ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №5 (44) СЕНТЯБРЬ 2015

mokveld

ОСЕСИММЕТРИЧНАЯ ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

- РЕГУЛИРУЮЩИЕ И АНТИПОМПАЖНЫЕ КЛАПАНЫ
- ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ
- ДРОССЕЛЬНЫЕ КЛАПАНЫ
- ОТСЕЧНЫЕ КЛАПАНЫ И СИСТЕМЫ HIPPS
- КЛАПАНЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ГИДРОУДАРА

Тел. +380 (542) 775-071
mokveld@mokveldm.com
www.mokveld.com

СНКМЗ
ГРУПП

MULTITECH
Комплекс оборудования
(двухпакерный)
для проведения селективного ГРП
КОУС-ДПК ГРП-СО
Предназначен для гидравлического разрыва пласта,
тампонажных работ, кислотной обработки, испытания пласта,
выявления негерметичности обсадной колонны.
Компоновка позволяет
• Воздействовать на пласт селективно, выборочно и многократно;
• Изменять местоположение установки оборудования.
452683, РФ,
Республика Башкортостан,
Нефтекамск, Магистральная, 19
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 5 (44) сентябрь 2015

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:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko@runeft.ru

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

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
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 08-15/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 01.09.2015
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Бурение **9**

Е.В. Беленко, Л.И. Воеводин. Бентонитовые нано-золи — «голубая кровь» современной российской индустрии 10

«Шоллер-Блэкманн Даррон»: оборудование для бурения скважин 12

Добыча **14**

А.М. Насыров. Управление осложнениями в добыче нефти 16

Е.А. Гладий, А.Ф. Кемалов, В.И. Гайнуллин, Т.С. Бажиров
Оценка эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания нефти термохимическим способом 18

Н.А. Лыкова. Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов 21

И.В. Валекжанин, К.К. Резвова, А.Р. Ахтямов, В.В. Рагулин, А.И. Волошин
Комплексный подход к предупреждению солеотложения в условиях Ванкорского месторождения 26

В.Н. Мамаев, А.Р. Мавзютов, А.Р. Эпштейн, Я.Р. Сафаров
Предотвращение выноса песка из добывающих скважин 31

Д.Ю. Самойлов, В.В. Самойлов, В.С. Воронков, Ф.А. Галиев
Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов 34

Коррозия **37**

М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, И.Ф. Калачев
Преимущество порошковых покрытий для защиты НКТ 37

Л.Г. Тощевиков, В.К. Миллер, Э.Е. Садиоков, Д.А. Назаров
Решение проблемы коррозии ГНО малодебитного фонда скважин 41

Газовая промышленность **46**

С. А. Скрылев. Центр газовой науки и практики 46

В.П. Тюрин, С.В. Скворцов, А.С. Самойлов, А.Н. Нестеренко
Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей 49

Оборудование **56**

С.Я. Жуков, Ю.А. Боровков, А.С. Павленков, В.В. Давыдов
ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» 56

Применение алюминиевых сплавов в нефтегазовой промышленности 62

ТРАНСПОРТИРОВКА

Арматура **66**

Ю.Л. Рухлов, Д.В. Ишуткин. Mokveld Valves приглашает к долгосрочному сотрудничеству 66

В.В. Бушмелев Независимая инспекция — инструмент повышения эффективности нефтегазовых проектов 70

Переработка **73**

А.М. Мазгаров, А.Ф. Вильданов, Ф.А. Коробков, Т.И. Комлева, И.К. Хрущева, А.И. Набиев
Промысловая очистка нефтей от сероводорода и меркаптанов 73

Спецтехника **78**

КИПиА

Диагностика **83**

И.Л. Валышков. «Wavemaker» — длинноволновая ультразвуковая система для диагностики и мониторинга трубопроводов 83

Р.А. Романов. Балансировка роторов динамического оборудования 86

Измерительные приборы **89**

Д.П. Кнышук. Контроль энергопотребления с помощью многоканального счетчика электроэнергии PMAC201-HW 92

Программное обеспечение **94**

М.Р. Хатимов, А.В. Богачёв, Б.М. Низамеев, Д.А. Рыжов
Основные решения и преимущества СУУТП 94

С.П. Титов. Оборудование Мицубиси Электрик для задач автоматизации процессов нефтедобычи 98

Мероприятия **102**

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

EXPOSITION
OIL & GAS

ISSUE:
5 (44) september 2015

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:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

CORRECTOR:
Oksana Gunko / gunko@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

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

ISSUE DATE:
01.09.2015

CIRCULATION:
10 000 copies

Oil production **14**

Evgeny A. Glady, Alim F. Kemalov, Vasil I. Gainullin, Tynlybek S. Bazhirov
Assessment of the effectiveness of a widely used reagentdemulsifier
in the thermochemical dehydration of oil 18

Natalya A. Lykova Devices for protection ESP from severe downhole conditions 21

Ilya. V. Valekzhanin, Kristina. K. Rezvova, Azamat. R. Akhtyamov,
Victor. V. Ragulin, Alexander. I. Voloshin. An integrated approach to the prevention
of scale in terms of the Vankor field 26

Vladislav N. Mamaev, Askar R. Mavzutov, Arkady R. Apshtein, Yan R. Safarov
Preventing the sand failure of oil production wells 31

Denis Yu. Samoilov, Vladimir V. Samoilov, Vasiliy S. Voronkov, Farit A. Galiev
Development and application of automated control system of the well to increase oil recovery 34

Lev G. Toschevikov, Veronica K. Miller, Eduard E. Sadiokov, Dmitry A. Nazarov
The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells 41

Gas industry **46**

Victor P. Tyurin, Sergey V. Skvortsov, Alexander S. Samoylov, Alexander N. Nesterenko
Survey of the simulation methods of the gas-condensate wells with multi-stage fracturing
to the Achimov deposits 49

Oil refining **73**

Akhmet M. Mazgarov, Azat F. Vildanov, Fedor A. Korobkov,
Tatiana I. Komleva, Irina K. Khrusheva, Airat I. Nabiev
Oil treating for hydrogen sulfide and mercaptans under field conditions 73

Automaton **94**

Marat R. Khatimov, Andrey V. Bogachev, Bulat M. Nizameev, Denis A. Ryzhov
Main solutions and advantages of Yokogawa' APC 94

Activities **102**

Уважаемые коллеги!
Дорогие друзья!

Поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

ТЭК — одна из ключевых отраслей российской экономики. Надежное снабжение энергоресурсами позволяет решать широкий круг задач экономического развития: от создания новой инфраструктуры до проведения технологической модернизации. От того, насколько эффективно работает ТЭК, во многом зависит и безопасность нашей страны.

Нынешний год прошел под знаком празднования 70-летия Победы в Великой Отечественной войне. Мы навсегда сохраним память о подвиге советских нефтяников и газовиков. Своим героическим трудом они обеспечивали бесперебойную работу заводов и предприятий, перебазированных с оккупированных фашистами территорий, поставки на фронт горючего. После войны в рекордно короткие сроки энергетическое хозяйство страны было восстановлено. Мастерство, готовность делиться опытом с молодыми — этот багаж, накопленный нашими отцами и дедами, позволил стране стать мировым лидером по добыче нефти и газа. Убежден, что молодое поколение сохранит и приумножит лучшие традиции отечественного ТЭК, станет им достойной сменой.

Сегодня, несмотря на сильное внешнее давление и неблагоприятную ситуацию на международном рынке, отечественный нефтегазовый комплекс продолжает стабильно работать. Объем добычи нефти в 2014 году достиг максимального уровня после распада СССР — 526,7 млн тонн. Новые перспективы развития газовой отрасли связаны с реализацией программы по Восточному вектору.

В этот праздничный день хочу пожелать российским нефтяникам и газовикам удерживать заданную высокую планку, не останавливаться на достигнутом, всегда идти только вперед! Всем вам крепкого здоровья, личного счастья и достижения намеченных целей!

Министр энергетики
Российской Федерации
Александр Новак

Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

В этом году мы отмечаем замечательную дату: шестидесятилетие важной газовой подотрасли — подземного хранения газа. Я особо хочу сегодня поздравить всех наших коллег, работающих в этой сфере. Благодаря развитой системе ПХГ «Газпром» обеспечивает надежное газоснабжение отечественных и зарубежных потребителей в самый ответственный период сезонных пиковых нагрузок. Реконструкция, расширение действующих и обустройство новых хранилищ газа, без сомнения, является одним из ключевых направлений нашей работы.

Коллеги, мы встречаем свой профессиональный праздник, имея за плечами исторически значимые достижения, а впереди — государственной значимости глобальные проекты. Убежден, что ваш профессионализм, опыт позволят «Газпрому» достичь искомых рубежей.

От всей души желаю всем крепкого здоровья, счастья, благополучия вам и вашим семьям.

С праздником!

Председатель Правления
ОАО «Газпром»
Алексей Миллер

НОВИНКА!

НЕПРЕРЫВНЫЙ ГИРОСКОПИЧЕСКИЙ ИНКЛИНОМЕТР GYROTRACER DIRECTIONAL™

Непрерывный гироскопический инклинометр GyroTracer Directional™— это высокоточный надежный прибор для подземной навигации, который применяется в нефтегазовой, горнорудной, угледобывающей, строительной и других отраслях. Gyro Tracer Directional™ предназначен для измерения зенитного угла, географического азимута и угла установки отклонителя бурильного инструмента относительно абсидальной плоскости и географического меридиана с целью определения пространственного положения скважин любого профиля. Гироинклинометр может использоваться в геофизических исследованиях вертикальных, наклонных, наклонно-горизонтальных, горизонтальных, обсаженных, необсаженных скважин, при вырезке колонны, установке клиньев, бурении боковых стволов скважин старого фонда. Данный прибор позволяет определить кривизну скважины для оптимизации спуска оборудования, а также месторасположения ЭЦН. Используя новейшие технологии, компания SPT AB применяет в этом устройстве миниатюрный динамически настраиваемый гироскоп (ДНГ) для определения направления скважины.

GyroTracer Directional может работать как в кабельном варианте через геофизический кабель, модуль телеметрии и наземный прибор, так и в батарейном варианте. Инклинометрическая съемка GyroTracer Directional™ может осуществляться как в точечном, так и в непрерывном режимах. В непрерывном режиме измерения проводятся со скоростью до 150м/мин. без ограничений по ориентации скважины, данная съемка помогает существенно экономить время исследований. Съемка в точечном режиме проводится при остановках скважинного прибора. Длительность точечного замера составляет всего 1 минуту. Перед началом съемки не требуется предварительная калибровка и ориентирование прибора в устье.

В отличие от других каротажных или магнитных инструментов, показания GyroTracer Directional™ не подвержены воздействию магнитного поля. Его можно использовать при проведении геофизических исследований скважин в колонне в магнитно-неустойчивых зонах. Непрерывный гироскопический инклинометр состоит из скважинного прибора, наземной панели, батарейного модуля, набора центраторов и ориентирующего наконечника. Программное обеспечение для работы с инструментами SPT AB очень надежно и легко в использовании.

Технические преимущества

Обеспечивает высокоточную и надежную инклинометрию скважин
Не подвержен влиянию магнитного поля Земли
Не требует предварительной калибровки и ориентации в устье перед началом замера
Непрерывный режим съемки
Высокая скорость движения скважинного прибора по стволу скважины до 150м/мин
Не требует дополнительных приспособлений
Измерение азимута относительно "истинного Севера"
Экспорт измеренных данных в Excel и другие стандартные форматы
Оптимальные массогабаритные характеристики прибора, компактность, мобильность

Технические характеристики

Диапазон измерения азимута, град. 0-360°
Погрешность измерения азимута:
при w < 60° (w – широта места), град. ± (1,2°–1,8°)
при w > 60°, град. ± (0,6-0,9) secw
Погрешность определения координат в непрерывном режиме:
0,2% от пройденного пути.
Диапазон измерения зенитного угла, град. 0–180°
Погрешность измерения зенитного угла, град. ± 0,1°
Диапазон измерения угла установки отклонителя, град. 0-360°
Погрешность измерения угла установки отклонителя, град. ±1,0°
Диапазон рабочих температур –30°C до +85°C
Диапазон рабочих температур в высокотемпературном режиме – 30 °C до +150 °C
Максимальное рабочее давление скважинного прибора 70 МПа
Скорость съемки до 150 м/мин

Габаритные размеры

Диаметр скважинного прибора 45 мм
Длина сенсорного модуля 950 мм
Длина модуля телеметрии 400 мм
Длина батарейного модуля 700 мм
Вес 8 кг
Габариты наземной панели
165 мм x 220 мм x 85 мм
Вес назменой панели 1 кг

SPT™
Evolution in downhole navigation systems

Адрес: 129164, г. Москва,
Ракетный бул., д.16, оф.10
Тел./факс: +7499 995 13 45

info@stockholmprecisiontools.com

Бентонитовые нано-золи — «голубая кровь» современной российской индустрии

Е.В. Беленко
[1]главный специалист по буровым растворам

Л.И. Воеводин
[1]директор по стратегическому развитию

[1]ОАО «Бентонит», Курган, Россия

Технологический прогресс в области подготовки и применения природных нано-материалов опирается на совершенствование методов диспергирования ионно-ковалентных структур, а также модификацию их поверхности адсорбционными слоями специальных ПАВ. Особе место среди промышленно значимых осадочных пород с развитой структурой занимают слоистые алюмосиликаты — бентониты, переживающие настоящий технологический ренессанс в связи с вовлечением в активную разработку российских месторождений.

Промышленное применение бентонитовых порошков чрезвычайно разнообразно. Они применяются в бумажной промышленности, в производстве красок и покрытий, для модификации реологических свойств, структурообразования и обеспечения седиментационной устойчивости буровых растворов. Благодаря своим каталитическим и сорбционным свойствам бентониты применяются в качестве носителей пестицидов, адсорбентов для удаления отходов жизнедеятельности животных, катализаторов или носителей катализаторов, в качестве осветлителей при производстве рафинированных масел, а также в фармакологии.

Способность бентонита к самоорганизации с образованием технологически эффективных наноразмерных структур определяется содержанием в его составе породообразующего минерала монтмориллонита (от Монтморильйона, города в провинции Пуато, Франция). Эквивалентный диаметр частиц монтмориллонита может достигать размеров от 0,1 до 2 мкм и в среднем составляет величину порядка 0,5 мкм. Частицы имеют неправильную (нерегулярную) форму. Они могут иметь компактную упаковку, но почти всегда находятся в расслоенном состоянии и выглядят как повернутые друг относительно друга в различных направлениях листы бумаги. На боковых поверхностях слоистых силикатов расположены функциональные группы, заряженные положительно при низких значениях pH и отрицательно — при высоких значениях pH суспензии.

Замечательным свойством монтмориллонита является его способность к расслаиванию на отдельные силикатные слои или тонкие ламеллы под действием солей лития и натрия. Этим объясняется явление последовательного набухания и диспергирования бентонита в водной среде с образованием структурированного нано-золя. В 10%-ном водном растворе бентонит образует тиксотропный нано-золь, в котором подвижность частиц ограничена взаимодействиями типа боковая грань — базальная плоскость.

Способность к образованию востребованного промышленностью нано-золя с высокой вязкостью и структурной прочностью присуща бентонитам определенного кристаллографического строения, характеризующегося следующими базовыми показателями:

- содержание монтмориллонита – не менее 75%. Данный показатель не может быть улучшен за счет физико-химической модификации бентонитового сырья и полностью определяется природными особенностями месторождения;
- наличие изоморфных замещений катионов алюминия в кристаллической решетке на «аналогичные» по размеру катионы магния или железа;
- относительно высокий эффективный электростатический заряд слоя монтмориллонита, за счет чего нано-золь устойчив к коагуляции;
- отсутствие электрофоретической подвижности частиц нано-золя в интервале pH = 3,5–4,5. Данное свойство обеспечивает высокую агрегативную устойчивость нано-золя в технологически приемлемой щелочной среде.

