения флюида в направлении перепада давления.

Известно, что горные породы обладают иерархически распределенной трещиноватостью земной коры разного направления, которая существует повсеместно и поэтому называется «глобальной» [2 и др.]. Чем крупнее размеры разломов и трещин, тем их меньше, и, наоборот, чем они по размерам меньше, тем их больше, вплоть до мельчайших микротрещин и размеров пор в земной коре. Естественное периодическое расширение и сжатие трещин земной коры с разными амплитудами («дыхание» трещин) с 1 — суточной, 14 — суточной, 28 — суточной и квартальной периодичностью [1 и др.] уподобляется работе огромного природного насоса, определяющего динамику флюида в земной коре по имеющимся заложенным природой тесно взаимосвязанным между собой трещинам, в том числе и в нефтяных пластах. Именно эта концепция динамики флюида в горных породах, которая предусматривает единое поровое пространство, рассеченное повсюду в пределах нефтеносного пласта трещинами и микротрещинами разных размеров, положена в основу новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти с помощью циклической и регулируемой по объему закачки воды в скважины.

На основе предложенной концепции нами разработаны два новых Способа

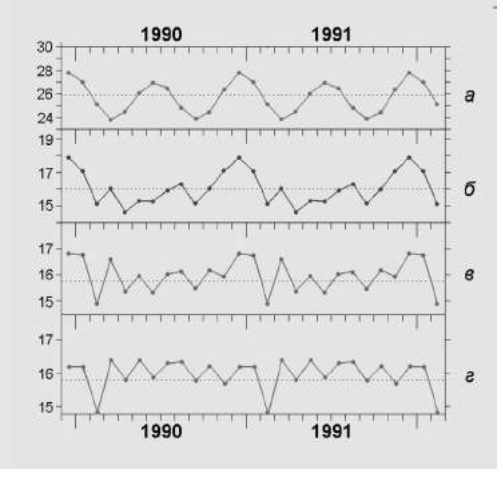


Рис. 1 — Сезонный ход среднемесячных значений основных параметров добычи нефти, усредненный по всем площадям ОАО «Татнефть»: а — лунно-солнечные приливы; б — автоматические объемы закачка воды; в — дебит жидкости; г — добыча нефти

(Патента) [3, 4] и технологии [5, 6, 7, 8] повышения и увеличения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти, и один Способ (Патент) [9] восстановления продуктивности скважин, предназначенный для тех же целей. В их основе лежат регулируемая по объемам циклическая закачка воды в скважины и вибровоздействия земной коры, согласованные по времени с приливными движениями Земли. Способы применимы как для слабо, так и высоко обводненных месторождений нефти, в том числе и высоковязких, а также для терригенных, и карбонатных коллекторов.

Необходимо отметить, что разработке новых Патентов и технологий увеличения добычи нефти в значительной степени способствовал исключительно важный промышленный эксперимент, проведенный ОАО «Татнефть» с 1985 по 2001 годы в Татарстане [8, 10 и др.]. Главной особенностью этого эксперимента было постепенное уменьшение объемов закачки воды в скважины примерно в 2.7 раза, что в итоге привело к существенному уменьшению обводненности добываемого флюида на большинстве крупных площадей разных НГДУ Ромашкинского месторождения с 85 до 75%, а также к уменьшению темпов падения добычи нефти, и даже, к постепенному увеличению её добычи к 2001 году.

2. Способы повышения и увеличения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти

Известно, что существующие способы повышения и увеличения нефтеотдачи месторождений и добычи нефти являются не достаточно эффективными, так как интенсивная закачка воды приводит к быстрому росту обводненности добываемого флюида, в то время как в пластах коллекторах остается еще около 80 % трудно извлекаемых запасов нефти. И основной причиной слабой эффективности традиционных способов является не учет динамики трещин в горных породах в связи с приливными движениями Земли с периодичностью 12-, 24 часа, 7-, 14- и 28 суток.

Для оценки влияния лунно-солнечных приливов на показатели разработки Ромашкинского месторождения нефти были построены сводные графики вариаций среднемесячных объемов закачки воды в скважины, дебита жидкости и добычи нефти за 20 предыдущих лет до 2002 года для всех 16 разных площадей крупных НГДУ [5, 6, 7, 10 и др.]. На рис.1 приведен сводный график добычи по всем площадям месторождения за 1990-1991 гг. В остальные периоды этот график аналогичен.

В течение каждого года происходят по 2 сезонных максимума и минимума среднемесячных значений параметров добычи нефти от лунно-солнечных приливов. И объемы закачки воды, а также добычи флюида и нефти, автоматически подстраиваются под сезонные максимумы и минимумы лунно-солнечных приливов. Сезонные вариации извлечения флюида по среднемесячным данным, также, как и суточные с периодичностью 10–12 часов, достигают примерно 30 % и они определяются не периодичностью закачки воды в скважины, а периодичностью приливных движений Земли. То есть, добычей флюида управляют приливные движения.

2.1. «Способ повышения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти» — Патент РФ № 2217581 [3]. Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть применено в газодобывающей отрасли. На рис. 2 приведен ход суточной приливной деформации земной коры во времени [1]. В фазе расширения трещин в период времени t_1 (прилив) происходит наибольшее извлечение нефти из пор и микротрещин пласта в трещины (до 12 часов в сутки, а точнее 7–9 часов во время наибольшей скорости прилива), поскольку в этот период в них создается относительный вакуум. В результате раскрытия трещин пласта уровень жидкости в скважинах понижается из-за оттока ее части в пласт. Следовательно, в этот период не следует закачивать воду в нагнетательные скважины и проводить вибрации, поскольку закачиваемая вода заполнит трещины и внутренний перепад давления между трещинами и поровым пространством пласта исчезнет. При этом вибрации ускоряют этот процесс. Периоды времени t_1 между точками **A** и **B**, а также t_2 между точками **C** и **D** являются периодами наибольших скоростей приливных движений земной коры, превышающих средние значения скоростей поднятия и падения амплитуд $V_{1,\,ср.}$ и $V_{2,\,ср.}$, соответственно. Периоды времени t_3 и t_4 между точками **B** и **C**, а также, **D** и **A**, являются периодами малых и нулевых значений скоростей земных приливов, не превышающих средние скорости $V_{1,\,ср.}$ и $V_{2,\,ср.}$ Физические В конце фазы ежесуточного расширения трещин t_1 извлечение нефти из пор в трещины замедляется и в максимальной точке прилива прекращается. С началом фазы сжатия трещин (отлив), и, особенно, в период времени наибольшего сжатия t_2, потоки флюида вместе с извлеченной из пор и микротрещин нефтью устремляются по трещинам в сторону наименьшего сопротивления к зонам пониженного давления, то есть к добывающим скважинам. Именно в этот период сжатия трещин следует осуществлять физические воздействия, а именно, регулируемую по объемам закачку воды в нагнетательные скважины и проводить вибровоздействия для эффективного повышения давления и ускорения продвижения флюида с нефтью к зонам пониженного давления за счет перепада давления. Объемы закачки воды контролируются обводненностью добываемого флюида, которая не должна превышать 50%, воздействия на пласт проводятся в периоды времени t_2.