Квинтэссенцией российской бентонитовой промышленности является Зырянское месторождение (Курганская область) ОАО «Бентонит», сочетающее высочайшее качество природного монтмориллонитового сырья с передовыми методами производства бентопорошков. Многостадийный процесс послойной выемки сырья из карьера, вылежки, сушки, модификации и дробления по научному наполнению, трудоемкости и эстетике наиболее близок к заботе о виноградной лозе. Многолетний опыт по «возделыванию» Зырянского месторождения обеспечил международное признание этой «Курганской лозы»: ОАО «Бентонит» — единственное российское предприятие, лицензированное для выпуска бентопорошка, соответствующего требованиям «API Specification 13A» класса ОСМА (Лицензия № 13A-0070 на использование монограммы API).

Уникальное сочетание высокой концентрации монтмориллонитовой минеральной основы и точечных методов поверхностной активации, позволяющих реализовать коллоидно-химический потенциал сырья, обеспечивает бентопорошку класса ОСМА следующие преимущества:

- структурно-механические и реологические свойства суспензий на основе бентопорошка ОСМА превосходят аналогичные показатели большинства глинопорошков, присутствующих на рынке;
- повышенный выход глинистого раствора из бентопорошка ОСМА обеспечивает достижение оптимальных технологических характеристик системы при минимальном удельном расходе продукта, за счет чего реализуется экономический эффект от его применения;
- беспрецедентная скорость диспергирования и пептизации бентопорошка ОСМА обеспечивает быстрый набор вязкостных и структурных характеристик суспензии, что существенно снижает время приготовления технологических жидкостей;
- высокая кинетическая устойчивость нано-золей на основе бентопорошка ОСМА позволяет успешно применять их в качестве технологических жидкостей (буровых растворов, тампонажных гидрогелей, жидкостей глушения и пр.), предназначенных для строительства нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях: бурение скважин большого диаметра в неустойчивых породах и зонах ММП; строительство скважин в интервалах, сложенных солевыми отложениями и активными хемогенными породами.

Бентопорошки класса ОСМА не содержат в своем составе синтетических полимерных загустителей и электролитических присадок, что делает данный продукт полностью экологически безопасным, в том числе, для использования в условиях безамбарного бурения в природоохранных зонах. Образующийся в результате утилизации буровых растворов на основе бентопорошка ОСМА твердофазный шлам пригоден к экономически выгодным биологическим методам утилизации: биоремедиации под действием аборигенной микрофлоры в условиях местных биогеоценозов.

ОАО «Бентонит»
г. Курган, п. Сиреневый,
ул. Центральная, 15.
+7 (3522) 436-301, 420-377
+7 (495) 629-97-61
info@bentonitkgn.ru
bentonite.ru

СЕЙСМОТЕХНИКА

DRILLMEC
DRILLING TECHNOLOGIES

ОАО «Сейсмотехника», входящее в структуру Drillmec S.p.A. и Государственного производственного объединения «Белоруснефть», является разработчиком и производителем широкой гаммы высокотехнологичного нефтепромыслового и геофизического оборудования. Основные направления выпускаемой продукции:

- Мобильные комплексы для бурения и капитального ремонта скважин с грузоподъемностью от 80 до 200 тонн;
- Стационарные буровые установки г/п до 345 тонн, производимые совместно и по технологии компании Drillmec S.p.A (Италия);
- Буровые установки г/п 320т в эшелонном исполнении для кустового бурения;
- Вибрационные источники сейсмических сигналов с толкающим усилием 20–30 тонн;
- Буровые насосы;
- Буровое оборудование;
- Системы подготовки и очистки буровых растворов.

Подробную информацию о производимом оборудовании вы можете найти в интернете на нашем сайте.

JSC «Seismotekhnika», entering in the structure of Drillmec S.p.A (Italy) and state production association "Belorusneft", is a designer and producer of wide range of high-tech oilfield and geophysical equipment. Main directions of manufactured production:

- Drilling and workover mobile rigs with load capacity from 80 to 200 tons;
- Stationary drilling rig with load capacity up to 345 tons joint production and according to Drillmec S.p.A (Italy) company technologies;
- Drilling rig capacity 320 tons echelon type for cluster drilling;
- Vibratory seismic source with the push force of 20-30 tons;
- Mud pumps;
- Drilling equipment;
- Mud system.

You could find more detailed information about the produced equipment on our website.

ОАО «Сейсмотехника»
246020, Республика Беларусь,
г. Гомель, ул. Владимирова, 16

JSC «Seismotekhnika»
16 Vladimirov str.
246020 Gomel

Тел./ph.: **+(375)232 - 423789.** *Факс/Fax:* **423771**
E-mail: **gsmt@seismo.by, sale@seismo.by**

SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility

«Шоллер-Блэкманн Даррон»: оборудование для бурения скважин

Филиал ЧК с ОО «Шоллер-Блэкманн Даррон Лимитед» поставляет оборудование для нефтяной и газовой промышленности, применяемое для бурения скважин. Компания внедряет передовые технологии, используя высококвалифицированный персонал.

Главное кредо компании: «Высокое качество и индивидуальный подход ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества».

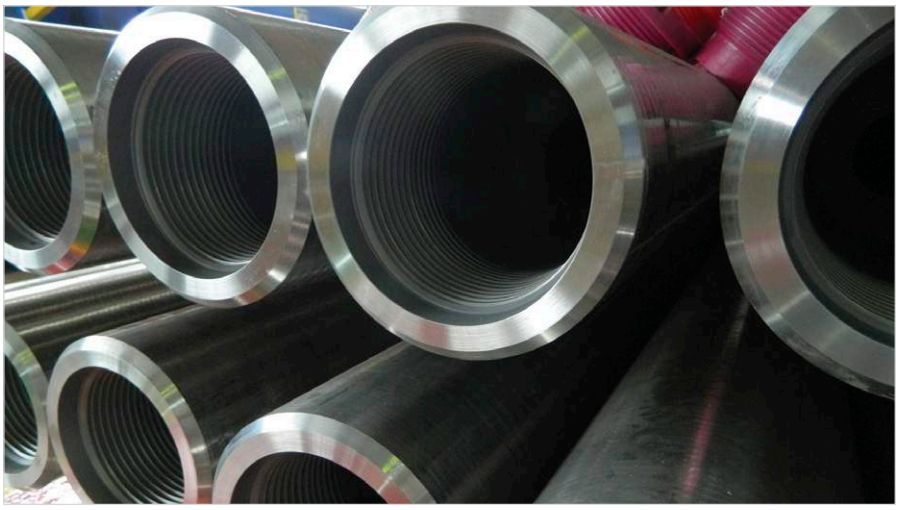
«Шоллер-Блэкманн Даррон» осуществляет свою деятельность в Российской Федерации с 2005 года, территориальное расположение – ЯНАО, г. Ноябрьск. Она занимает лидирующие позиции на рынке продаж немагнитных утяжеленных бурильных труб (НУБТ) с высокими немагнитными и механическими свойствами, обеспечивающими противостояние различным видам коррозии. Также предприятие оказывает услуги по поставке и ремонту бурового оборудования.

Все работы ведутся в производственных и ремонтных цехах на собственной базе, расположенной в промышленной зоне города Ноябрьска.

«Шоллер-Блэкманн Даррон» предлагает следующие услуги и оборудование:

- **Производство элементов КНБК** как из собственной высокопрочной немагнитной стали, так и из материала заказчика:
  - **НУБТ, укороченные НУБТ**;
  - **стальные и немагнитные переводники, калибраторы, стабилизаторы, подъемные патрубки.**
- **Контроль и дефектоскопия оборудования**. Работы проводятся с применением полного спектра измерительных устройств и приспособлений, проникающих реагентов и ультразвуковых систем, которые обеспечивают квалифицированную техническую оценку состояния оборудования. Компания предоставляет сертифицированных API и Ростехнадзором инспекторов на буровые и производственные базы заказчиков по всей территории России и стран СНГ.
- **Винтовые забойные двигатели компании BICO**, основной особенностью которых является наличие роторов, покрытых карбидом вольфрама и профилированных статоров (с увеличенной почти в два раза мощностью).

Преимущество «профилированной» силовой пары:



626726, Россия, Тюменская обл., ЯНАО, г. Ноябрьск, промзона, панель XI. +7 (3496) 34-45-76, 34-30-62. sbdr_operation@mail.ru

SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA

DARRON

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility

– **Новые статоры SpiroStar** компании BICO обеспечивают беспрецедентную прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толщины. Эта революционная конструкция удваивает мощность при фактическом устранении гистерезиса. Традиционно гистерезис является главной причиной поломок силовых узлов.
– Уникальный статор SpiroStar подвержен меньшему набуханию вследствие воздействия температур и агрессивной химической среды, тем самым позволяя использовать его в более жестких условиях, чем обычные статоры.
– Устойчивость SpiroStar к более высоким температурам позволит преодолеть существующие пределы производительности и переопределить область использования ВЗД.
Прочность, долговечность и возросшая выходная мощность делают статоры – SpiroStar разумным выбором оптимальной производительности в сегодняшних непрерывно изменяющихся и агрессивных средах проведения работ.

Амортизаторы SHOCK EZE компании BICO, применяются в составе КНБК для поглощения ударных нагрузок и гашения вибрации при бурении.

Преимущества амортизаторов Shock-EZE:
– Более высокая скорость проходки — резцы остаются в непрерывном соприкосновении с породой, способствуя гашению вертикальных колебаний и вибрации.
– Увеличение срока эксплуатации резцов и подшипников посредством минимизации сколов резцов, а также снижения пиковых нагрузок на подшипники.
– Увеличенный срок службы бурильной колонны и других узлов буровой установки, таких как навигационная электроника и бурильная колонна, вследствие гашения вибрации и осевых ударных нагрузок.

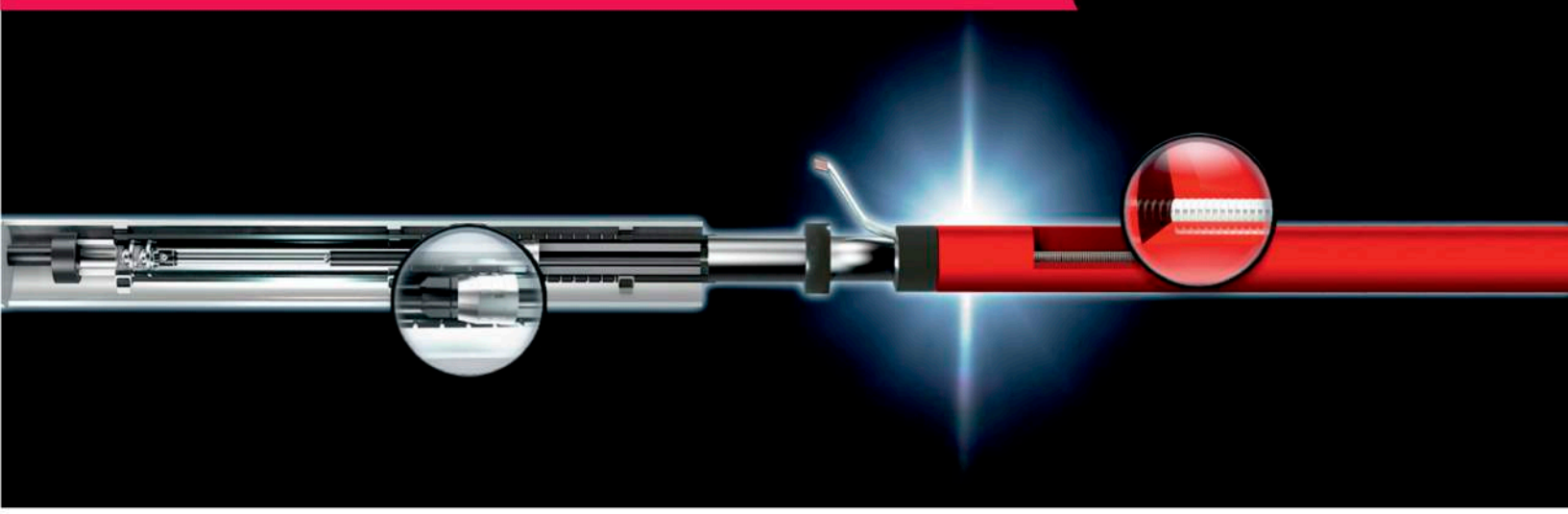
• **Гидромеханические бурильные ясы Hevi-Hitter** компании BICO, являются надежной гарантией успешного осуществления программы бурения. Применяются в составе КНБК для освобождения бурильных колонн от прихвата в процессе бурения, что позволяет избежать дорогостоящих аварийных работ.

Характеристики бурильных ясов Hevi-Hitter компании BICO:
– Механическая блокировка позволяет избежать необходимость открывать яс перед подачей в скважину и эффективно устраняет непредвиденные срабатывания при спуско-подъемных операциях.
– Осевой регулятор вязкости — обеспечивает устойчивость гидравлических пауз с помощью компенсации изменений вязкости гидравлической жидкости, вызванной колебаниями температур.
– Прочная система шлицевых соединений — обеспечение надежной передачи мощности.
– Номинальная установка затвора может быть установлена таким образом, что яс может эксплуатироваться как в условиях натяжения, так и сжатия.

• **PBL-Система Обхода Многократной Активации** (циркуляционный переводник). Это простой и надежный инструмент, разработанный для облегчения многих операций в бурении, освоении и капитальном ремонте скважин, помогающий сократить количество спуско-подъемных операций и время строительства скважины, таких как:
– Закачка всех типов наполнителей, включая агрессивные и цементные композиции.
– Увеличение объемов циркуляции для полной очистки скважины, сокращая количество «холостых» оборотов забойного двигателя и увеличивая скорость проходки.
– Увеличение скорости потока в затрубном пространстве в сильно отклоненных скважинах и горизонтальных стволах, где промывка и удаление шлама затруднены.
– Замена жидкостей.
– Промывка подводных морских стояков с ПВО.
– Кислотные и стимулирующие обработки.
– Бурение с отбором керна.

Новые технологии и оборудование: *восстановление длины и внутренней поверхности немагнитных УБТ и переводников («Stub welding» и «Internal Cladding»), защита и упрочнение резьбовых соединений НУБТ и переводников (Shot Peening и Cold Rolling), хонингование внутренней поверхности НУБТ и переводников («Internal Honing»).*

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ



УСТАНОВКА НАСОСНАЯ С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

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

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

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

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

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 28
+7 (342) 206-31-95
+7-912-88-98-331 — Директор Вдовин Эдуард Юрьевич
+7-919-44-62-651 — Главный инженер Локшин Лев Иосифович

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

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

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

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАПЛАНИРОВАНЫ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В ИЮЛЕ 2015 ГОДА.

УДК 665.62

Управление осложнениями в добыче нефти

(вступительная часть научно-производственной конференции «Методы борьбы со скважинными осложнениями. Повышение МРП ГНО»)

А.М. Насыров
к.т.н., доцент[1]

[1]Институт нефти и газа им. М.С. Гурциева, Ижевск, Россия

В зависимости от горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа существует множество осложняющих факторов.
В себестоимости добычи нефти затраты на преодоление осложняющих факторов в среднем составляют 25–40%, в некоторых случаях достигают 50% от эксплуатационных затрат и даже превышают их.

Основными осложняющими факторами в добыче нефти являются:

1. Отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ) в трубах и в насосном оборудовании.
2. Отложения неорганических солей.
3. Образование высоковязких эмульсий, высокая вязкость добываемой нефти.
4. Коррозия скважинного и нефтепромыслового оборудования.
5. Влияние мехпримесей на работу насосного оборудования.
6. Работа скважинного оборудования в наклонно-направленных и искривленных скважинах.
7. Высокий газовый фактор
8. Образование газогидратных отложений при добыче газа и нефти.

Нефтедобывающие предприятия разрабатывают и осуществляют комплекс организационных и технических мероприятий по борьбе с осложняющими факторами. Эти мероприятия выполняются по двум направлениям:

1. Предупреждение и периодическое устранение (ликвидация) осложняющих факторов.
2. Адаптация промыслового, скважинного оборудования и технологию к работе в условиях осложняющих факторов.

Следует заметить, что для борьбы с постоянными проявлениями осложняющих факторов необходимо создавать постоянные подразделения (производственные, технологические, научно-исследовательские), если осложняющие факторы имеют временный характер — прибегают к услугам сервисных организаций.