2.2. «Способ увеличения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти» — Патент РФ № 2387817, 2010 [4]. На рис. 3 приведены графики зависимости количества добываемого флюида и нефти от объемов закачки воды с 1982 по 2001 гг.[6 и др.]. Здесь время идет в обратном направлении, то есть в сторону уменьшения средних объемов закачки воды в скважины. До 1985 г добыча нефти падает, обводненность увеличивается, а после 1986 г, с началом снижения объемов закачки воды, темпы падения добычи замедляются, обводненность флюида уменьшается и, начиная с 1996 по 2001 гг., возникает тенденция к росту добычи нефти. На рис. 3 приведены два экспериментальных уравнения добычи нефти для правой и левой частей графика, полученных до и после 1996 г. До 1996 г, по мере уменьшения объемов закачки воды, скорость падения добычи нефти постепенно замедляется и к 1996 г, когда объемы закачки уменьшились примерно до 1500000 куб м/мес, добыча нефти начинает увеличиваться, о чем свидетельствует знак (-) при коэффициенте x в уравнении с 1996 по 2001 гг. После 2001 г на всех НГДУ Ромашкинского месторождения уменьшение объемов закачки воды прекратилось и увеличение добычи нефти приостановилось.

Пунктирные линии графиков добычи флюида и нефти в левой части рис. 3 обозначают дальнейший ожидаемый ход уменьшения количества флюида и увеличения добычи нефти в том случае, если снижение объемов закачки воды будет продолжено. При этом увеличение добычи нефти ожидается более интенсивным, чем это показано пунктиром, так как здесь проведена экстраполяция по уравнению, составленному лишь

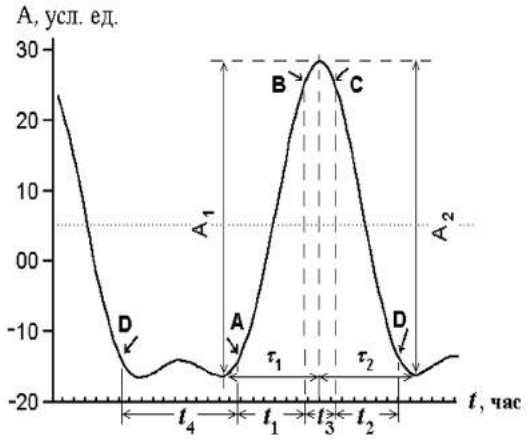


*Рис. 2 — Ход суточной приливной деформации земной коры во времени **t, час** [1].*
τ_1 и τ_2 — фазы поднятия и падения амплитуд земных приливов;
t_1 и t_2 — периоды наибольших скоростей приливных движений;
t_3 и t_4 — периоды малых и нулевых скоростей приливных движений

по данным до 2001 года. Дальнейшее уменьшение объемов закачки воды еще примерно в 1.5–2 раза приведет к значительному ускорению подъёма этого графика и существенно увеличит объемы добычи нефти. Пересечение графиков добычи нефти и флюида определяют минимально возможный объем закачки воды в скважины для месторождения с целью снижения обводненности до 50 %, и менее, и увеличения добычи нефти. Для увеличения эффективности добычи нефти здесь дополнительно подключаются вибрации земной коры в периоды сжатия трещин (отливы), принятые в первом Способе [3].

Известно, что приливные движения Земли являются небольшими и составляют несколько нанострейн (относительная объемная деформация порядка 10-9) [7; и др.]. Но земная поверхность ежесуточно поднимается и опускается до 1 м на экваторе и до 0,5 м на широте города Москвы [1]. Эффекты расширения и сжатия трещин действуют постоянно по всему объему среды и оказывают существенное воздействие именно на те трудно извлекаемые запасы нефти, которые не удается добыть интенсивной закачкой воды в скважины.

2.3. «Способ восстановления продуктивности скважин» — Патент РФ № 2350743, 2009 [9]. Увеличению добычи нефти способствуют не только способы, описанные выше, но и степень проницаемости перфорированных интервалов добывающих и нагнетательных скважин. Это самостоятельная технология увеличения добычи нефти с учетом приливных движений Земли и вибраций проводится в течение нескольких суток, поэтому добыча нефти в добывающей скважине в этот короткий период времени не проводится.

В настоящее время известные способы повышения продуктивности добывающих и нагнетательных скважин путем доставки химических реагентов и тепла в скважину и пласт, вибро- и акустических воздействий на скважину и пласт, а также откачки жидкости из скважины на поверхность с отходами очистки, осуществляются без учета приливных движений Земли. Однако, в периоды отливов и сжатия трещин земной коры, когда естественные потоки флюида с нефтью и отходами очистки идут из пласта в скважину, закачка химических реагентов и потоков тепла в пласт не допустима, так как значительная часть закачиваемых химических реагентов остается в скважине, вступает в реакцию с имеющейся там нефтью, вследствие чего увеличиваются расходы самих реактивов, ухудшается очистка призабойной зоны пласта, уменьшается продуктивность скважины, ухудшается экология среды. Поэтому закачка химических реактивов и потоков тепла в пласт не должна проводиться в периоды сжатия трещин земной коры. Она может проводится только в периоды фазы расширения трещин (прилив), когда потоки флюида идут из скважины в пласт.

Аналогичным образом это относится к вибро- и акустическим воздействиям. Они разрушают кольматирующие материалы как в пласте, так и в скважине. Поэтому, в периоды приливов, когда потоки флюида с кольматирующими материалами идут из скважины в пласт, вибрации и акустические воздействия не нужны. А в периоды отливов и сжатия трещин земной коры, когда естественные потоки флюида с нефтью и отходами очистки идут из пласта в скважину, вибрации и акустические воздействия нужны, они ускоряют продвижение флюида с кольматирующими материалами из пласта в обрабатываемую скважину и далее извлекаются из скважины на поверхность.

Итоги

Как показывают длительные наблюдения, разработка месторождений нефти остается пока недостаточно эффективной, поскольку применяемые способы добычи не учитывают такой важный фактор, как приливные движения Земли, способствующие периодическому расширению и сжатию трещин, что существенно влияет на скорости продвижения флюида в направлении перепада давлений. Разработано два новых Способа (Патента) с помощью регулируемых объемов закачки воды в скважины и вибраций земной коры с учетом приливных движений Земли: первый Способ (Патент РФ № 2217581, 2003) [3] — по повышению, и второй Способ (Патент РФ № 2387817, 2010) [4] — по увеличению добычи нефти и нефтеотдачи пластов. Разработан также Способ (Патент РФ № 2350743, 2009) [9] по восстановлению продуктивности скважин. Способы (Патенты) предусматривают значительный экономический эффект и требуют своего внедрения в практику.

Выводы

Периодические вибрации нефтяных пластов и закачка воды в скважины с учетом приливных движений Земли увеличивают нефтеотдачу пластов и добычу нефти, способствуют повышению эффективности обработки скважин.

Список используемой литературы

1. Мельхиор П. Земные приливы. Москва: Мир, 1968. 482 с.
2. Шульц С.С. Планетарная трещиноватость // ЛГУ. 1973.
3. Мирзоев К.М., Мирзоев В.К., Ахмадиев Р.Г., Мирзоева Т.К. Способ повышения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти. Патент РФ на изобретение № 2217581. 27 ноября 2003 г.
4. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Дещеревский А.В., Харламов А.И. Способ увеличения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти. Патент РФ № 2387817. 2010.
5. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Харламов А.И., Дещеревский А.В. Способы увеличения добычи нефти с учетом приливных движений Земли // Экспозиция Нефть Газ. 2010. №4/Н (10) август. С. 56–62.
6. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Лукк А.А., Дещеревский А.В., Мирзоев В.К. Приливные деформации земной коры как приливной насос для увеличения нефтеотдачи пластов // Каротажник. 2011. С. 78–93.
7. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Лукк А.А., Дещеревский А.В., Мирзоев В.К.,

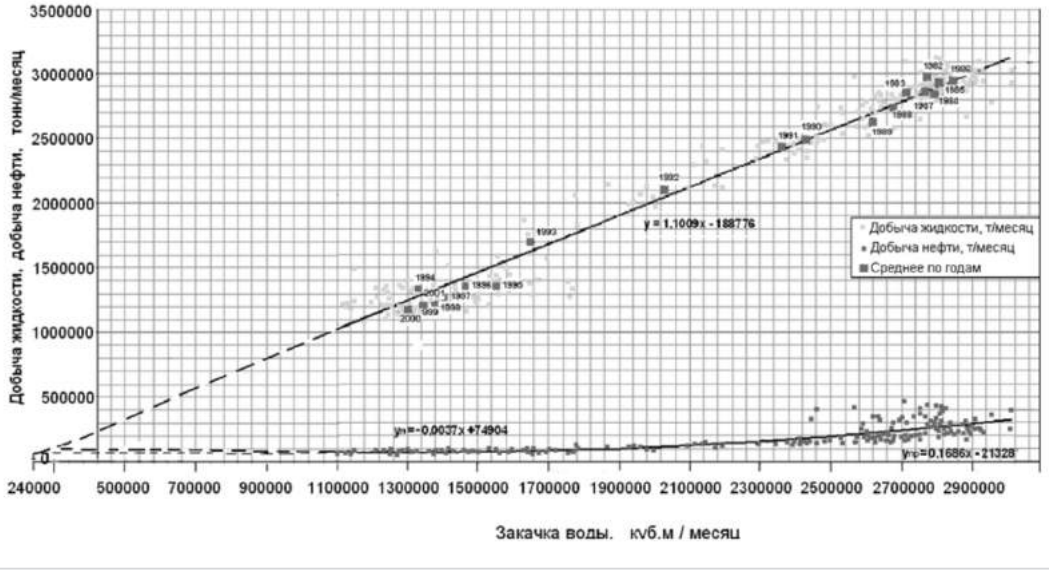


Рис. 3 — График зависимости добычи флюида и нефти (ось y) от объемов закачки воды в скважины (ось x), куб.м/мес для Абдрахмановской площади.
Среднегодовые значения добычи флюида с 1982 по 2001 гг. показаны красным цветом, среднемесячные — зеленным

Харламов А.И., Мануков В.С. Приливные движения Земли — для увеличения нефтедобычи // Oil and Gas Journal. Russia. 2012. Ноябрь. С. 38–43.
8. Мирзоев К.М., Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Гатиятуллин Р.Н., Муслимов Р.Х., Файзуллин И.Н., Ахмадиев Р.Г., Мирзоев В.К. Оценка оптимальных объемов и режима закачки воды в скважины Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2005. №8. С. 128–131.
9. Мирзоев К.М., Мирзоев В.К. Способ восстановления продуктивности скважины. Патент РФ № 2350743. 2009.
10. Муслимов Р.Х., Мирзоев К.М., Ахмадиев Р.Г., Агафонов В.А., Хузин Р.Р., Тимиров.В.С., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Дещеревский А.В. Влияние гравитационных лунно-солнечных приливов земной коры на добычу нефти // Нефтяное хозяйство. 2006. №8. С. 111–115.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Methods to rise Oil Production considering Earth's Tide Movements

UDC 550.3

Authors:
Kamil' M. Mirzoyev — dr. sci. sciences, corresponding member[1], chief researcher[2], kmmirzoev@yandex.ru;
Aleksey V. Nikolaev — dr. sci. sciences, corresponding member[3] hands. dep[2];
Al'bert A. Lukk — candidate. nat. mat. sciences, ved.n.s.[2];
Aleksey V. Deshcherevskif — candidate. sci. sciences, senior researcher[2];
Vitaliy K. Mirzoyev — General Manager[4];
Viktor S. Manukov — beg. department of International scientific and technical cooperation[5].

[1]Academy of Sciences, Tajikistan
[2]IPE RAS,
[3]Russian Academy of Sciences,
[4]JSC "Kroyl-Invest"
[5]"CHE", Moscow, Russian Federation

Abstract
Nowadays, many high-yielding oil field has entered the stage of declining production due to the large volumes of water injection and high water content of the produced fluid. In the field formations is still about 50–80 % hard recoverable oil reserves. Therefore, the development of new technologies to enhance oil recovery and production of oil is extremely urgent task.
One of the most promising areas of increasing oil production is the use of lunar-solar tides of the Earth with a frequency of 1-, 7-, 14- and 28- days, which cause expansion and contraction phases of the Earth's crust cracks, as well as the use of the earth's crust vibrations that create impulse expansion and contraction cracks and accelerate the advancement of the fluid in the direction of the pressure drop to the producing wells.

Materials and methods
To develop new technologies and patents held industrial production growth experiment on the territory of "Tatneft" in Tatarstan [8, 10], which confirmed the possibility of increasing oil production and reduce water cut of the produced fluid through periodic vibrations and water injection wells subject to tidal movements land, as well as effective ways of processing (cleaning) wells.