В любом случае требуется детальное изучение условий образования осложняющих факторов и разработка высокоэффективных организационно-технических мероприятий по предупреждению их.

Несмотря на значительные различия в интенсивности проявления осложняющих факторов и применяемых методов борьбы с ними в разных нефтедобывающих предприятиях, система управления осложнениями в добыче нефти имеет общие закономерности. Основные элементы системы следующие.

1. Это, в первую очередь, изучение, исследования и анализ причин и интенсивности проявления осложняющих факторов, определение технологической и экономической эффективности применяемых методов борьбы с ними. Результаты анализа должны обсуждаться на совещаниях соответствующего уровня, приниматься необходимые решения, разрабатываться мероприятия.
2. Разработка комплексных мероприятий по снижению отрицательного влияния осложнений на технико-экономические показатели работы предприятия. Как правило, мероприятия составляются на один год с разбивкой по кварталам. В некоторых случаях могут составляться на перспективу — на два, три, и более лет. Перспективные мероприятия, как правило, предусматривают внедрение новых технических и технологических решений.
3. Организация реализации мероприятий. Они должны быть расписаны по подразделениям, по объемам, по срокам выполнения, а также назначены конкретные исполнители. Также для реализации мероприятий их нужно обеспечить финансовыми и трудовыми ресурсами в необходимом объеме.
4. Контроль над ходом выполнения. Каждый пункт мероприятия имеет ответственного за выполнение и ответственного за контроль над выполнением. Ответственный за контроль требует ежемесячно от подразделений письменный отчет по выполнению мероприятий, проверяет достоверность информации с выездом на место.
5. Обучение кадров. Это один из важных элементов управления осложнениями. Эффективная борьба с осложнениями требует и соответствующую подготовку специалистов. Теоретическая и практическая подготовка специалистов ведется курсовыми обучениями, практическими занятиями, семинарами, обменом передовым опытом и другими методами.
6. Организация промышленных испытаний новых технологий. Новые технологии принимаются к испытанию по результатам обсуждения на научно-технических советах предприятия. Создаются программно-целевые группы

по внедрению новой технологии. По результатам испытаний принимаются объемы внедрения на первый и последующие годы.

7. Стимулирование кадров за успешную работу по борьбе с осложнениями. Стимулирование производится по результатам рейтинга по успешному решению вопросов снижения осложнений.

Изменения последних лет в технологиях борьбы с осложнениями

В методах удаления АСПО произошли определенные изменения. Вместо горячей обработки нефтью начали применять растворы моющих веществ в теплой пресной воде. Однако эта технология не подходит для промывки УЭЦН. Смешиваясь с пластовой водой, из-за несовместимости пресная вода инициирует возникновение микрокристаллов солей, которые тормозят и заклинивают УЭЦН. Также не рекомендуется закачка пресной воды в малообводненные скважины при любом способе эксплуатации. Поэтому основными объектами промывки водными растворами ПАВ являются обводненные скважины, оборудованные СШНУ, ШВН, ЭВН и другие. На этих объектах эффективность промывок не хуже, чем горячей нефтью. Однако надо заметить, что стоимость промывок водными растворами ПАВ дороже, чем нефтью. Кроме того, в случае отказа насосного оборудования в процессе промывки оставшаяся пресная вода может замерзнуть в устьевой обвязке. Единственное преимущество использования водных растворов ПАВ для удаления АСПО — культура производства и безопасность работ.

Достаточно успешно начал применяться электропрогрев с помощью нагревательных кабелей, хотя эта технология энергозатратная. Однако в условиях бездорожья и малоэффективности промывок данная технология вполне применима.

Чаще начали применять углеводородные растворители, которые никогда не вызывают побочных осложнений. Кроме того, растворитель как нефтепродукт после использования реализуется вместе с нефтью, что снижает стоимость обработки.

Некоторые предприятия применяют НКТ, футерованные эмалью на скважинах, оборудованных УЭЦН, что позволяет кратно снижать операции по спуску скребка. В «Удмуртнефти» УЭЦН начали спускать на стеклопластиковых НКТ, что одновременно устраняет коррозию и АСПО.

В области защиты от коррозии в большей степени начали применять внутреннюю футеровку стальных трубопроводов, неметаллические трубопроводы, также металлопластиковые трубы. Они практически полностью снимают проблему коррозии, однако деформируются при высоких температурах и в кислотных средах (полиэтилен).

В «Удмуртнефти» в системе сбора применяли трубопроводы из специальных сортов чугуна, в частности чугун с шаровидным графитом в структуре, однако об успешности их применения достоверных сведений нет.

В нагнетательных скважинах сточной воды широко и успешно начали применять стеклопластиковые НКТ. Стеклопластиковые НКТ со стальными концами производства «Промтехкомплект» г. Ижевск, снимают проблему резьбовых соединений, но не допускают горячих промывок. Из-за разности теплового расширения могут быть нежелательные явления.

В высококоррозионных средах достаточно успешно реализуются опытно-промышленные работы по внедрению стеклопластиковых насосных штанг. Кроме того, такие работы относятся к энергосберегающим технологиям, поскольку масса стеклопластиковых штанг в четыре раза меньше стальных.

В области борьбы с солеотложениями на промыслах чаще начали применять технологические методы — предохранение смешения вод разных составов, соблюдение оптимального температурного режима в УПН, оптимальных скоростей перекачки по трубопроводам. В отдельных регионах снизили интенсивность отложений сульфида железа путем применения бактерицидов и отказа от пресной воды для ППД. Снижение вреда от солеотложений надо отнести, прежде всего, более грамотному отношению к этим проблемам со стороны специалистов.

Серьезной проблемой остается в отдельных районах вынос мехпримесей, хотя по предотвращению выноса проппанта сервисные компании, выполняющие ГРП, начали успешно применять закрепляющие реагенты.

В то же время заводы продолжают выпускать фильтры, рассчитанные на добычу чистого масла из скважины, а стандартная сетка на приеме ЭЦН защищает разве что от попадания крупных камней и хвороста. В то же время продолжаются поиски оптимальной конструкции защитных фильтров со стороны сервисных организаций. Предлагаются проволочные, пружинные и даже тканевые фильтры. Это происходит из-за отсутствия широты и глубины мысли, отсутствия глубокого анализа проблемы и путей решения. Хотя мы и предлагали оптимальные конструкции стеклопластиковых фильтров, предприятия начали даже выпускать эти фильтры, однако система тендерных закупок приводят к нулю старания специалистов.

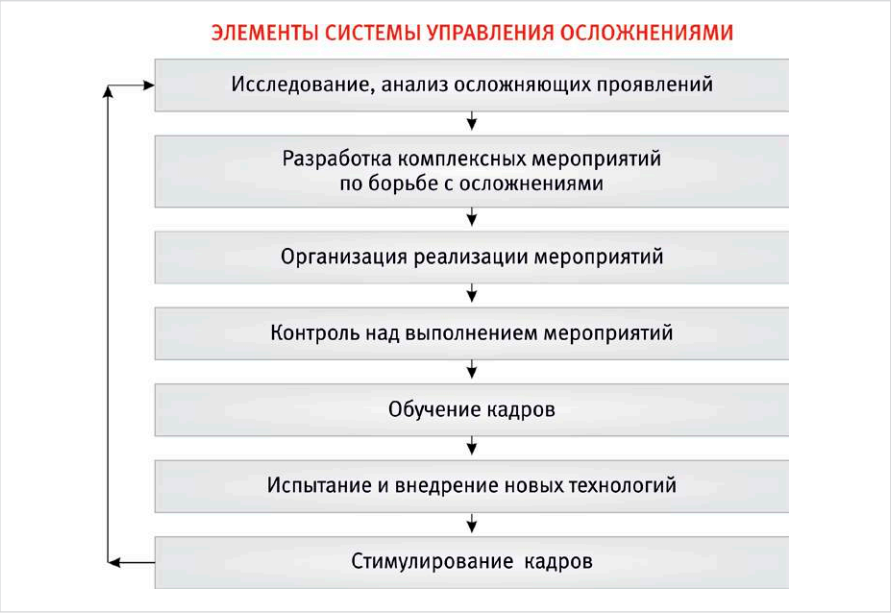
Образование высоковязких эмульсий в скважине и трубопроводах значительно затрудняют работу насосного оборудования и технологической системы в целом. Здесь, как и прежде, достаточно успешно применяются деэмульгаторы. Однако когда сама нефть имеет высокую вязкость (150 мПа и более в пластовых условиях), проблема эта решается непросто. В данном случае к положительным результатам приводит только адаптация насосного оборудования к условиям добычи высоковязкой нефти. Надо сказать, что при обводненности продукции скважины 80% и более проблема эта отпадает

Высокой аварийности насосного оборудования способствует скважины с большим темпом набора кривизны ствола. Это, прежде всего, отрицательно отражается в работе УЭЦН, ШВН. Применение соединения корпусов между насосом и двигателем с возможностью небольшого изгиба считается правильным решением, однако плохо внедряется в производство. Жалоб от производственников на плохую работу ШГН из-за кривизны не поступает, поскольку граничный зенитный угол отклонения ствола скважины от вертикали (36 градусов), при котором клапаны насоса срабатывают с задержкой, наблюдается редко.

Из-за высокой обводненности продукции большинства месторождений, актуальность проблемы высокого газового фактора снизилась. В связи с этим сведений о новых технических решениях по этому направлению не имеется.

Для успешного решения проблем, вызванных осложнениями, требуется решение комплекса задач: организационных, технических, технологических, экономических, кадровых и других. Этому в немалой степени способствует и обмен передовым опытом, издание и распространение соответствующей литературы, научно-технические семинары и конференции.

В данном выпуске журнала «Экспозиция Нефть Газ» собраны актуальные доклады на тему «Сважинные осложнения: химические, тепловые и механические методы борьбы с АСПО, коррозией, примесями и др». Материалы подготовлены авторами докладов компаний-участников научно-практических конференций: «Методы борьбы со скважинными осложнениями. Повышение МРП глубинно-насосного оборудования» (г. Ижевск, 18–19 марта) и «Практические аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 20–21 мая).



УДК 622.276

Оценка эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания нефти термохимическим способом

Е.А. Гладий
к.т.н., с.н.с.[1]
jeka_monitor@mail.ru

А.Ф. Кемалов
д.т.н., профессор, зав. кафедрой ВВНиПБ[1]
alim.kemalov@mail.ru

В.И. Гайнуллин
к.х.н., доцент[1]
vasil.gainullin@yandex.ru

Т.С. Бажиров
к.т.н., начальник отдела новых технологий[2]
tynlybek.bazhirov@gmail.com

[1]КФУ, Казань, Россия
[2]ЮКГУ им. М. Ауэзова, Шымкент, Казахстан

Работа посвящена выявлению сильных и слабых сторон широко применяемых в ПАО «Татнефть» деэмульгаторов. Проведен анализ их воздействия на нефть, а также изучены их свойства под влиянием различных факторов, таких как концентрация, температура, время, их влияние на степень эффективности деэмульсации. Выполнено сравнение основных свойств исследуемых реагентов.

Материалы и методы
Исследования эффективности деэмульгаторов проводились на эмульсиях, отобранных с добывающих скважин девонского и угленосного типа ПАО «Татнефть» методом «бутылочной пробы» .

Ключевые слова
нефть, эмульсия, деэмульгатор, исследование

Процесс нефтеподготовки очень важный этап в разработке нефти. От него зависит качество добытой нефти и производимых нефтепродуктов, а также их стоимость.

При эксплуатации нефтепромыслового оборудования в реальных условиях зачастую образуются высокоустойчивые эмульсии. В связи с этим важно выбрать соответственный метод дальнейшей технологической обработки, а также глубину отделения нефти от водяной фазы. Агрегативная устойчивость этих эмульсий измеряется временем ее существования вплоть до полного разделения жидкостей, образующих эмульсию.

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводят к образованию стойких водонефтяных эмульсий [1–4]. Они снижают показатели работы насосных установок, так как может происходить увеличение перегрузок электродвигателя или увеличение давления жидкости. Как следствие — неполадки и обрывы штанг ШГНУ, прорывы коллекторов в системах сбора нефти и газа, сбой в электрической части УЭЦН. В итоге возникает затруднение сепарации газов и предварительного сброса воды. В связи с необходимостью ведения работ по разрушению стойких эмульсий, в системах подготовки нефти имеет место наибольший рост и метало- и энергоемкости.

Для борьбы с этим явлением широко применяют обработку водонефтяных сред с помощью деэмульгаторов. Использование реагентов представляет собой достаточно сложный многофакторный процесс, успешная реализация которого зависит от скрупулезного учета влияния каждого из факторов (строение и свойства реагента, характер его взаимодействия с заряженными оболочками глобул и механическими примесями, влияние термодинамических условий и др.) на механизм и эффективность деэмульсации [5, 6].

Глубина обезвоживания нефти во многом зависит от эффективности применяемых реагентов-деэмульгаторов [7]. Целью исследования было изучение эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов в процессе термохимического обезвоживания нефти. В результате данных исследований должны быть выявлены наиболее эффективные реагенты-деэмульгаторы для эффективного обезвоживания нефти.

В качестве реагентов для сравнения были выбраны деэмульгаторы, которые в получили широкое промышленное применение в ПАО «Татнефть», а именно Рекод-118 А2/3, Интекс-720 и Реапон-ИК2М.

Исследования эффективности каждого реагента проводились на эмульсиях, отобранных с добывающих скважин девонского и угленосного типа ЦДНГ-5 НГДУ «Альметьевскнефть» и ЦДНГ-2, ЦДНГ-3 НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть». Для приготовления представительных эмульсий для каждого промысла отбирали пробы с нескольких добывающих скважин (таб. 1), которые затем смешивались, моделируя

Смесь скважин	Горизонт	Плотность эмульсии, кг/м³	Содержание воды, % мас.
№ 284, 9535, 20150, 20338	девон	860	65
№ 3559, 20570, 20693, 32756	девон	847	55
№ 3141, 15644, 15730, 26852	карбон	962	46
№ 1301, 3818, 3805, 3858	карбон	971	47

Таб. 1 — Характеристика нефтей

№	Тип реагента	Удельный расход, г/т	Объем отделившейся воды, % за время, мин														Остаточное содержание воды, %
			10	20	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	
1	Реапон-ИК2М	40	1,5	1,5	1,5	2	3,1	4,6	5,4	7,7	8,5	10,0	63,1	73,8	95,4	100,0	0,0
2	Интекс-720	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	24,6	58,3
3	Рекод-118 А2/3	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	4,6	7,7	10,8	12,3	38,5	50,8	69,2	95,4	7,9
4	Реапон-ИК2М	50	2,0	2,5	3	3,5	6,2	21,5	29,2	36,9	39,2	41,5	60,0	69,2	96,2	100	0,0
5	Интекс-720	50	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	20,8	27,7	33,8	35,4	36,9	46,2	52,3	89,2	96,9	5,4
6	Рекод-118 А2/3	50	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	43,1	49,2	50,8	53,8	55,4	69,2	95,4	96,2	97,7	4,1
7	Реапон-ИК2М	60	2,0	2,5	3	4	21,5	56,9	61,5	64,6	65,4	66,2	76,9	98,5	99,2	100,0	0,0
8	Интекс-720	60	0,0	0,0	0,0	0,0	13,1	53,8	56,9	58,5	60,0	60,0	67,7	78,5	96,9	98,5	2,8
9	Рекод-118 А2/3	60	0,0	1,5	1,5	1,5	26,2	64,6	69,2	69,2	70,8	72,3	96,9	98,5	98,5	100,0	0,0
10	контроль	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65,0
Температура, °С			8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	60	60	60	60	

Таб. 2 — Исследование деэмульгирующих свойств реагентов на смеси скважин №. 284,9535,20150,20338 (ТТП)

жидкости, поступающие по направлениям.