Results
As the long-term observations, the development of oil fields remains insufficiently effective, as applicable mining methods do not account for such an important factor as the tidal movement of the Earth, contributing to the periodic expansion and contraction cracks, which significantly affects the rate of movement of the fluid in the direction of the pressure drop. Developed two new methods (Patent) with adjustable volume water injection wells and vibrations of the crust of the Earth, taking into account the tidal movements: the first method (RF Patent number 2,217,581, 2003) [3] — to improve, and the second method (Patent RF № 2387817 2010) [4] — to increase oil production and oil recovery. The method has also been developed (RF Patent number 2,350,743, 2009) [9] to restore the productivity of wells. Methods (Patents) provide significant economic benefit and require its implementation in practice.

Conclusions
Periodic vibration of oil reservoirs and water injection wells with the tidal motions of the Earth, taking into account increased oil recovery and oil production, improve efficiency of processing wells.

Keywords
tidal movement, vibroimpact, oil production, water saturation of oily fluid

References
1. Mel'khior P. *Zemnye prilivy* [earth tides]. Moscow: *Mir*, 1968, 482 p.
2. Shul'ts S.S. *Planetarnaya treshchinovatost'* [planetary fracture]. *LGU*, 1973.
3. Mirzoev K.M., Mirzoev V.K., Akhmadiev R.G., Mirzoeva T.K. *Sposob povysheniya nefteotdachi mestorozhdeniya i dobychi nefti. Patent RF na izobretenie № 2217581.* [A method for improving oil recovery and production of oil. RF Patent number 2,217,581]. 27 November 2003.
4. Mirzoev K.M., Nikolaev A.V., Mirzoev V.K., Lukk A.A., Deshcherevskiy A.V., Kharlamov A.I. *Sposob uvelicheniya nefteotdachi mestorozhdeniya i dobychi nefti* [A method for increasing oil recovery and production of oil. RF patent number 2387817]. Patent RF № 2387817. 2010.
5. Mirzoev K.M., Nikolaev A.V., Mirzoev V.K., Lukk A.A., Kharlamov A.I., Deshcherevskiy A.V. *Sposoby uvelicheniya dobychi nefti s uchetom prilivnykh dvizheniy Zemli* [Ways to increase oil production, taking into account the tidal motions of the Earth]. *Exposition Neft Gas*, 2010, issue 4/N (10) August, pp. 56–62.
6. Mirzoev K.M., Nikolaev A.V., Lukk A.A., Deshcherevskiy A.V., Mirzoev V.K. *Prilivnye deformatsii zemnoy kory kak prilivnoy nasos dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Tidal crustal deformation as tidal pump for EOR]. *Karotazhnik*, 2011, pp. 78–93.
7. Mirzoev K.M., Nikolaev A.V., Lukk A.A., Deshcherevskiy A.V., Mirzoev V.K., Kharlamov A.I., Manukov V.S. *Prilivnye dvizheniya Zemli — dlya uvelicheniya neftedobychi* [Tidal movement of the Earth - to increase oil production]. *Oil and Gas Journal*. Russia. 2012. Noyabr'. pp. 38–43.
8. Mirzoev K.M., Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Gatiyatullin R.N., Muslimov R.Kh., Fayzullin I.N., Akhmadiev R.G., Mirzoev V.K. *Otsenka optimal'nykh ob"emov i rezhima zakachki vody v skvazhiny Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Estimation of optimum volume and regime of water injection wells Romashkinskoye field]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2005, issue 8, pp. 128–131.
9. Mirzoev K.M., Mirzoev V.K. *Sposob vosstanovleniya produktivnosti skvazhiny.* Patent RF № 2350743. 2009 [A method for restoring the productivity of the well. RF patent number 2,350,743. 2009].
10. Muslimov R.Kh., Mirzoev K.M., Akhmadiev R.G., Agafonov V.A., Khuzin R.R., Timirov.V.S., Mirzoev V.K., Lukk A.A., Deshcherevskiy A.V. *Vliyanie gravitatsionnykh lunno-solnechnykh prilivov zemnoy kory na dobychu nefti* [Gravitational influence of lunar-solar tides crustal oil]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2006, issue 8, pp. 111–115.

ТМС ГРУПП

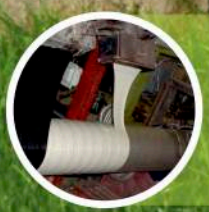
Мы минимизируем Ваши потери на авариях трубопроводов

Трубы с комбинированной изоляцией для строительства магистральных нефте- и газопроводов, а также технологических трубопроводов, транспортирующих высокотемпературную среду до +255°С. Состоит из базальтового волокна и пенополиуретана.

Механические электроизолирующие соединения. Предназначены для электрического разъединения трубопроводов в целях устранения блуждающих токов и предотвращения рассеивания защитных токов электрохимической защиты.

Металлопластмассовые трубы Ø 89-325 мм. Стальные трубы с наружным полимерным покрытием, футерованные внутри полиэтиленовой оболочкой, закрепленной наконечниками.

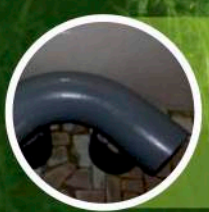
Внутреннее цементно-песчаное покрытие труб Ø 159-1420 мм для трубопроводов, транспортирующих питьевую и производственно-хозяйственную воду, предотвращающее биоотложения и сохранюшее качество воды.



Наружное полиэтиленовое покрытие труб Ø 57-1420мм. Покрытие наружное защитное на основе экструдированного полиэтилена.

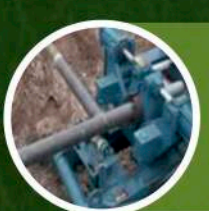
Трубы полиэтиленовые Ø 25-450 мм для трубопроводов, транспортирующих питьевую воду температурой от 0 до +40°С.

Трубы и детали трубопроводов с внутренним антикоррозионным лакокрасочным покрытием на основе высоковязких материалов Amercoat 391 PS, Plasite 4500, Phenoline 1205.



Детали трубопроводов стальные приварные с внутренним полимерным покрытием ПЭП Ø 89-325 мм (ГОСТ 16037) для сооружения и эксплуатации напорных трубопроводов с температурой эксплуатации от -30 до +80°С.

Трубы теплоизолированные пенополиуретаном для подземной бесканальной и надземной прокладки.