Испытания проводились методом «бутылочной пробы» [8], согласно которому предусматривается последовательное разрушение эмульсии при температурах: 7–8°С (моделирование холодной деэмульсации в условиях ДНС), 20°С (моделирование ступени предварительного сброса), и 40–60°С (моделирование ступени глубокого обезвоживания). Время отстаивания на каждой ступени составляло не менее 2-х часов. Замеры проводили каждые 10–30 минут для получения более четкой картины по количеству выделившейся воды. Содержание остаточной воды в нефти после деэмульсации определялось на анализаторе концентрации воды в нефти АОЛ 101М. Для получения более достоверной информации об эффективности сравниваемых деэмульгаторов, реагенты дозировались в товарных формах микрошприцами при удельных расходах от 30 до 110 г/тн нефти в зависимости от агрегативной устойчивости исследуемой жидкости.

В таб. 2 и 3 представлены результаты обезвоживания представительных эмульсий девонской нефти выбранными реагентами по направлениям.

Из приведенных данных видно, что лучшим оказался реагент марки Реапон-ИК2М, проявляющий деэмульгирующую активность даже при холодном отстаивании при всех удельных расходах реагента, достигая при этом глубины обезвоживания нефти 100%. Интекс-720 показал результаты похуже, начинал в основном действовать при температуре 20°С и достигая степень обезвоживания нефти максимум 98% при удельном расходе реагента в 60 г/т, а реагент марки Рекод-118 А2/3 занимает промежуточное положение.

В таб. 4 и 5 представлены результаты обезвоживания эмульсии карбоновой нефти выбранными реагентами.

Таб. 4 (смесь скважин ЦДНГ-5 НГДУ «Альметьевскнефть») показывает, что практически все выбранные нами реагенты проявляют деэмульгирующую активность как при холодном, так и при горячем отстаивании. Однако наилучшую глубину обезвоживания показал реагент марки Реапон-ИК2М, которая составила порядка 93,5%.

Испытания, проводимые на особо стойких эмульсиях, отобранных с добывающих скважин Орловского и Зычебашского месторождений ЦДНГ-3 НГДУ "Прикамнефть" до точек подачи реагента-деэмульгатора. Результаты исследований представлены в таб. 5.

Анализ результатов показал, что при исследовании угленосных эмульсий, отобранных в ЦДНГ-3, высокая стартовая скорость и наилучшая степень водоотделения при

№	Тип реагента	Удельный расход, г/т	Объем отделившейся воды, % за время, мин														Остаточное содержание воды, %
			10	20	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	
1	Реапон-ИК2М	30	3,6	6,4	8,2	10,0	12,7	14,5	19,1	24,5	27,3	32,7	50,9	96,4	98,2	100,0	0,0
2	Рекод-118 А2/3	30	3,6	4,5	5,5	7,3	9,1	12,7	19,1	25,5	29,1	32,7	43,6	83,6	97,3	99,1	1,1
3	Интекс-720	30	1,8	3,6	4,5	5,5	7,3	9,1	18,2	29,1	34,5	38,2	58,2	96,4	97,3	100,0	0,0
4	Реапон-ИК2М	35	2,7	5,5	7,3	9,1	11,8	16,4	23,6	32,7	38,2	45,5	96,4	98,2	98,2	100,0	0,0
5	Рекод-118 А2/3	35	1,8	3,6	4,5	6,4	8,2	11,8	20,9	32,7	36,4	40,0	63,6	96,4	97,3	99,8	0,09
6	Интекс-720	35	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	5,5	14,5	38,2	41,8	49,1	94,5	98,2	99,1	100,0	0,0
7	контроль	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	53,6
Температура, °С			8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	60	60	60	60	

Таб. 3 — Исследование деэмульгирующих свойств реагентов на смеси скважин №. 3559,20693,20570,32756 (МТП)

№	Тип реагента	Удельный расход, г/т	Объем отделившейся воды, % за время, мин														Остаточное содержание воды, %
			10	20	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	
1	Реапон-ИК2М	70	2,2	5,4	9,7	14,0	23,7	30,1	36,6	47,4	56,0	58,1	68,9	71,0	71,0	73,2	18,6
2	Интекс-720	70	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	5,4	6,5	10,8	14,0	15,1	20,4	25,8	38,7	43,0	32,7
3	Рекод-118 А2/3	70	2,2	5,4	9,8	12,0	20,7	23,9	32,6	43,5	45,7	50,0	78,3	63,0	67,4	67,4	21,7
4	Реапон-ИК2М	90	30,4	65,2	69,6	80,4	83,1	85,3	89,1	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	93,5	93,5	5,3
5	Интекс-720	90	13,0	45,7	58,7	74,6	80,4	84,8	85,3	87,0	89,1	89,1	89,1	91,3	89,5	89,5	8,2
6	Рекод-118 А2/3	90	23,7	66,7	66,7	79,6	81,8	86,1	86,1	86,1	88,2	88,2	88,2	90,4	90,4	90,4	7,6
7	Реапон-ИК2М	110	34,8	71,7	69,6	82,6	84,8	89,1	89,1	89,1	91,3	91,3	91,3	93,5	93,5	93,5	5,3
8	Интекс-720	110	20,2	49,0	59,7	76,1	84,3	88,6	88,3	87,4	89,5	89,5	89,5	89,5	91,3	91,3	6,9
9	Рекод-118 А2/3	110	38,7	77,5	83,9	86,1	86,1	88,2	88,2	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	91,5	91,5	6,8
10	контроль	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	3,3	45,2
Температура, °С			8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	60	60	60	60	

Таб. 4 — Исследование деэмульгирующих свойств реагентов на смеси скважин №. 3141,15644,15730,26852 (ЦПС)

№	Тип реагента	Удельный расход, г/т	Объем отделившейся воды, % за время, мин														Остаточное содержание воды, %
			10	20	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	
1	Интекс-720	70	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	9,6	23,4	25,5	26,6	26,6	27,7	36,2	42,6	59,6	26,4
2	Реапон-ИК2М	70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	12,8	17,0	19,1	20,2	23,4	38,3	55,3	100,0	0,0
3	Рекод-118 А2/3	70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	12,8	14,9	17,0	23,4	53,2	72,3	97,9	1,9
4	Интекс-720	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	30,9	34,0	34,0	34,0	36,2	93,6	95,7	97,9	1,9
5	Реапон-ИК2М	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	16,0	20,2	23,4	24,5	27,7	53,2	91,5	96,8	2,8
6	Рекод-118 А2/3	90	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	6,4	11,7	14,9	17,0	19,1	22,3	46,8	59,6	97,9	1,9
7	Интекс-720	110	1,1	1,1	2,1	2,1	2,1	12,8	23,4	23,4	24,5	24,5	26,6	36,2	44,7	93,6	5,4
8	Реапон-ИК2М	110	0,0	0,0	1,1	1,1	3,2	21,3	34,0	38,3	38,3	38,3	40,4	95,7	97,9	98,9	0,9
9	Рекод-118 А2/3	110	0,0	0,0	1,1	2,1	4,3	22,3	40,4	40,4	44,7	44,7	66,0	93,6	95,7	97,9	1,9
10	контроль	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	45,4
Температура, °С			8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	60	60	60	60	

Таб. 5 – Исследование деэмульгирующих свойств реагентов на смеси скважин № 1301, 3818, 3805, 3858 (ЦППН)

дозировках близких к промысловым достигается деэмульгатором Реапон-ИК2М. Разрушение естественной карбонской эмульсии смеси скважин выявило, что при небольших дозировках высокая скорость водоотделения, особенно при температурах 20°С, наблюдается у образцов Интекс-720, но, к сожалению, в дальнейшем эффективность его падает. При увеличении температуры, глубина и скорость водоотделения, особенно при температурах 60°С и дозировках 90 и 110 г/т, возрастает при использовании Реапон-ИК2М.

По полученным нами результатам обезвоживания нефтей девонского и угленосного типа НГДУ «Альметьевскнефть» и «Прикамнефть» можно сказать, что наилучшую эффективность в плане степени обезвоживания и динамики отстоя воды от нефти как при холодном, так и при горячем отстаивании показал в общем реагент-деэмульгатор марки Реапон-ИК2М.

В таб. 6 представлена средняя оценка эффективности реагентов по глубине обезвоживания нефти различных направлений.

Итоги

В результате проведенных исследований наибольшую эффективность показал реагент марки Реапон-ИК2М в процессе термохимического обезвоживания нефти девонского и угленосного типа нескольких НГДУ ПАО «Татнефть».

Выводы

Обоснована необходимость и допустимость применения определенных подходов для получения более достоверной информации об эффективности сравниваемых реагентов деэмульгаторов, широко используемых в ПАО «Татнефть».

Список используемой литературы

1. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. М.: Химия, 2001. 568 с.
2. Книга Налко о воде. Изд. Второе. Под редакцией Фрэнка Н. Кеммера. McGrow-Hill Book Company. 1987. 1103 с.
3. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. 271 с.
4. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: Наука и техника, 2000. 335 с.
5. Байков Н.Н., Позднышев Т.Н., Манусов Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1981. 261 с.
6. Кошелев В.Н. Химия нефти: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. МАКС Пресс, 2009. 100 с.
7. Ребиндер П.А. Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. М.: Наука, 1978. 368 с.
8. РД 153-39.0-313-03 Методика испытаний, подбора и контроля использования деэмульгаторов при промысловой подготовки нефти. ТатНИПИнефть, 2003.

Наименование реагента	Смеси скважин по направлениям											
	ТТП			МТП			ЦПС			ЦППН		
	8°С	20°С	60°С	8°С	20°С	60°С	8°С	20°С	60°С	8°С	20°С	60°С
Реапон-ИК2М	27,7	39,2	100	15,5	39,1	100	68,2	80,2	86,7	11,4	27,7	98,6
Интекс-720	24,9	32,3	73,3	12,3	36,3	99,5	59,6	64,6	74,6	12,4	28,4	83,7
Рекод-118 А2/3	36,4	46,7	97,7	7,3	43,6	100	66,1	76,2	83,1	9,6	26,9	97,9

Таб. 6 — Средняя оценка эффективности реагентов по глубине обезвоживания

UDC 622.276

Assessment of the effectiveness of a widely used reagent-demulsifier in the thermochemical dehydration of oil

Author:
Evgeny A. Glady — Ph. D., senior researcher[1]; jeka_monitor@mail.ru
Alim F. Kemalov — Sc.D., professor, head the Department of HVO&NB[1]; alim.kemalov@mail.ru
Vasil I. Gainullin — Ph. D., associate professor[1]; vasil.gainullin@yandex.ru
Tynlybek S. Bazhirov — Ph. D., head of innovation technologies department[2]; tynlybek.bazhirov@gmail.com

[1]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
[2]M.O. Auezov South Kazakhstan State University, Shymkent, Kazakhstan

Abstract

The paper was devoted to identifying the strengths and weaknesses of demulsifiers widely used in PJSC "TatneftIt was carried the analysis of their impact on oil and was studied of their properties under the influence of various factors such as concentration, temperature, time, and their influence on the degree of efficiency demulsification. The comparison of the basic properties and summing up the final results of the work of the studied reagents were determined.

Materials and methods

Research on the effectiveness of demulsifiers, such as Rekod-118 A2/3, Intex-720 and the Reapon-IK-2M was carried out on the emulsions sampled wells in the Devonian and Carboniferous type JSC "Tatneft" method "bottle test".

Results

Studies revealed the most effectiveness of reagent Reapon-IK-2M in the process of thermochemical dehydration of Devonian oil of PJSC "Tatneft" several oil fields.

Conclusions

It was proven necessity and the validity of certain approaches to obtain more reliable information on the effectiveness of comparable reagents of demulsifiers are widely used in PJSC "Tatneft".

Keywords

oil, emulsion, demulsifier, study

References

1. Manovyan A.K. *Tekhnologiya pervichnoy pererabotki nefti i prirodnogo gaza* [Technology of primary processing of oil and natural gas]. Moscow: Chemistry, 2001, 568 p.
2. The book of Nalco about water. Ed. Second. Edited by Frank N. Kemmer. McGrow-Hill Book Company, 1987, 1103 p.
3. Pozdnyshev G.N. *Stabilizatsiya i razrushenie neftyanykh emul'siy* [Stabilization and destruction of oil emulsions]. Mocsow: *Nedra*, 1982, 271 p.
4. Tumanyan B.P. *Nauchnye i prikladnye aspekty teorii neftyanykh dispersnykh sistem* [Scientific and applied aspects of the theory of oil disperse systems]. Moscow: *Nauka i tekhnika*, 2000, 335 p.
5. Baykov N.N., Pozdnyshev T.N., Manusov R.I. *Sbor i promyslovaya podgotovka nefti, gaza i vody* [The collection and field processing of oil, gas and water]. Moscow: *Nedra*, 1981, 261 p.
6. Koshelev V.N. *Khimiya nefti: uchebnoe posobie* [Chemistry of petroleum: a manual]. Moscow: Russian state University of oil and gas I. M. Gubkin. MAKS Press, 2009, 100 p.
7. Rebinder P.A. *Izbrannye trudy. Poverkhnostnye yavleniya v dispersnykh sistemakh. Kolloidnaya khimiya* [Selected works. Surface phenomena in disperse systems. Colloid chemistry]. Moscow: *Nauka*, 1978, 368 p.
8. Guidance document Method of testing, selection and control of using demulsifiers in oil treatment, TatNIPIneft, 2003.

УДК 622.276

Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов

Н.А. Лыкова
к.т.н., ведущий математик
департамента инновационных разработок[1]
antipina@novomet.ru

[1]АО «Новомет-Пермь», Пермь, Россия

Засорение рабочих узлов установки для добычи нефти является одним из основных факторов, осложняющих добычу нефти. Как правило, отложения представляют собой прочные соединения, состоящие из нерастворимых твёрдых частиц и солей. В данной статье предлагается оборудование, предотвращающее негативное влияние механических примесей и отложения солей.

Материалы и методы

В процессе разработки устройств использовались математические модели физических процессов, сопровождающих отделение частиц от жидкости и вынос химических реагентов. Достоверность полученных результатов подтверждена соответствием результатов моделирования экспериментальным и эксплуатационным данным.

Ключевые слова

оборудование для добычи нефти, отложение солей, погружной контейнер, сепаратор механических примесей, математическое моделирование, вычислительная гидродинамика

Доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) составляет порядка 70% [1]. Интенсификация добычи нефти за последние два десятилетия сопровождается гидроразрывами пласта, увеличением глубины подвески установок и увеличением депрессии на пласт [2]. Всё это приводит к таким осложнениям при добыче нефти, как вынос твёрдых частиц, отложение солей, нерастворённый газ, высокая температура скважинной жидкости.

Отложения представляют собой поликомпонентные соединения, включающие в себя зёрна кварца, плагиоклаза, частицы гироокислов железа. Карбонат кальция и другие виды солей цементируют зёрна твёрдых пород, образуя прочные соединения [3]. Таким образом, проблема засорения вызвана двумя причинами — отложением солей и выносом нерастворимых твёрдых частиц из пласта, и для успешного решения к проблеме засорения нужно подходить комплексно.

Защита установки от отложения солей

Отложение солей на скважинном оборудовании происходит вследствие перенасыщения воды труднорастворимыми солями при изменении температуры, давления, водородного показателя pH, при выделении газа, смешивании несовместимых жидкостей.

В настоящее время наиболее востребованной технологией защиты от выпадения солей является применение ингибиторов солеотложения. Эффективность технологии зависит не только от правильности подбора ингибитора к определенной группе скважин (месторождению), осложненных солеотложением, но и от способов доставки ингибитора в проблемную зону скважины. Среди последних наибольшее распространение приобрели закачка ингибиторов через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой или через затрубное пространство с применением наземных дозировочных установок, а также подача ингибитора посредством скважинных контейнеров, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН.

Защита УЭЦН с помощью погружного контейнера имеет ряд преимуществ: простота и удобство монтажа, низкие эксплуатационные расходы. При таком способе доставки ингибитора происходит защита не только насоса, но и всего оборудования, в том числе предохраняется перегрев ПЭД. Скважинные контейнеры востребованы в первую очередь на месторождениях, расположенных в труднодоступных районах, поскольку являются автономными, надежными и достаточно эффективными в плане программируемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Фактором, ограничивающим применение погружных контейнеров, является подача ~150 м^3/сут, поскольку при дальнейшем её увеличении габариты и масса контейнера становятся избыточными для подвески к ПЭД.

Задача погружного контейнера — обеспечить длительное равномерное поступление ингибитора в пластовую жидкость. В зависимости от свойств химических реагентов используются разные механизмы его дозирования. Для твёрдого реагента нами был разработан контейнер, который основан на вытекании вязкого ингибитора под действием силы тяжести (рис. 1).

Вязкость придавалась реагенту путём его смешения с битумами. Вследствие высокой вязкости битумы обладают пределом текучести, т.е. они начинают деформироваться и течь только после того, как к ним приложено некоторое напряжение. Поэтому для моделирования вытекания смеси была использована модель Бингама [4]. Согласно этой модели, вязкость определяется по формуле:

$$\tau = \tau_c + \eta^* \dot{\gamma}, \quad (1)$$

$$\eta = \eta^* + \frac{\tau_c}{\dot{\gamma}} = K_1 \left(K_2 + \frac{1}{\dot{\gamma}}\right), \quad (2)$$

где η^* — динамическая вязкость, [кг/м•сек], τ_c — предел текучести [кг/м•сек^2], $\dot{\gamma}$ — скорость деформации [1/сек]. В одномерном случае $\dot{\gamma} = \partial v/\partial x$.

Коэффициенты K_1 и K_2 определялись на основании физического эксперимента вытекания смеси. Моделирование вытекания осуществлялось в гидродинамическом пакете ANSYS CFX, расчёт проводился для

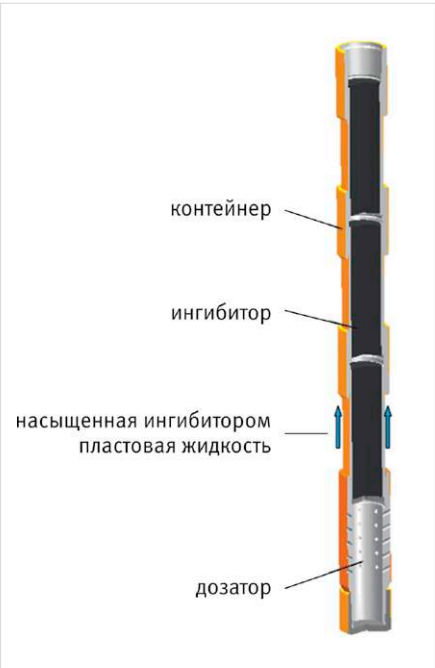


Рис. 1 — Контейнер с твёрдым реагентом

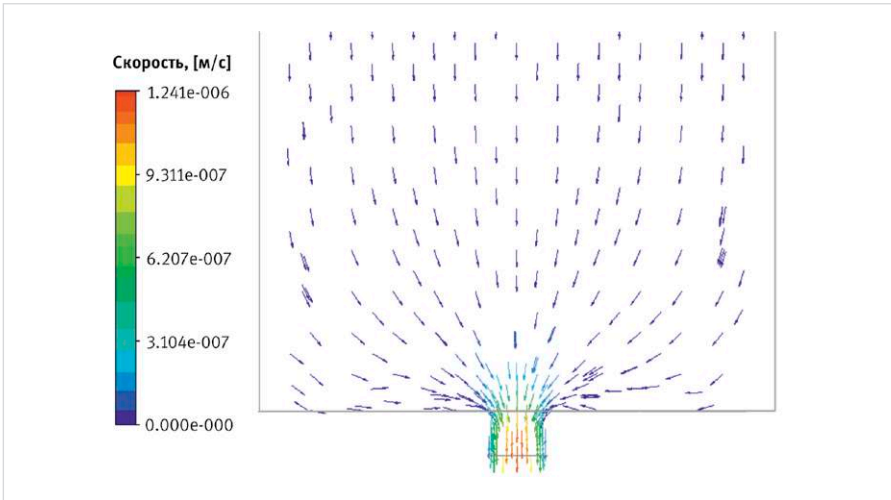


Рис. 2 — Вектора скорости смеси внутри контейнера

контейнера с одним отверстием в нижней части. В качестве граничных условий на входе задавалось давление P_1, на выходе задавалось давление P_2. На рис. 2 показано расчётное значение векторов скорости в нижней части контейнера. С помощью модели были получены геометрические параметры контейнера, гарантирующие постепенное вытекание смеси из устройства в течение 1 года.

Данная конструкция контейнера успешно прошла опытно-промышленные испытания в нефтяной компании «Аки-Отыр» [4].

В контейнере для твёрдого реагента на начальном этапе работы наблюдается максимальная скорость выноса ингибитора (рис. 3), когда высота смеси в контейнере максимальна.

Для уменьшения расхода ингибитора на начальном этапе эксплуатации была предложена конструкция контейнера для капсулированного ингибитора, заключенного в полимерную оболочку, растворимую в воде [5]. Оболочка капсул ограничивает пиковый вынос ингибитора в начальный момент эксплуатации и делает вынос ингибитора более равномерным.

Конструкция контейнера данного типа представляет собой цилиндрический корпус с отверстиями в верхней части. Добываемая жидкость через отверстия попадает в контейнер и растворяет находящийся внутри ингибитор. Затем раствор выносится через эти отверстия в затрубное пространство и предотвращает солеотложение (рис. 4).

Растворение внутри контейнера с учетом движения жидкости описывается уравнением диффузии:

$$\frac{\partial(\rho C_i)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho U_j C_i)}{\partial x_j}=\frac{\partial}{\partial x_j}\left(D_i\frac{\partial C_i}{\partial x_j}\right) \quad (3)$$

$$\Sigma C_i = 1 \quad (4)$$

где C_i — массовая концентрация, U_j — скорость, D_j — коэффициент диффузии, вычислялся по физическим экспериментам.

При расчете была использована многофазная модель. Для жидкости, омывающей контейнер, решалось уравнение (3), для ингибитора — уравнение (4). На входе расчётной области задавался массовый поток Q = 100 м³/сут, на выходе — нулевое давление, на стенках — прилипание. В качестве начального условия задавалось начальное распределение ингибитора в контейнере. В процессе расчёта вычислялось распределение ингибитора внутри контейнера, а также концентрация вынесенного ингибитора в пластовой жидкости. Сравнение эксплуатационных данных и расчёта приведено на рис. 5.

Конструкция контейнера для капсулированного реагента доказала свою эффективность, успешно пройдя опытно-промышленные испытания в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»[5].

Как отмечалось в начале статьи, зачастую проблеме отложения солей сопутствует вынос механических примесей из пластов. В таб. 1 приведён анализ выноса механических примесей из пластов месторождений ТНК-ВР Западной Сибири [6]: средний диаметр выносимых частиц и концентрация взвешенных частиц (КВЧ). Данное свойство многих скважин — постоянный вынос механических примесей в небольших количествах, было предложено использовать для дозирования реагента в скважину с помощью контейнера скважинного со шнеком.

Контейнер данного типа заполняется жидким ингибитором и содержит в верхней части устройство для отделения механических примесей, которые после отделения оседают на дно контейнера, тем самым вытесняя ингибитор. В качестве устройства для отделения твёрдых частиц используется сепарационный шнек (рис. 6).

Были разработаны две конструкции шнека: для частиц диаметром 0–150 мкм и 150–300 мкм с таким коэффициентом сепарации, чтобы заполнение контейнера происходило в течение года работы. Работоспособность предложенной схемы дозирования была подтверждена стендовыми испытаниями. Сейчас конструкция контейнера со

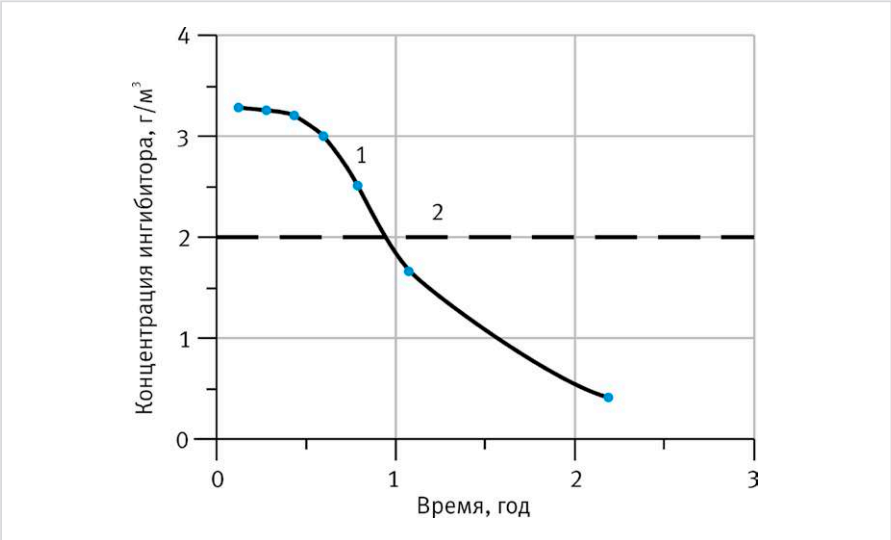


Рис. 3 — Зависимость концентрации ингибитора в пластовой жидкости от времени работы контейнера: 1 — расчёт; 2 — минимально эффективная концентрация

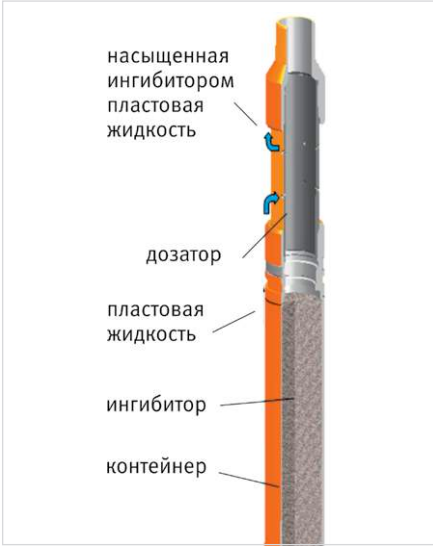


Рис. 4 — Контейнер с капсулированным реагентом

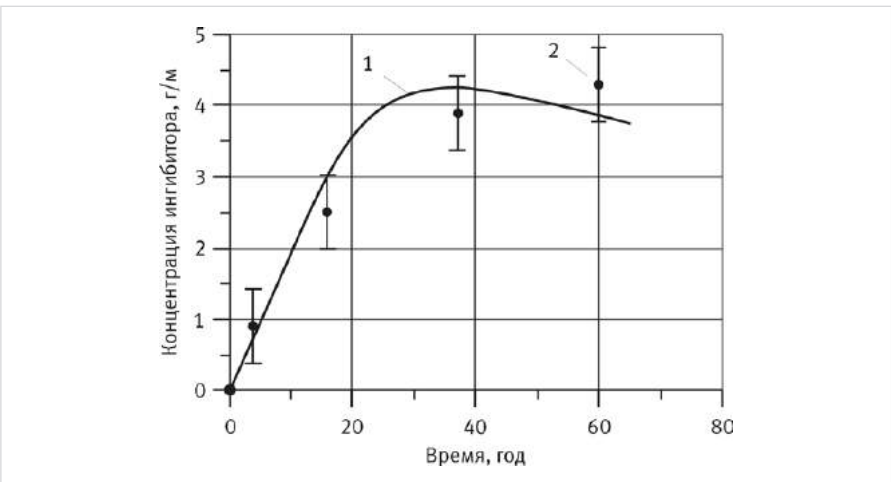


Рис. 5 — Сравнение расчёта (1) и эксплуатационных данных (2) выноса ингибитора

Рис. 6 — Контейнер скважинный со шнеком

шнеком проходит опытно-промышленные испытания.

Всего с 2006 г. было поставлено более 1500 погружных контейнеров. На данный момент самый большой опыт внедрения получен по результатам работы контейнера с твёрдым реагентом, которые представлены в таб. 2.

Защита установки от выноса механических примесей

Наиболее распространённым и экономически эффективным методом защиты насоса от выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед насосом защитными устройствами.

Для отделения твёрдых частиц внутри скважины применяют механические фильтры и устройства, основанные на принципах гравитационной и центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но их срок службы ограничен из-за засорения, более надёжны сепараторы твёрдых частиц. Однако, проигрывая в надёжности, фильтры выигрывают в тонкости очистки. Так, в промысловых условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм. Тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую удаётся достигнуть только тонкости очистки 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклонного типа при расходах жидкости до 200 м^3/сут — порядка 150 мкм [7]. Поэтому была поставлена задача по разработке сепаратора с улучшенными характеристиками.

В сепараторах гравитационного типа организовано течение поступающей жидкости сверху вниз, разворот потока на 180^0 с одновременным уменьшением его скорости, вследствие чего тяжелые частицы оседают в зоне разворота под действием силы тяжести. Для повышения коэффициента сепарации при больших подачах в кольцевом зазоре размещают неподвижные спиральные лопасти (рис. 7). Поток жидкости, двигаясь по спирали, вовлекается во вращательное движение, и на частицы примесей в потоке действует центробежная сила, вызывающая дополнительную сепарацию частиц. Такие сепараторы называют гидроциклонными.

Чтобы выяснить рабочий диапазон сепаратора гидроциклонного типа и выбрать оптимальные геометрические параметры, была создана математическая модель разделения твёрдых частиц, имеющих произвольное распределение по размерам. Для описания переноса механических примесей потоком жидкости был использован подход Лагранжа. Объёмная доля частиц была порядка 0.3%, поэтому считалось, что частицы не взаимодействуют друг с другом и не влияют на течение жидкости. Проведены оценки [8], показавшие, что подъёмной силой из-за неоднородности скорости жидкости, силой Магнуса из-за вращения частицы в жидкости и силой гидростатического давления окружающей частицу жидкости можно пренебречь. Учитывалась сила сопротивления, сила Архимеда, сила тяжести и «присоединённая масса жидкости» (жидкость, увлекаемая движущейся частицей):

$$m\frac{d\vec{U}_p}{dt} = C_x S \rho_f \frac{\vec{v}\cdot|\vec{v}|}{2} + \frac{4}{3}\pi r^3 \vec{g}\cdot \cdot(\rho_p - \rho_f) + \frac{1}{2} m_f \left(\frac{d\vec{U}_f}{dt} - \frac{d\vec{U}_p}{dt}\right), \quad (5)$$

где m — масса частицы, C_x — коэффициент сопротивления, S — площадь сечения частицы, P_f — плотность жидкости, обтекающей тело, $\vec{v} = \vec{U}_f - \vec{U}_p$ — разность скоростей частицы и жидкости, r — радиус частицы, P_p — плотность частицы.

Задача о разделении твёрдых частиц от потока жидкости в гидроциклонном сепараторе решалась методами вычислительной гидродинамики с использованием специализированных комплексов программ [9]. Распределение твёрдых частиц по диаметру задавали в соответствии с таб. 3.

Для гидроциклонного сепаратора с помощью численного моделирования были определены оптимальные геометрические размеры для достижения максимального коэффициента сепарации. Варьировались следующие параметры: длина винтового шнека L, высота лопасти Δd, количество лопастей n. Расчеты проводили при подачах 50 м^3/сут и 300 м^3/сут и следующих значениях варьируемых параметров: n = 1, 2, 3, L = 500, 750, 1000 мм, Δd = 12, 16, 20 мм. Общая длина расчетной области была равна (L + 1000) мм. Угол навивки лопасти был равен 45°. Типичный вид траекторий твёрдых частиц в нижней части сепаратора приведен на рис. 8.

Видно, что частицы, сместившиеся к внешней стенке сепаратора, при повороте потока оседали в сборник частиц, а остальные частицы продолжили движение с потоком на приём насоса. Согласно результатам расчётов, максимум коэффициента сепарации достигался при n=2, L=1000 мм, Δd=12 мм.

Достоверность полученных результатов подтверждалась соответствием результатов моделирования экспериментальным данным. Гидроциклонный сепаратор с полученными параметрами был изготовлен и испытан на стенде. Для проведения физических экспериментов был специально спроектирован испытательный стенд и разработана методика испытаний. Целью испытаний являлось измерение коэффициента сепарации, т.е. массовой доли осевших в сепараторе частиц. Схема стенда показана на рис. 9.