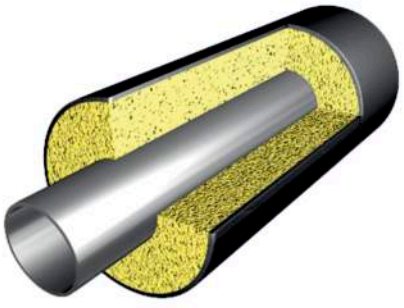
Полевой способ подготовки концов трубопроводов в виде раструба и конуса, а также сборка производится с применением оборудования «Батлер». Стык получаемый при сборке полностью защищён захлёстом и эпоксидной смолой.

Качество, надежность, профессионализм – основа доверия наших клиентов

423450, Россия, РТ, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «Д»
Тел: 8-800-250-79-39. Факс: +7 (8553) 371-381
E-mail: tmcg@tmcg.ru тмс-групп.рф

Трубы и детали трубопроводов теплоизоляционные пенополиуретаном для подземной и надземной прокладки

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:



- системы теплоснабжения;
- системы горячего водоснабжения;
-транспортировка высоковязких нефтепродуктов

ТЕМПЕРАТУРА ЭКСПЛУАТАЦИИ:

140 С – рабочая температура
150 С – пиковая температура

ТМС ГРУПП

Защитный кожух (полиэтиленовая оболочка) предохраняет слой ППУ-изоляции от воздействия влаги, механических повреждений, предотвращает диффузию пенополиуретана и обеспечивает высокую степень защиты от коррозии.

Защитная оболочка из спиральновальцованной оцинкованной стали толщиной от 0,55 до 1,5 мм

Номенклатура диаметров: от 32 до 1020 мм

Трубы и фасонные изделия стальные с комбинированной тепловой изоляцией подземной и надземной прокладки

Для строительства надземных и подземных трубопроводов, транспортирующих высокотемпературный теплоноситель с температурой до 250 °С

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- в 9-10 раз снижает годовые затраты на эксплуатацию теплосетей;
- в 2-2,5 раза снижает тепловые потери по сравнению с традиционными материалами
- увеличивает срок службы трубопровода

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»
телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф
Специалист: Шилинский Александр, тел: +7 (8553) 31-19-96, +7 (919) 622-69-34

Газоанализатор FUJI – японское качество по цене российского анализатора

Fuji Electric

Стационарные приборы и системы контроля компонентного состава газовых сред компании FUJI, предназначены для контроля компонентного состава газовых смесей с целью повышение качества получаемой продукции, снижения энергоемкости технологического процесса, обеспечения безопасного ведения технологии и автоматизации, контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Достоинства:

- одновременное измерение от 1-го до 5-ти компонентов;
- не восприимчив к изменению атмосферного давления;
- наличие цифровых и аналоговых выходных сигналов;
- высокая стабильность показаний;
- простота технического обслуживания;
- возможность проведения измерений при высоких температурах и запыленности;
- оптимальное сочетание цена/качество;
- наличие модификаций для использования во взрывоопасных зонах.

SocTrade
Process Engineering

info@soctrade.ru www.soctrade.ru

8-800-5550730

(БЕСПЛАТНО ПО РОССИИ)

СИБСТРОНГ

Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске

Вас приветствует компания **СибСтронг** – производитель автоматических дутьевых горелок марки **ILKA-N**, работающие на тяжелых мазутах, сырой нефти, газо- конденсате, отработанных автомобильных масел и др. нефтепродуктах.

Разработанные конструктивные элементы горелки позволяют стабильно работать в сложных условиях эксплуатации (влажность, запыленность, вибрация, высокие температуры), при этом проста в эксплуатации и обслуживании.

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ КОМПЛЕКТУЮЩИЕ.

Высококвалифицированные технические специалисты **Центра сервисного обслуживания** готовы ответить на все вопросы связанные с подключением и работы горелок.

Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск, ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4
Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56
E-mail: info@sibstrong.com
www.sibstrong.com

УДК 665.62

Сургутский ЗСК встречает 30-летие

П.А. Воронин
директор завода[1] (на фото)

[1]Сургутский ЗСК

Завод по стабилизации конденсата имени В.С. Черномырдина (Сургутский ЗСК) — ведущий филиал ООО «Газпром переработка» располагается на территории крупнейшего муниципального образования Ханты–Мансийского автономного округа — Югры – Сургутского района.

ООО «Газпром переработка», стопроцентное дочернее предприятие ОАО «Газпром», было образовано в 2007 году в результате совершенствования внутри корпоративной структуры управления ОАО «Газпром». Возглавляет компанию Юрий Иванович Важенин.

В состав ООО «Газпром переработка» входят пять филиалов, расположенные в трех субъектах РФ: Ханты-Мансийском, Ямало-Ненецком автономных округах и Республике Коми.

Сургутский ЗСК— флагманское предприятие компании перерабатывает поступающую с месторождений Севера Тюменской области нефтегазоконденсатную смесь и производит более 20 видов углеводородной продукции топливного назначения. Это автомобильный бензин различных марок, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей, сжиженные углеводородные газы. Завод располагает мощностями по отгрузке продукции автомобильным, железнодорожным, трубопроводным и водным транспортом.

Моторные топлива производства Сургутского ЗСК полностью соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза (аналог стандартов «Евро»). Автобензины, дизельные топлива и авиационный керосин с 2009 по 2013 год становились победителями в номинации «Производство нефтепродуктов» конкурса «Лучший товар Югры», ежегодно проводимого Торгово-промышленной палатой Ханты–Мансийского автономного округа — Югры при поддержке Правительства округа.

Сургутский ЗСК — крупномасштабный и перспективный комплекс с современными технологиями. На заводе реализуется программа модернизации и планируется строительство установки изомеризации лёгкой бензиновой фракции по технологии фирмы AXENS, установки очистки пропана от метанола, дополнительной установки стабилизации газового конденсата.

Директор завода Пётр Афанасьевич Воронин — опытный производственник, он хорошо ориентируется в рыночных методах хозяйствования и финансовом менеджменте, в порядке заключения и исполнения хозяйственных и финансовых договоров, экономике, организации производства. Его деловые и личные качества позволяют вырабатывать

Рис. 1 — Сургутский ЗСК

Рис. 2 — В операторной комплекса по облагораживанию моторных топлив

Рис. 3 — Компрессорное отделение комплекса

конструктивный подход к решению социальных и экономических вопросов в качестве депутата Думы Сургутского района.

В основу деятельности предприятия заложено создание безопасных и максимально комфортных условий труда, снижение негативного влияния производства на природную среду, а также рациональное использование природных ресурсов.

Вопросы охраны окружающей среды входят в число приоритетных. Сургутский ЗСК в основе производственной деятельности руководствуется принципами Экологической политики ООО «Газпром переработка», ОАО «Газпром» и требованиями действующего законодательства в области охраны окружающей среды.

И всё же, главная ценность компании, несмотря на наличие глобальных стратегических планов, долгосрочных перспектив развития и на относительную молодость ООО «Газпром переработка», — это сильная команда профессионалов, людей энергичных, талантливых, перспективных, которых объединяет общее стремление к качественным результатам и умение добиваться поставленных целей.

Путь к потребителю

Сургутский ЗСК располагает современными мощностями по отгрузке продукции всеми видами транспорта:

- автомобильным
- железнодорожным
- трубопроводным
- водным

Как купить нашу продукцию

После согласования выделения необходимых потребителю объёмов моторных топлив, ОАО «Газпром газэнергосеть» заключает договор поставки продукции, произведённой на Сургутском ЗСК. В дальнейшем организация сбыта продукции и документооборота осуществляется в соответствии с условиями договора.

В зависимости от географии поставок, отгрузка товарной продукции может быть организована автомобильным и водным транспортом через ООО «Газэнергосеть Сургут». За пределы ХМАО-Югры отгрузка производится преимущественно железнодорожным транспортом.

Приобрести нашу продукцию можно во многих регионах России. Для оптовой закупки необходимо обратиться к специализированному оператору по оптовым поставкам продукции ОАО «Газпром» — **ОАО «Газпром газэнергосеть».**

В апреле 2014 года Сургутский ЗСК отметил 30-летие со дня образования. Приказ о создании завода по переработке конденсата в г. Сургуте подписал 12 апреля 1984г. заместитель Министра газовой промышленности, начальник ВПО «Тюменгазпром» Виктор Степанович Черномырдин. Этой дате коллектив предприятия посвятил рекордную цифру — 155-миллионную тонну нефтегазоконденсатной смеси, принятой на переработку 16 марта 2014 г.

В производственно-диспетчерской службе завода сообщили, что из переработанного за 30 лет сырья можно сформировать 1 550 000 вагон-цистерн сжиженных газов и 1 679 166 светлых нефтепродуктов. Получится состав, длиной 38 750 км, что равно протяженности водных границ России.

Обращаться по телефонам:
Москва: +7 (495) 777-77-97;
Сургут: +7 (3462) 555-880
(представитель
ООО «Газэнергосеть Сургут»).
office_work@zsk.gpp.gazprom.ru
gpp@gpp.gazprom.ru

Рис. 4 — Сливо-наливная эстакада

Рис. 5 — Комплекс облагораживания моторных топлив

Рис. 6 — Установка моторных топлив

Рис. 7 — Цех отгрузки готовой продукции

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ
ufimcabel.ru

КАБЕЛИ МОНТАЖНЫЕ
ДЛЯ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИКИ, ПОЖАРНОЙ И ОХРАННОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

СТРОИТЕЛЬСТВО НОВОГО ЗАВОДА

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ | СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

- Кабели монтажные для систем промышленной автоматики, пожарной и охранной сигнализации: в исполнениях «нг(А)», «нг(А)-LS» КПМВВГ, КПМВЭВГ, КПМВЭКВГ, КПМВЭИКВГ; в исполнениях «нг(А)-HF» КПМППГ, КПМПЭПГ, КПМПЭКПГ, КПМПЭИКПГ; в исполнениях «нг(А)-FRLS» КПМСВГ, КПМСЭВГ, КПМСЭКВГ, КПМСЭИКВГ; в исполнениях «нг(А)-FRHF» КПМСПГ, КПМСЭПГ, КПМСЭКПГ, КПМСЭИКПГ, в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ16.К18-114-2012, имеется сертификат соответствия, пожарный сертификат;
- Кабели для пожарной и охранной сигнализации КПОС в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-HF», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF» ТУ 16.К18-116-2013, имеется пожарный сертификат.
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, экранированные, с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, в т.ч. с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке;
- Радиочастотные кабели;
- Кабели, провода и шнуры связи;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

На предприятии действует система менеджмента качества на соответствие требованиям ГОСТ ISO 9001-2011 ГОСТ РВ 0015-002-2012
РЕГИСТР ИСО 9000
НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ НА ОБЪЕКТЫ ГАЗОВОЙ, НЕФТЯНОЙ И ДРУГИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ АВТОМАТИКИ И ПРОЧИХ ПРИБОРОВ.

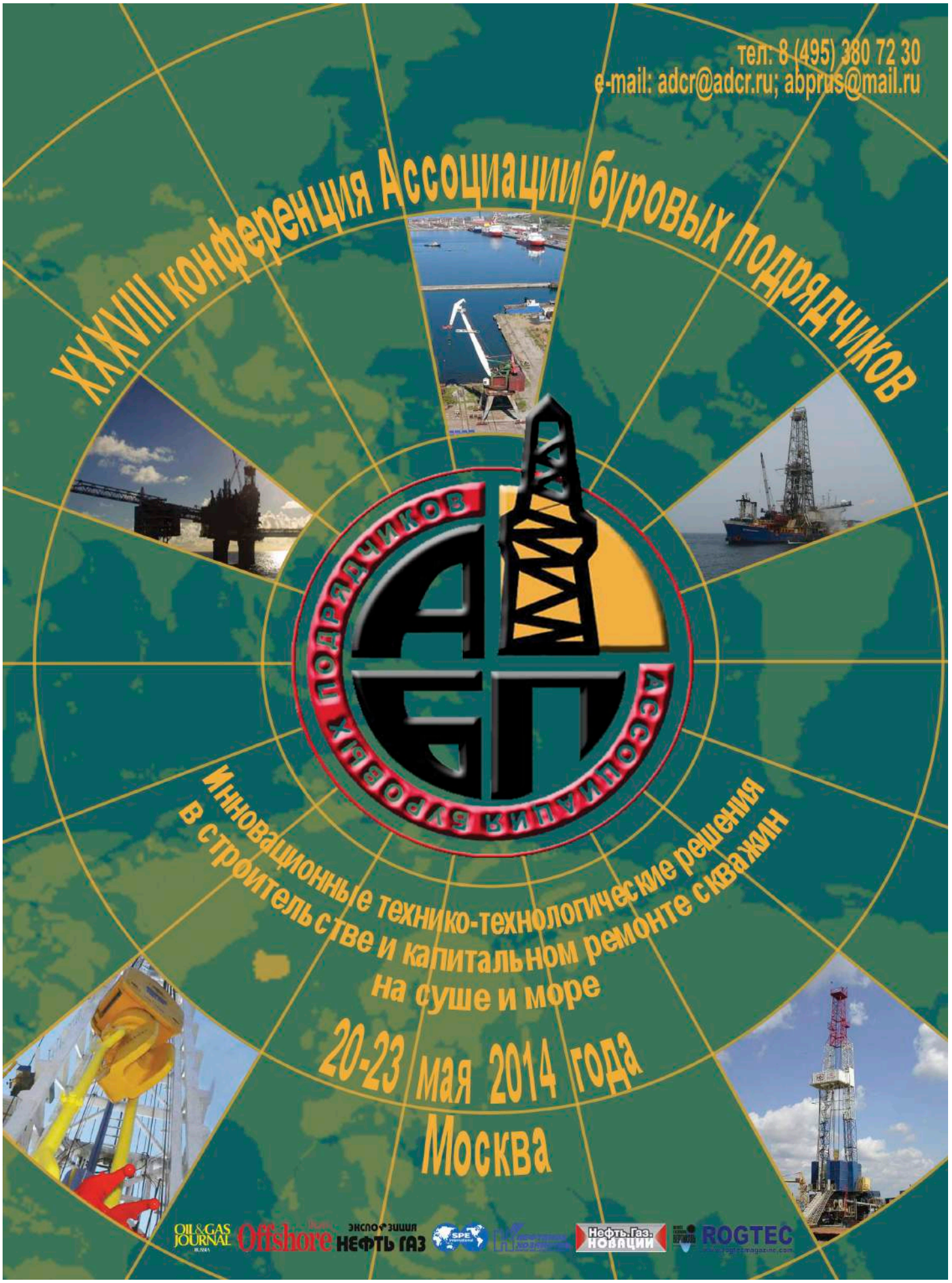
Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"
Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ОАО «Газпром автоматизация»