Пласт	КВЧ *, мг/л	Размер частиц, мкм
БВ	60	25
Юрские	50	20
ВК	30	50
АВ	80	50

Таб. 1 — Анализ выноса механических примесей из пластов Западной Сибири

Компания	Начало внедрения	Запущено в экспл. установок	Сред. наработка до внедр.	Сред. наработка УЭЦН с контейнером
«НАК «Аки-Отыр»	2007 г.	более 300 шт.	224 сут.	541 сут.
«Салым Петролеум Девелопмент Н. В.»	2008 г.	67 шт.	285 сут.	627 сут.
«Томскнефть» ВНК	2009 г.	более 800 шт.	118 сут.	313 сут.
«Саратовнефтегаз»	2010 г.	19 шт.	196 сут.	399 сут.

Таб. 2 — Внедрение контейнеров с твёрдым реагентом

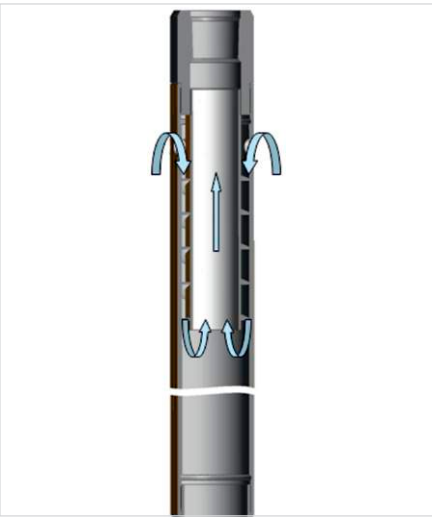


Рис. 7 — Гидроциклонный сепаратор

Размер частиц, мм	Массовая доля частиц, %
0,1	1,5
0,2	3,9
0,3	2,0
0,4	2,5
0,5	7,8
0,6	15,6
0,7	20,3
0,8	17,4
0,9	11,1
1,0	6,3
1,1	4,7
1,2	2,6

Таб. 3 — Распределение частиц песка по размеру

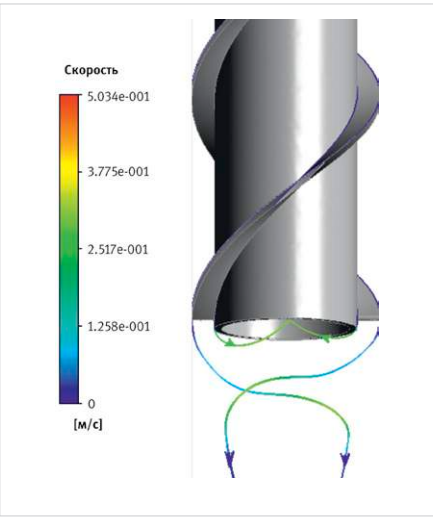


Рис. 8 — Траектории частиц в нижней части гидроциклонного сепаратора

Рабочей жидкостью была вода, в качестве твёрдых частиц механических примесей использовали кварцевый песок. Сравнение расчёта и экспериментальных данных для подачи Q=100 м³сут и разных фракций твёрдых частиц дало совпадение данных в пределах (5–7) % [8].

С помощью предложенной методики расчёта было разработано две конструкции сепараторов разного диаметра, зависимости коэффициента сепарации от среднего размера частиц приведены на рис. 10.

Из приведённых данных видно, что коэффициент сепарации гидроциклонных сепараторов всё же снижается с уменьшением диаметра частиц, и для частиц размером 100 мкм составляет порядка 70%. Поэтому перспективным решением являются каскадные устройства, сочетающие в себе преимущества самых успешных механических фильтров — щелевых, и гидроциклонных сепараторов.

Принцип их действия заключается в соединении механического фильтра и сепаратора параллельно, либо последовательно. На рис. 11 показаны принципиальные схемы их компоновки.

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой

В фильтре скважинном гравитационно-щелевом (ФСГЩ) для увеличения ресурса работы щелевого фильтра предложено соединить его с гидроциклонным сепаратором параллельно, при этом узел уплотнения устанавливается выше щелевого фильтра [10]. В таком устройстве после запуска УЭЦН добываемая жидкость движется через щелевой фильтр, поскольку его гидравлическое сопротивление на порядок ниже, чем у гравитационного. Например, при подаче 100 м³/сут гидравлические потери в гидроциклонном сепараторе 5 габарита составляют 0.5 м, в то время как гидравлические потери щелевого фильтра длиной 5 м и шириной щели 100 мкм составляют 0.03 м. По мере засорения щелевого фильтра и увеличения его сопротивления поток начинает двигаться через гидроциклонный сепаратор. Таким образом, сепаратор работает как предохранительный клапан на байпасной линии щелевого фильтра, и при этом продолжается очистка пластовой жидкости. Поэтому ресурс работы предложенного устройства существенно выше, чем щелевого фильтра.

Нижняя часть фильтра может быть выполнена в двух исполнениях — с контейнером для сбора и последующего подъёма отсепарированных частиц на поверхность и с хвостовиком для сброса частиц в нижнюю часть скважины. Во втором случае при переполнении контейнера частицы будут падать обратно в скважину через проходящий по центру контейнера сквозной хвостовик. Длины и диаметры хвостовиков рассчитаны таким образом, чтобы при любом расходе жидкости не было подсоса жидкости через него.

Данная конструкция ФСГЩ успешно прошла опытно-промышленные испытания в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Лабораторные исследования проб добываемой жидкости, взятых с устья скважин, показали отсутствие частиц размером более 100 мкм. По скважине №5194 наработка составила 514 суток против предыдущей наработки 17 суток по причине засорения щелевого фильтра.

Фильтр скважинный каскадный

В фильтре скважинном каскадном (ФСК) для улучшения качества очистки добываемой жидкости предложено соединить щелевой фильтр и гидроциклонный сепаратор не параллельно, а последовательно посредством установления узла уплотнения между ними [11]. В таком фильтре после запуска УЭЦН поток жидкости сначала проходит через сепаратор, являющийся первой ступенью очистки. Затем поток проходит через щелевой фильтр — вторая ступень очистки жидкости. Благодаря уменьшению грязевой нагрузки на щелевой фильтр продолжительность его работы увеличивается. Поэтому можно использовать щелевой фильтр с улучшенной тонкостью очистки.

ФСК комплектуется предохранительным клапаном для исключения перегрева электродвигателя. В случае засорения щелевого фильтра поток добываемой жидкости будет проходить только первую ступень очистки через сепаратор. В настоящее время проходят опытно-промышленные испытания данного устройства в ОАО «Самотлорнефтегаз».

Итоги

Приведены методики расчёта, расчётные и экспериментальные значения характеристик погружных контейнеров и сепараторов механических примесей. Анализ полученных решений позволил предложить новые конструкции устройств, предотвращающих засорение нефтяных насосов.

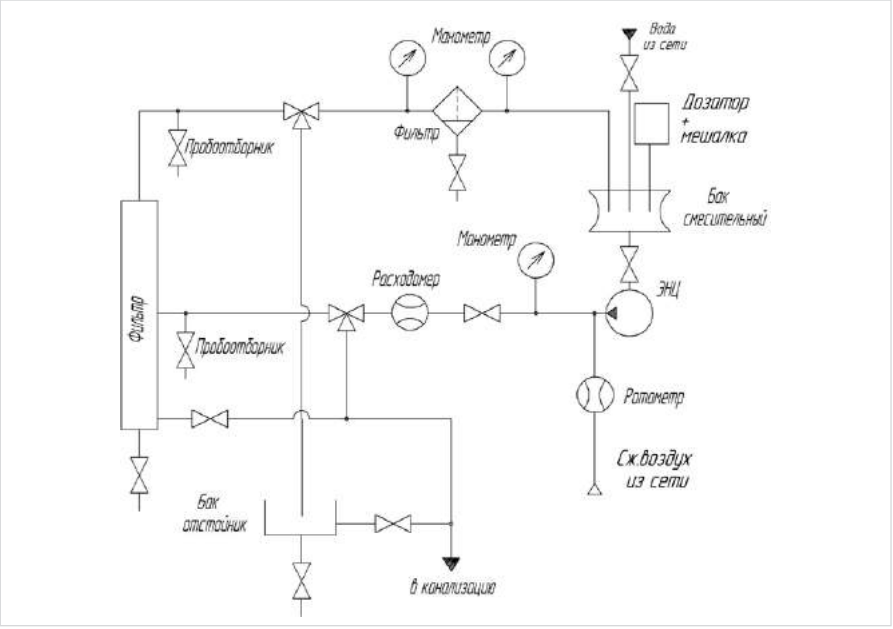


Рис. 9 — Схема стенда для испытаний гравитационных сепараторов и фильтров

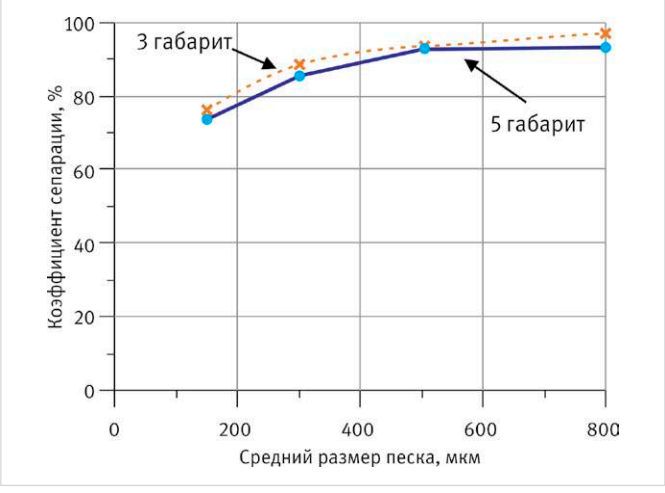


Рис. 10 — Сравнение коэффициента сепарации для 3 и 5 габаритов

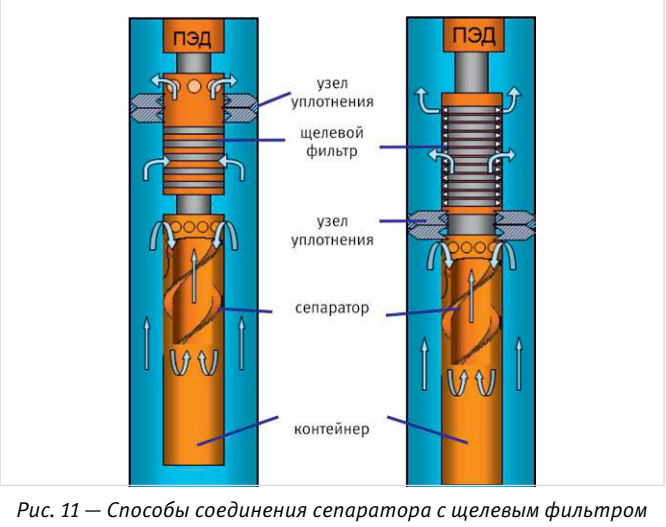


Рис. 11 — Способы соединения сепаратора с щелевым фильтром

Выводы

Для решения проблемы засорения при добыче нефти предложены конструкции устройств: контейнеров-дозаторов твердого и жидкого ингибитора, контейнера скважинного со шнеком, каскадные устройства с сепараторами гидроциклонного типа. Геометрические параметры устройств получены с помощью разработанных математических моделей рабочих процессов перечисленных устройств. Адекватность разработанных моделей подтверждена путём сравнения расчёта и экспериментальных данных, полученных на стендах и в эксплуатационных условиях.

Список используемой литературы

1. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей (на примере Самотлорского месторождения) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Тюмень, 2004.
2. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс-Мастер, 2007. 645 с.
3. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учётом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. №6. С. 81–89.
4. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. и др. О повышении надежности погружных контейнеров для твердого ингибитора // Бурение и нефть. 2008. №11. С. 36–38.
5. Антипина Н.А., Киселев А.Е., Пещеренко С.Н. и др. Система защиты УЭЦН от солеотложений с использованием капсулированного жидкого ингибитора // Бурение и нефть. 2009. №4. С. 30–32.
6. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2008. №9. С. 33–39.
7. Афанасьев А.В., Шмонин П.А., Якимов С.Б. Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты // Новатор. 1999. №27. С. 27–31.
8. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н. Математическое моделирование движения твердых частиц в погружных сепараторах // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Физико-математические науки. 2012. №2(146). С. 62–68.
9. Антипина Н.А. Моделирование рабочих процессов в устройствах защиты нефтяных насосов от засорения с целью повышения их эффективности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Пермь, 2012.
10. Патент RU 2 422 622. Фильтр для очистки скважинной жидкости, опубликовано 27.06.2011 Бюл. №18.
11. Патент на полезную модель RU 116 571. Фильтрующее скважинное устройство, опубликовано 27.05.2012 Бюл. №15.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Devices for protection ESP from severe downhole conditions

UDC 622.276.72

Author:
Natalya A. Lykova — Ph.D., leading mathematician of R&D department[1]; antipina@novomet.ru

[1]JSC "Novomet-Perm", Perm, Russian Federation

Abstract

ESP plugging and scaling are major factors which complicated oil recovery. Typically, scale deposits consist of insoluble solid particles and salts. This article offers a solution to prevent the negative impact of solids and scale.

Materials and methods

Mathematical models of particles separation from the liquid and disposing of the chemicals were used to develop new devices. The reliability of the obtained results is confirmed by the correspondence of the simulation results to experimental and operational data.

Results

The article contains calculation methods, the calculated and experimental values of the submersible containers and separators characteristics. New devices to preventing ESP plugging and scaling were offered after obtaining analysis data of research obtained solutions.

Conclusions

The proposed devices are solid and liquid inhibitor containers, downhole containers with a screw and cascade devices with hydro cyclones. The geometrical parameters of these devices were obtained using the mathematical models of physical processes in these devices. These models were confirmed by means of comparison between calculated and test data, received from bench tests and during operation.

Keywords

equipment for oil production,
scale deposits,
submersible container,
solid particles separator,
mathematical modeling,
computational fluid dynamics

References

1. Kudryavtsev I.A. *Sovershenstvovanie tekhnologii dobychi nefti v usloviyakh intensivnogo vynosa mekhanicheskikh primesey (na primere Camotlorskogo mestorozhdeniya)* [Improved oil recovery in wells with high solids production (by example of Samotlor oil field)] // Abstract of a dissertation for the degree of candidate of technical Sciences, Tyuman, 2004.
2. Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P. *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefti i ikh primenenie* [Russian vane-type pumps: design and application]. Perm: *Press-Master*, 2007, 645 p.
3. Yakimov S.B. *O vybore tekhnologiy zashchity podzemnogo oborudovaniya ot peska s uchetom dinamiki ego vynosa pri zapuske skvazhin na Samotlorskom neftyanom mestorozhdenii* [Selecting a sand control solution for various sand production rates for new wells in Samotlor oil field]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2013, issue 6, pp. 81–89.
4. Antipina N.A., Peshcherenko S.N., Rabinovich A.I. and other. *O povyshenii nadezhnosti pogruzhnykh konteynerov dlya tverdogo ingibitora* [About increasing of reliability of immersible containers for the hard inhibitor]. *Burenie i neft'*, 2008, issue 11, pp. 36–38.
5 Antipina N.A., Kiselev A.E., Peshcherenko S.N. and other. *Sistema zashchity UETsN ot soleotlozheniy s ispol'zovaniem kapsulirovannogo zhidkogo ingibitora* [Protecting system of electrical centrifugal pumps from salt sedimentation using capsulated liquid inhibitor]. *Burenie i neft'*, 2009, issue 4, pp. 30–32.
6. Yakimov S.B. *Indeks agressivnosti vynosimykh chastits na mestorozhdeniyakh TNK-VR v Zapadnoy Sibiri* [The aggressiveness index of particles on the fields of TNK-BP in Western Siberia]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, issue 9, pp. 33–39.
7. Afanas'ev, A.V., Shmonin P.A., Yakimov S.B. *Primenenie desenderov dlya zashchity ETsN na plastakh Pokurskoy svity* [The application of de-sanders for ESP protection in the Pokurskoj svity oil field]. *Novator*, 1999, issue 27, pp. 27–31.
8. Antipina N.A., Peshcherenko S.N. *Matematicheskoe modelirovanie dvizheniya tverdykh chastits v pogruzhnykh separatorakh* [Mathematical modeling of solid particles motion in submersible separators]. St. Petersburg State Polytechnical University Journal, 2012, issue 2(146), pp. 62–68.
9. Antipina N.A. *Modelirovanie rabochikh protsessov v ustroystvakh zashchity neftyanykh nasosov ot zasoreniya s tsel'yu povysheniya ikh effektivnosti* [Modeling workflows in oil pumps protection devices from clogging to increase their effectiveness]. Dissertation for the degree of candidate of technical Sciences, Perm, 2012.
10. Patent for invention № 2422622 of the Russian Federation. *Fil'tr dlya ochistki skvazhinnoy zhidkosti* [Filter for cleaning the borehole fluid]. Published 27.06.2011, Bul. 18.
11. Usful model patent № 116 571 of the Russian Federation. *Fil'truyushchee skvazhinnoe ustroystvo* [Filtering the downhole device]. Published 27.05.2012, Bul. 15.