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ЯЧЕЕК КРУ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ СЕРИИ MCSET И NEXIMA С ЭЛЕГАЗОВЫМИ И ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ
- ШКАФОВ НКУ ДО1000 В СЕРИИ OKKEN И PRISMA PLUS
- КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВНУТРЕННЕЙ УСТАНОВКИ (ЦЕХОВЫЕ)
- СИСТЕМ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ
- ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯМИ АВО ГАЗА
- УЗЛОВ УПРАВЛЕНИЯ КРАНАМИ (ЭПУУ)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ОБОЛОЧЕК (КОРОБОК)
- ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
- ШКАФНОЙ ПРОДУКЦИИ
- ПРОЧИХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО ЗАВОД «КАЛИНИНГРАДГАЗАВТОМАТИКА»
236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, д. 15
Тел.: (4012) 576-032, факс (4012) 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125.
E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru


тел: 8 (495) 380 72 30
e-mail: adcr@adcr.ru; abprus@mail.ru
XXXVIII конференция Ассоциации буровых подрядчиков
Ассоциация буровых подрядчиков
Инновационные технико-технологические решения
в строительстве и капитальном ремонте скважин
на суше и море
20-23 мая 2014 года
Москва
OIL&GAS JOURNAL
Offshore
НЕФТЬ ГАЗ
Нефть. Газ. Новации
ROGTEC

21-й Мировой нефтяной конгресс

Главное событие мировой нефтегазовой отрасли

6 000 делегатов | 500 представителей СМИ
50 000 м² выставочных площадей

15-19 июня 2014 | Москва

www.21wpc.com

Национальные спонсоры

Транснефть · GAZPROM NEFT · СНГ OPEN JOINT-STOCK COMPANY «SURGUTNEFTEGAS»

Платиновые спонсоры

BASHNEFT · bp · Chevron · ExxonMobil · PDVSA · ارامكو السعودية Saudi Aramco · Shell · TOTAL · ZARUBEZHNEFT

Официальные партнёры

EY Building a better working world · FIRST WORLD PETROLEUM · upstream

Золотые спонсоры

ANH · eni · LUKOIL · NOVATEK · PETROBRAS · Sonangol · Statoil · TATNEFT · TMK

Серебряные спонсоры

CNPC · ecopetrol · HMS GROUP · INPEX · PetroSA · pwc · REPSOL · Schlumberger · wintershall Shaping the future.

15–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ 2014

26—29 мая

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

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

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

Expo Rating

Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru

ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-Й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

21-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ISO - 9001

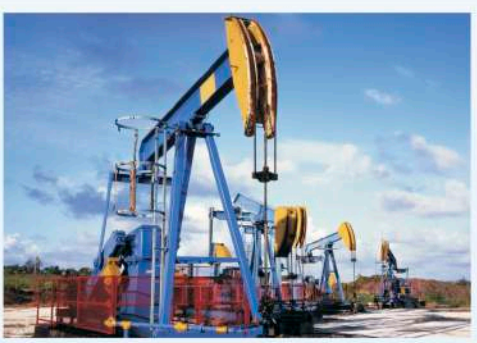
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

В РАМКАХ

ТНФ

ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА



Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

3-5 сентября Казань, 2014

www.oilexpo.ru

Выставочный центр «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru
www.expokazan.ru

16+

16-Я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «ТЭК Сахалина и Курил / SIGOLD»

21-22 МАЯ 2014 г.
г. ЮЖНО-САХАЛИНСК

WWW.SIGOLDFORUM.RU
(4242) 46-00-90, 46-00-74

ИННОВАЦИИ ДЛЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Организаторы

Сахалинский международный экспоцентр (г. Южно-Сахалинск)

Международное торгово-промышленное агентство (г. Москва)

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2014

III МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

Комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала и прилегающих акваторий: привлечение инвестиций и передовых технологий

5-6 июня 2014, Салехард, Россия

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Правительство ЯНАО:

Vostock Capital: VOSTOCK CAPITAL

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

единственная площадка международного уровня, которая собирает на Ямале высшее руководство российских и иностранных нефтегазовых компаний, высокопоставленных представителей власти ЯНАО и соседних округов, лучших мировых производителей технологий и оборудования, специалистов из ведущих научных институтов и ассоциаций для обсуждения и выработки стратегических решений по **реализации мегапроектов**, привлечению инвестиций и комплексному развитию нефтегазовой отрасли Ямальского региона.

Вопросы программы:

1. *Развитие транспортной системы*
2. *Реализация мегапроектов региона*
3. *Инвестиции и финансирование*
4. *Комплексное освоение месторождений*
5. *Экология и технологии*

ВЫСТАВКА: участие с выступлением и выставочным дисплеем для компаний-производителей оборудования.

Запланируйте участие сегодня! Количество дисплеев ограничено!