УДК 622.276.72

Комплексный подход к предупреждению солеотложения в условиях Ванкорского месторождения

И.В. Валекжанин
научный сотрудник[1]
ValekzhaninIV@ufanipi.ru

К.К. Резвова
младший научный сотрудник[1]
RezvovaKK@ufanipi.ru

А.Р. Ахтямов
инженер[1]
Akhtyamovar@ufanipi.ru

В.В. Рагулин
к.т.н., начальник отдела[1]
Victor@ufanipi.ru

А.И. Волошин
д.х.н., эксперт по направлениям добычи[1]
VoloshinAI@ufanipi.ru

[1]ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия

В работе рассмотрены причины образования солей в скважинах и ПЗП в условиях Ванкорского месторождения. Протестированы ингибиторы солеотложения и комплексные реагенты на образцах воды Ванкорского месторождения. Предложены наиболее оптимальные технологические решения по предупреждению и удалению солей.

Ванкорское месторождение — нефтегазоконденсатное месторождение на севере Красноярского края России, крупнейшее из открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Процесс нефтедобычи полностью автоматизирован [1].

Для обеспечения безаварийной работы скважинного оборудования необходима разработка комплексной программы по борьбе с солеотложением на фонде скважин Ванкорского месторождения. Достижение поставленной цели реализовывается с помощью определения причин солеотложения, прогнозирования развития проблем с солеотложением, разработке технологических решений по его предупреждению и удалению, лабораторного тестирования ингибиторов солеотложения и комплексных реагентов и установления их оптимальных дозировок.

По результатам исследования ионного состава и свойств попутно-добываемых, подтоварных, артезианских вод и жидкостей глушения [2] (таб. 1 и 2), установлено, что попутно-добываемые воды пластов Як 3-7, Нх-1, артезианская вода пластов Дл 1-3, Нс и подтоварная вода месторождения относятся к хлоркальциевому типу (в соответствии с классификацией Сулина В.А. [3]), а попутно-добываемые воды пласта Нх 3-4 относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Воды содержат катионы щелочноземельных металлов, которые способны образовывать труднорастворимые в воде осадки — карбонаты. В качестве ионов, способных образовывать труднорастворимые осадки, в растворах глушения присутствуют гидрокарбонат-анионы, сульфат-анион, катионы кальция и стронция (в растворе хлорида кальция плотности 1,32 г/см^3).

На основании определенного ионного состава попутно-добываемых, закачиваемых вод и технологических жидкостей проведено математическое и физическое моделирование склонности вод и их смесей к выпадению труднорастворимых солей. Оценка возможного выпадения солей в скважине проводилась по величине индекса насыщения — SI (методика Дж. Е. Оддо и М. Б. Томпсона). При SI › 0 — имеет место риск выпадения кальцита, при SI ‹ 0 — риск солеотложения отсутствует. Практические результаты свидетельствуют, что вода способна выделять осадок карбоната кальция при индексе насыщения ›0,5 [3]. Уровни солеопасности в зависимости от величины индекса насыщения представлены в таб. 3.

В таб. 4 приведены расчетные данные по индексу насыщения. Подтоварная и артезианская воды в поверхностных условиях склонны к риску выпадения кальцита. Изменение индекса насыщения попутно-добываемой воды (риск солеопасности) наиболее чувствителен к изменению забойного давления и содержанию солеобразующих ионов в водной среде. Риск выпадения кальцита отмечен только в скважинах пласта Нх 3-4. Превалирует тенденция повышения риска выпадения кальцита к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO_2 в попутно-добываемой воде. В ряде случаев риск выше в забойных условиях и на УЭЦН, когда температура оказывает более сильное влияние на выпадение кальцита, чем эффект разгазирования. Причиной выпадения кальцита в скважине является изменение термобарического равновесия в пластовой воде. При поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного CO_2 между водной

№	Куст	Скв.	Пласт	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Растворенный CO_2, мг/л
				Ca^{2+}	Mg^{2+}	Ba^{2+}	Sr^{2+}	$K^+ + Na^+$	Cl^-	HCO_3^-		
1	10	300	Як 3-7	519	158	0	129	6892	11628	824	20150	38
2	5	117	Нх 3-4	72	51	0	40	6791	9265	2599	18818	0
3	102	701	Нх-1	362	82	28	47	5787	9632	378	16316	14

Таб. 1 — Ионный состав и свойства попутно-добываемых вод

Куст	Скважина	Пласт	Содержание ионов, мг/л								Общая минерализация, мг/л	Растворенный CO_2, мг/л
			Ca^{2+}	Mg^{2+}	Ba^{2+}	Sr^{2+}	$K^+ + Na^+$	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO^{3-}		
3	33	Дл 1-3, Нс	102	35	0	5	3714	5749	0	451	10056	14
Подтоварная вода (БКНС)			332	111	0	56	6153	9749	0	1190	17591	35
Подтоварная вода (РВС ОС)			387	138	0	75	6177	9924	0	1281	17982	35
Раствор глушения KCl			0	0	0	0	169049	153169	0	171	322389	0
Раствор глушения $CaCl_2$			189526	0	0	10	0	335116	77	171	524900	0

Таб. 2 — Ионный состав и свойства подтоварных, артезианских вод и технологических жидкостей

Материалы и методы
Определен ионный состав попутно-добываемых, подтоварных и артезианских вод. С использованием методики Оддо-Томпсона проведено математическое и физическое моделирование склонности вод и их смесей к выпадению солей.

Ключевые слова
солеотложение, кальцит, прогноз, Ванкорское месторождение

Уровень	Значение SI
Низкий (I)	‹ 0.5
Средний (II)	0.5 – 1.0
Высокий (III)	1.0 – 1.5
Сверхвысокий (IV)	› 1.5

Таб. 3 — Уровни солеопасности

и нефтяной фазами, обедняясь CO_2, водная фаза выделяет кальцит

$$Ca(HCO_3)_2 \rightarrow CaCO_3^- + H_2O + CO_2^-$$

Процесс может усиливаться на приеме УЭЦН из-за нагрева потока погружным электродвигателем и снижения растворимости кальцита. Если влияние данных факторов невелико и в воде сохранилось высокое солевое содержание растворенного гидрокарбоната, то в условиях сильного разгазирования в НКТ и появлении газовой фазы, процесс выпадения кальцита провоцируется вновь.

При анализе рисков выпадения кальцита в пластовых условиях при смешивании пластовых и закачиваемых вод использован средний ионный состав пластовых, подтоварной и артезианской вод (таб. 5).

По результатам моделирования смешения пластовых вод с закачиваемыми установлено, что их смешивание приводит к повышению нестабильности пластовых вод и усилению выпадения кальцита (рис. 1). Однако интенсивность выпадения различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост выпадения с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление нестабильности происходит при 28% и выше содержании подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост нестабильности проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона Ca^{2+} для смеси пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Наиболее существенно этот факт проявляется для пластовой воды Нх 3-4. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовой водой Нх 3-4.

Среди различных существующих способов и технологий защиты от солеотложения

Подтоварная и артезианская воды					
Вода	**$P_{уст}$, атм**	**$T_{уст}$, °C**	**Мольная доля CO_2 в газе**	**CO_2 в воде, мг/л**	**Индекс насыщения, SI**
подтоварная	1	20	0,038	35,1	1,10
артезианская	1	20	0,011	10,3	0,25
Погружное и скважинное оборудование					
Пласт	**Скважина**	**Индекс насыщения на забое, SI**	**Индекс насыщения на выходе ЭЦН, SI**	**Индекс насыщения в середине НКТ, SI**	**Индекс насыщения на устье, SI**
Як 3-7	300	-0,87	-1,09	-0,96	-0,71
Нх-1	701	-0,83	-1,08	-0,98	-0,66
Нх 3-4	117	0,74	0,60	0,48	1,19

Таб. 4 — Оценка рисков солевыпадения кальцита

Ионный состав воды	Пластовая Як 3-7	Пластовая Нх-1	Пластовая Нх 3-4	Подтоварная вода (БКНС)	Артезианская вода
Na^+	7262	6625	5897	6153	5058
$Ca2^+$	322	529	141	332	151
Mg^{2+}	134	57	58	111	79
Ba^{2+}	2	9	1	0	0
Sr^{2+}	107	66	35	56	10
Cl^-	11563	11211	8518	9749	8109
SO_4^{2-}	0	0	0	0	0
HCO_3^-	1169	274	1749	1190	331
Термобарические параметры					
р пл, ат	159	254	271		
Т пл, °C	34	59	65		

Таб. 5 — Средний ионный состав пластовых вод, подтоварной и артезианской вод

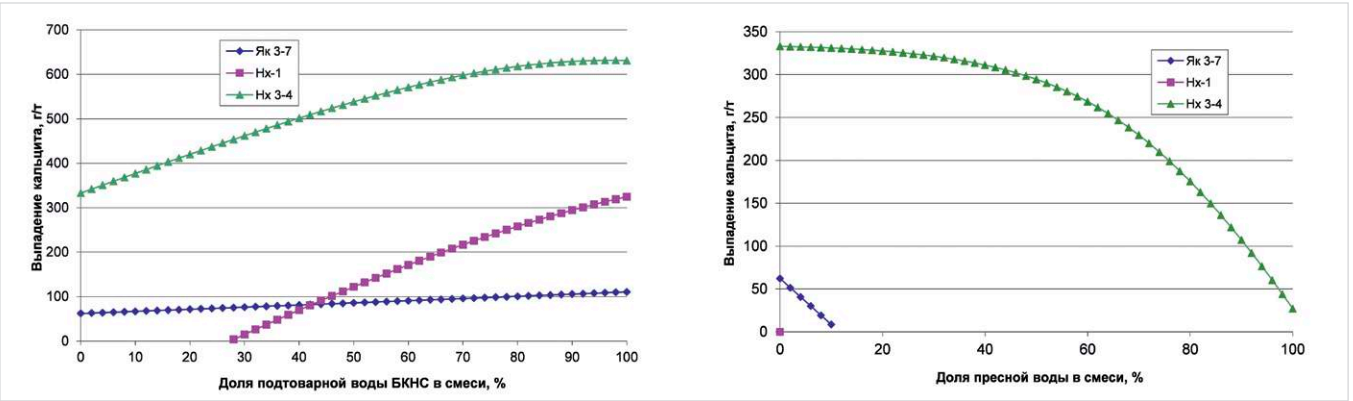


Рис. 1 — Моделирование смешивания пластовых вод с подтоварной и артезианской в пластовых условиях

[4] для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие технологии:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин.

Метод постоянного дозирования ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки на прием насоса (либо под ПЭД) с помощью капиллярной системы.

Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины и отсутствие непроизводительных потерь ингибитора — главные достоинства технологии. Однако данный метод не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал от забоя скважины до приема ЭЦН, также постоянно занята внешняя затрубная задвижка.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы.

В процессе добычи при фильтрации добываемой жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции ингибитора, который вместе с пластовой жидкостью поступает в скважину. Технология состоит из 3 этапов: этап предварительной подготовки пласта, этап закачки основного объема ингибитора солеотложения и этап продавки объема раствора ингибитора в пласт. Использование взаимного растворителя (ВР) позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти и увеличивать площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения, обеспечивая подготовку пласта для оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора. При использовании этой технологии защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком является необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором, контакт которого с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология дозирования ингибитора через систему ППД состоит в закачке ингибитора в нагнетательную скважину, которая продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора определенного объема. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, постоянна. Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины в течение первых десяти дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4–6 месяцев с момента начала работ. Достоинства метода — защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы и защита целой группы солеотлагающих скважин. Большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участках (что снижает эффективность ингибирования) и ограниченные условия применения (экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин) являются основными недостатками метода.

Анализ показал, что наиболее экономически целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевыпадения был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия (таб. 6). В соответствии с методиками, изложенными в [5], определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям [5].

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве моделей пластовых вод (МПВ) исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 и Нижнехетской Нх 3-4 свит, составы которых приведены в таб. 5.

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования $CaCO_3$ статическим методом [5] и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения $CaCO_3$ по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения $CaCO_3$. На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с эффективностью выше 90% ингибируют выпадение кальцита в дозировках 10–20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 3 до 10 мг/л.

Выбор предпочтительных ингибиторов солеотложения из представленного перечня производился с учетом рейтинговых оценок (таб. 7).

На основании проведенного тестирования составлен рейтинг испытанных реагентов, представленный на рис. 2.

В последнее время наиболее актуальным становится применение ингибиторов комплексного действия (ИКД), направленных как на предотвращение солеотложения, так и на борьбу с коррозией. Тестирование ингибиторов комплексного действия проводилось как в отношении эффективности ингибирования солевыпадения кальцита статическим и

№	Производитель	Наименование реагентов
Ингибиторы солеотложения		
1	ООО «СК «ОРИОН»	Оксикор-15, марка Н
		Оксикор-15, марка МТ
2	ООО «Везерфорд»	WSI-D 3006
3	ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим»	Ипроден С-2
4	ОАО «Котласский химический завод»	Азол 3040 марка В
5	ООО «ФЛЭК»	ФЛЭК ИСО-502
6	ООО «Мастер кемикалз»	Солмастер 7010 марка А
7	ООО «НПО «Акватек»	Акватек 512 марки 512НМ
		Акватек 511 марка М
8	ЗАО НПЦ «Химтехно»	Реком -5102 марка В
9	ООО «Вираж»	Пральт-31 марка Б-1
10	ООО «Миррико»	Descum-2 D-3811-C
Ингибиторы комплексного действия		
11	ООО «СК «ОРИОН»	Оксикор-15, марка К
12	ООО «Везерфорд»	Alpha-D 3385
13	ООО «НПО «Акватек»	Акватек-515, марка Н
14	ООО «Мастер кемикалз»	Кормастер 1095 марка Б

Таб. 6 — Перечень реагентов для борьбы с солеотложением в условиях Ванкорского месторождения

Эффективность ингибирования выпадения кальцита	Балл рейтинга
› 95 %	5
90–95 %	4
80–90 %	3
70–80 %	2
‹ 70 %	1

Таб. 7 — Шкала рейтинговых оценок эффективности ингибирования

динамическим методом на МПВ пласта Нх 3-4, так и эффективности ингибирования коррозии в соответствии с [6] и [7].

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90% эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса мехпримесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90% ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л. На основании проведенного тестирования и рейтинговых оценок указана приоритетность в эффективности ингибирования солеотложения кальцита и коррозии по испытанным ингибиторам комплексного действия (рис. 3).

Таким образом, при выборе реагентов для опытно-промысловых испытаний (ОПИ) рекомендуется придерживаться следующего алгоритма действий:

- исключаются реагенты, не удовлетворяющие нормам ЕТТ по физико-химическим свойствам;
- в дальнейшем выбор базового и альтернативного реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Для ингибиторов с эффективностью более 90% ценовой критерий (К) (стоимость защиты 1 м^3 воды в руб.) может быть рассчитан по формуле 1.

$$К = С \times Э \times 10^{-6} \quad (1)$$

где С — стоимость ингибитора, руб./т;

Э — эффективная дозировка, г/м^3.