Узнайте БОЛЬШЕ

Телефон в Москве: +7499 505 1 505
Телефон в Лондоне: +44 207 3943090
www.YamalOilandGas.com

www.mioge.ru

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW

2014-2015

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE

OGU

18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
13 – 15 мая 2014
Ташкент, Узбекистан
ufi Approved Event

TGC

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
20 – 21 мая 2014
Аваза, Туркменбаши, Туркменистан

CASPIAN OIL & GAS

21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
3 – 6 июня 2014
Баку, Азербайджан
ufi Approved Event

2014 MOSCOW 21ST WORLD PETROLEUM CONGRESS

21-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА 21 WPC
15 – 19 июня 2014
Москва, Россия, МВЦ «Крокус Экспо»

SOUTH RUSSIA OIL & GAS

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»
2 – 4 сентября 2014
Краснодар, Россия

EAST MEDITERRANEAN OIL & GAS

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»
9 – 10 сентября 2014
Пафос, Кипр

GLOBAL OIL & GAS PROFESSIONAL FORUM HUMAN RESOURCES

2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ФОРУМ «НЕФТЬ И ГАЗ. КАДРОВЫЕ РЕСУРСЫ»
23 – 24 сентября 2014
Абердин, Шотландия

KIOGE

22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
30 сентября – 3 октября 2014
Алматы, Казахстан
ufi Approved Event

MANGYSTAU OIL & GAS

9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
11 – 13 ноября 2014
Актау, Казахстан

OGT

19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
18 – 20 ноября 2014
Ашхабад, Туркменистан

EAST AFRICA OIL & GAS

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»
ноябрь 2014
Дар-эс-Салам, Танзания

MYANMAR OIL & GAS

2-я НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА
9 – 12 марта 2015
Янгон, Мьянма

AROG

4-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
март 2015
Ставангер, Норвегия

TUROGE

14-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
март 2015
Анкара, Турция

MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
23 – 26 июня 2015
Москва, Россия
ufi Approved Event

RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015
23 – 25 июня 2015
Москва, Россия

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru
W www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
T +44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com
W www.oilgas-events.com

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25
e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК

XIII международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

8 - 10 октября 2014

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

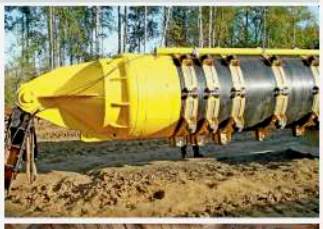
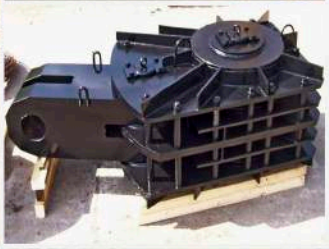
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

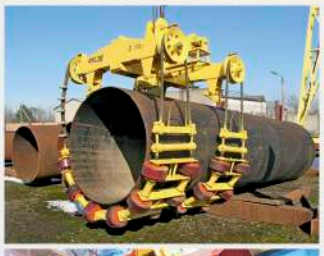
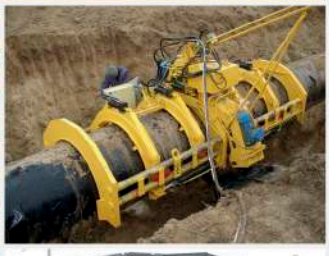
runeft.ru отраслевой портал

ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество
«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки);
- другое специальное оборудование.

Внесено в Реестр оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

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

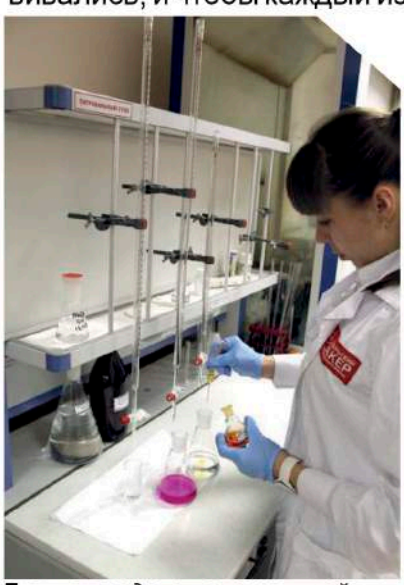
Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3
тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67
e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz

ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

УВАЖАЕМЫЕ ПАРТНЕРЫ!

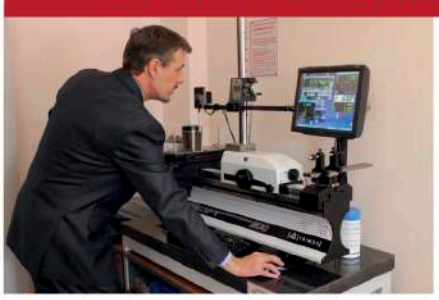
НПФ «Пакер» приглашает Вас ознакомиться со своей корпоративной культурой. Мы не только перенимаем опыт различных российских и зарубежных предприятий, но и передаем его всем желающим развивать свои компании. Мы позиционируем себя как открытую площадку по обмену опытом в части формирования корпоративной культуры компаний России. Мы стремимся, чтобы предприятия России развивались, и чтобы каждый из нас делал мир добрее и теплее.

С уважением,
директор ООО НПФ «Пакер»
М.М. Нагуманов

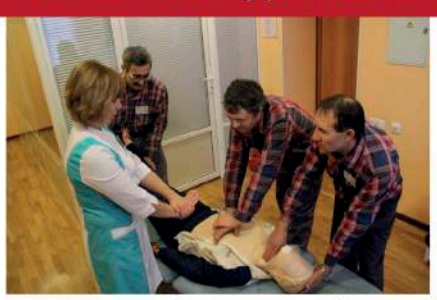


Главная задача центральной заводской лаборатории – качественный контроль материалов

ПРИГЛАШАЕМ ПОСЕТИТЬ НАШЕ ПРЕДПРИЯТИЕ



Проводится контроль калибра в метрологической службе

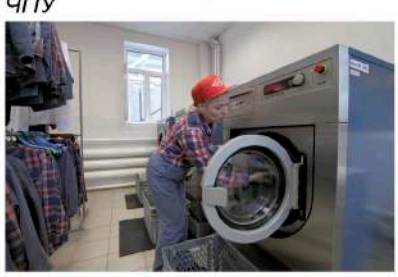


Ежегодное обучение сотрудников по оказанию первой помощи

На участке токарных станков с ЧПУ

Обеды сотрудников оплачивает предприятие

Свежевыжатый апельсиновый сок - ежедневно каждому сотруднику



Прачечная по стирке спецодежды

На участке фрезерных станков с ЧПУ

С 2013 года оборудованы места для отдыха

По вопросам посещения предприятия обращайтесь на электронную почту директора: **NagumanovM@npf-paker.ru**, а также к:

Шакировой Айсылу Сабирьяновне
Специалисту службы оптимизации производственных процессов
8 (34767) 5-38-74
E-mail: ShakirovaAS@npf-paker.ru

452606, Российская федерация, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7
т.: (34767) 6-63-64,6-71-91; факс: (34767) 6-75-15

E-mail: mail@npf-paker.ru
http:// www.npf-paker.ru