Анализ полученных результатов указывает, что технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду. На рис. 4 представлено сопоставление экономических эффективностей технологий защиты скважин от солеотложения методом постоянного ингибирования через капилляр (УДЭ) и методом задавки ингибитора в пласт (SQUEEZE).

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. С ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты.

Из-за значительной доли непроизводительных потерь ингибитора в скважинах с повышенной обводненностью, по своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентоспособна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Итоги

Проведенное исследование позволяет понять, какие скважины Ванкорского месторождения могут быть отнесены к солеопасным, в каких участках скважин риск солеотложения наиболее велик. Разработаны рекомендации по предотвращению отложения солей.

Выводы

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита.

Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах.

Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия.

Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

Список используемой литературы

1. Ванкорнефть. Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/
2. Инструкция компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 И-0011 Формирование базы данных по химическому составу попутно-добываемых вод нефтедобывающих скважин, 2011, 59 с.
3. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Л.: Гостоптехиздат, 1948. 480 с.
4. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеотложения при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
5. Методические указания компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 М-0044 Единые технические требования по основным классам химических реагентов от 25.02.2013, 189 с.
6. ГОСТ 9.514-99 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности
7. Стандарт компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01 СЦ-080 Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов: деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов-бактерицидов, ингибиторов солеотложений на объектах добычи углеводородного сырья Компании.

Оксикор 15 марка МТ	Азол 3040 марка В	Оксикор 15 марка Н	Реком 5102 марка В	Пральт-31 Марка Б-1	WSI-D 3006Т	ФЛЭК ИСО-502	Акватек 511 маркаМ	Ипроден С-2
	Сол Мастер 7010 марка А	Descum-2 D-3811-C						
	Акватек 512 марка НМ							

Снижение рейтинга

Рис. 2 — Рейтинг ингибиторов солеотложения

Оксикор 15 марка К	Aipha D 3385 Л	Кормастер 1095 марка Б	Акватек 515 марка Н

Снижение рейтинга

Рис. 3 — Рейтинг ингибиторов комплексного действия

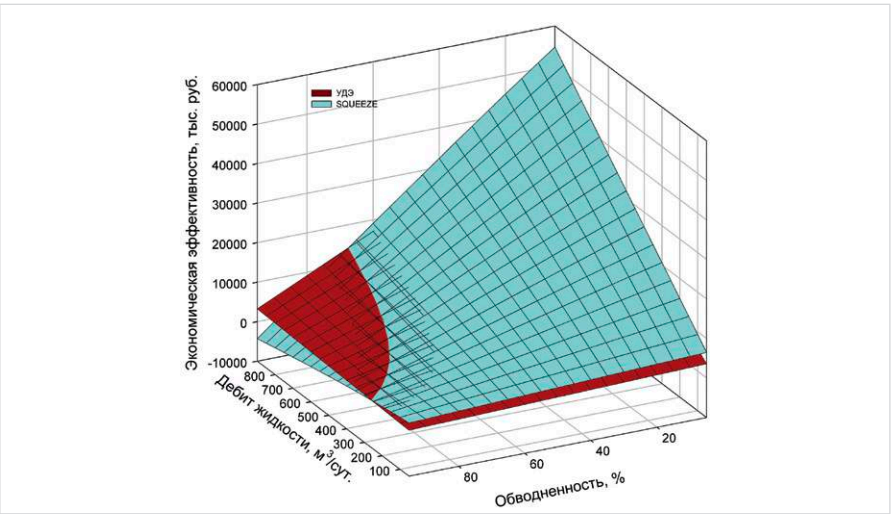


Рис. 4 — Сопоставление методов УДЭ и SQUEEZE

UDC 622.276.72

An integrated approach to the prevention of scale in terms of the Vankor field

Author:
Ilya. V. Valekzhanin — researcher[1]; ValekzhaninIV@ufanipi.ru
Kristina. K. Rezvova — junior researcher[1]; RezvovaKK@ufanipi.ru
Azamat. R. Akhtyamov — engineer[1]; Akhtyamovar@ufanipi.ru
Victor. V. Ragulin — Ph. D., head of department[1]; Victor@ufanipi.ru
Alexander. I. Voloshin — Sc. D., an expert in production areas[1]; VoloshinAI@ufanipi.ru

[1]LLC "RN-UfaNIPIneft", Ufa, Russian Federation

Abstract
The paper discusses the causes of the salts formation in the wells and the BFZ in the conditions of the Vankor field. Scale inhibitors and complex reagents were tested on the Vankor field water samples, the best technological solutions for the prevention and removal of salts were offered.

Materials and methods
Ionic composition of produced, bottom and artesian water was defined. Using the Oddo-Tompson procedure was carried out a mathematical and physical modeling of tendency of water and mixtures to precipitation of salts.

Results
The research allows us to understand which of Vankor field wells can be assigned to high-risk wells, in which well areas the risk of scale is more high. The recommendations for the prevention of salt deposits were developed.

Conclusions
The study of ionic composition of water established that in reservoir Nh 3-4 wells there is risk of calcite precipitation.
It was found that the mixing of bottom water and reservoir water leads to an increase instability of the system and the precipitation of calcite in the reservoir Nh 3-4 and its wells.
It was composed a rating of scale inhibitors and complex effect reagents.
It has been shown that the technology of squeezing inhibitor into the reservoir is most effective in conditions of the Vankor field.

Keywords
scaling, calcite, prediction, Vankor field

References
1. Vankorneft. Available at: http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/
2. Company OJSC "NK "Rosneft" instruction № P1-01.05 I-0011 Formation of a database on the chemical composition of produced water oil wells, 2011, 59 p.
3. Sulin V.A. *Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil fields]. Leningrad: *Gostoptekhizdat*, 1948, 480 p.
4. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Yu.P., Lyushin S.F. *Preduprezhdenie soleotlozheniya pri dobyche nefti* [Prevention of scaling in oil production]. Moscow: *Nedra*, 1985, 215 p.
5. Methodical instructions of OJSC "NK "Rosneft"№ P1-01.05 M-0044 Common specifications for the main classes of chemicals dated 02.25.2013, 189 p.
6. GOST 9.514-99 Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion inhibitors of metals for water systems. Electrochemical method pretective ability evaluation.
7. Standard of "NK "Rosneft" company № P1-01 SC-080 The procedure of laboratory and pilot tests of chemical reagents demulsifiers, corrosion inhibitors, bactericides, scale inhibitors at the facilities of the Company's production of hydrocarbons.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

Доступно в App Store
Google play

ТЕХНОЛОГИИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СТОЯЩИХ ПЕРЕД ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРОМ, ТЕХНОЛОГОМ, КОНСТРУКТОРОМ, МЕТРОЛОГОМ.

Авторы и подписчики — Татнефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Роснефть, Газпром, Газпром нефть, Новатэк, Русснефть, Транснефть, ведущие нефтяные и технические университеты, проектные институты и профильные предприятия.

Журнал распространяется на 90% нефтегазовых выставках и конференциях субъектов России и СНГ.

RUNEFT.RU

Реклама с умом

УДК 622.276

Предотвращение выноса песка из добывающих скважин

В.Н. Мамаев
технолог[1]
VNMamaev@udmurtneft.ru

А.Р. Мавзютов
управляющий[2]
project-consultinggroup@bk.ru

А.Р. Эпштейн
главный конструктор[2]

Я.Р. Сафаров
генеральный директор[3]

[1]ОАО «Удмуртнефть», Ижевск, Россия
[2]ООО «Проектно-Консалтинговая Группа «БК», Уфа, Россия
[3]НПО «Новые технологии», Уфа, Россия

Все большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабых породах, подверженных разрушению при разработке, проявляющемуся в выносе песка из скважин. Добыча из многих скважин, вскрывших такие запасы, осуществляется уже намного дольше, чем ожидалось, и дальнейшая их эксплуатация может привести к разупрочнению пластов. По этой причине добывающие компании проявляют интерес к экономически эффективным методам и устройствам устранения выноса песка из скважин.

Материалы и методы

Решение поставленных задач основано на анализе данных о строении выбранного объекта (нефтяных скважин). При теоретическом анализе в работе использовались методы математической статистики, подземной и трубной гидравлики. Теоретические исследования подтверждены стендовыми испытаниями в условиях специализированной лаборатории РГУ им. Губкина и систематизацией итоговых результатов применения предложенных разработок в процессе эксплуатации добывающих скважин.

Ключевые слова

скважина, пескопроявление, фильтр, мехпримеси, заиливание, тонкость фильтрации

Добыча флюидов из слабосцементированных пластов практически всегда сопровождается выносом песка. Это может привести к снижению темпа отбора, повреждению оборудования на поверхности и в скважине и росту эксплуатационных затрат [1, 2]. Песок образуется в результате двухступенчатого процесса под действием сдвиговых напряжений, разрушающих породу пласта. Пластовые флюиды затем переносят выкрошенный песок в ствол скважины, из которого он выносится на поверхность или оседает где-либо в скважинной системе. С миграцией песка также связаны и фазовые изменения флюида, особенно при прорывах воды.

Принимаемые в мировой практике методы борьбы с пескопроявлениями условно делятся на технологические и механические.

Технологические методы основаны на изучении механических свойств породы пласта в начальных условиях и их изменений при нарушении равновесного состояния термогидродинамической системы. В данном случае такое нарушение равновесия происходит при эксплуатации скважины. К данным методам можно отнести регулирование создаваемой депрессии на пласт в зависимости от напряжённого состояния пластов, ориентирование перфорации скважин, метод холодной добычи высоковязкой нефти и другие, которые успешно применяются в России и некоторых месторождениях зарубежных стран.

К механическим методам борьбы с пескопроявлениями относятся использование забойных фильтров, специальных хвостовиков в узле заканчивания скважин, различных песочных якорей, завихрителей, сеточных фильтров различной модификации, устройств гравитационной, центробежной и акустической сепарации, устанавливаемых у приёма насосной установки. Механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции [3, 4].

В этих средствах наиболее важными конструктивными параметрами являются размеры щелей по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка. Размеры щелей проектируют так, чтобы обеспечивалось полное прекращение выноса песка при допускаемой производительности скважины. Эта задача решается путем выбора оптимального соотношения размеров щелей и песка.

Анализ практики применения фильтрующих систем на рынке погружного насосного оборудования показывает, что в настоящий момент доминирующей основой конструкций фильтров ГНО является щелевая фильтрующая решетка Джонсона. Обладая достоинствами в технологии производства, данный тип фильтрующей поверхности весьма уязвим: имеют место повреждения при спуско-подъемных операциях, при прохождении оборудованием искривленных участков скважин, кроме того, щелевые фильтры имеют значительную длину, а щели подвержены износу. Тем не менее, осложняющие факторы в виде большого содержания глинистых составляющих, асфальтенов, солей существенно увеличивают скорость заиливания фильтра, тем самым снижая ресурс работы насоса. Для предотвращения отказов в таких скважинах приходится применять ингибиторы, что существенно снижает преимущество конструкции.

Таким образом, существующие конструкции фильтров имеют ряд основных недостатков [5].

1. Частицы породы, песок (проппант) остаются на забое и засоряют его, ограничивая приток.
2. Засоряясь, фильтр ограничивает приток жидкости в насос.
3. Фильтр не может быть очищен в процессе эксплуатации.
4. Фильтр не сохраняет структуру продуктивного горизонта, что не гарантирует длительную эксплуатацию и вследствие этого высокий общий дебит.
5. Фильтр является неразборным и не подлежит ремонту.
6. Фильтр не предупреждает износ ступеней и проточной части насоса.

Существующая практика показывает, что наиболее эффективная работа сетчатых и других фильтров и, следовательно, увеличение наработки на отказ насосного оборудования достигается только при их адресном применении с учетом механических свойств минерального скелета пласта и неравновесного состояния системы пласт-флюиды. Также применение существующих конструкций фильтров при использовании метода холодной добычи для эксплуатации глубокозалегающих и достаточно прочных коллекторов, содержащих высоковязкую нефть, не представляется возможным.

Общая результативность борьбы с вредным влиянием механических примесей увеличивается при комплексном использовании существующих методов. Конечно, главным критерием, определяющим целесообразность применения того или иного метода, является его экономическая эффективность.

В современных условиях, когда рынок защитных фильтров представлен достаточно широко, а их конструкции отличаются незначительно, на первый план выходит их стоимость.

Таким образом, решение проблемы в представленной области добычи нефти сдерживается из-за отсутствия недорогих, высокоэффективных средств защиты ЭЦН, ШГН от мехпримесей, содержащихся в продукции скважин, а также затрат, связанных с их установкой, ремонтопригодностью и возможными потерями от их преждевременного выхода из строя [6].

Имея положительный опыт конструирования систем подземного оборудования, предложено использование щёточных дисков (ЩД) в качестве фильтрующих элементов (ФЭ) в системах защиты ГНО от мехпримесей. С 2011 г. начато проектирование и опытное производство фильтров собственной разработки с использованием ЩД (рис. 1) [7].

Форма канала ЩД представляет собой щель переменного сечения между соседними

проволочными витками. Сечение канала в процессе эксплуатации уменьшается, обеспечивая требуемую тонкость фильтрации.

В свою очередь разработана конструкция щёточного фильтра для скважин, оснащённых ШГН, с возможностями гравийной фильтрации.

Тонкость фильтрации задается и выдерживается процессом производства и сборки (изменением количества дисков) и внутренним диаметром проставочных дисков, принятая градация для ГНО: 100, 200 и 500 мкм. Развитая парофильная поверхность ЩД исключает заиливание и накопление на ней кольматанта.

Новизна технических решений, используемых в конструкции фильтра, установлена государственной экспертизой и зарегистрирована в патентах на изобретения [8, 9]. Фильтр соответствует требованиям нормативных документов — имеет сертификат соответствия, разрешение на применение и может эксплуатироваться в скважинных условиях. Преимущества конструкции фильтра:

- двухступенчатая очистка скважиной жидкости, с возможностью изменения площади фильтрующей поверхности и тонкости фильтрации каждой из ступеней;
- использование в конструкции унифицированных фильтрующих элементов, с различными значениями величин как абсолютной тонкости фильтрации, так и площади фильтрующей поверхности;
- фильтрующие элементы позволяют обеспечить тонкую (до 0,1 мкм) очистку коррозионно активной фильтруемой среды при температуре до 135°С.

Изменение конструкции входа позволяет снизить кинетику частиц мехпримесей на входе в фильтр, что положительно сказывается на качестве фильтрации, нечувствительности к ударным нагрузкам и общем ресурсе фильтра. Поскольку именно ФЭ определяет характеристики фильтра, при его производстве в обязательном порядке выполняется контроль всех свойств ФЭ, таких как расходно-перепадные характеристики (РПХ), тонкость фильтрации, способность к регенерации и сопротивление к деформации. Стендовые испытания фильтра скважинного бескорпусного (ФСБ-1) представленного на рис. 2, проводились в 2013 г. в специализированной лаборатории РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва).

На основе проведённых исследований на стендовых установках университета сделаны следующие выводы о предпочтительной области применения конструкций на базе фильтров ФСБ-1:

- конструкции на базе фильтров ФСБ-1 без наполнителя рекомендуется использовать в скважинах с выносом крупных механических примесей (размер частиц более 0,5 мм) при вязкости до 2 сП;
- конструкции на базе фильтров ФСБ-1 без наполнителя рекомендуется использовать в скважинах с выносом некрупных механических примесей (размер частиц от 0,2 мм и более) при вязкости свыше 30 сП;
- конструкции на базе фильтров ФСБ-1с наполнителем рекомендуется использовать в скважинах с выносом любых механических примесей (размер частиц более 0,05 мм) при расходах жидкости до 50 м^3/сутки для пластовой жидкости низкой вязкости (до 2 сП). При повышенной вязкости фильтры ФСБ-1 с наполнителем рекомендуется использовать в скважинах с выносом крупных механических примесей, что будет препятствовать быстрому забиванию пор наполнителя; дебиты

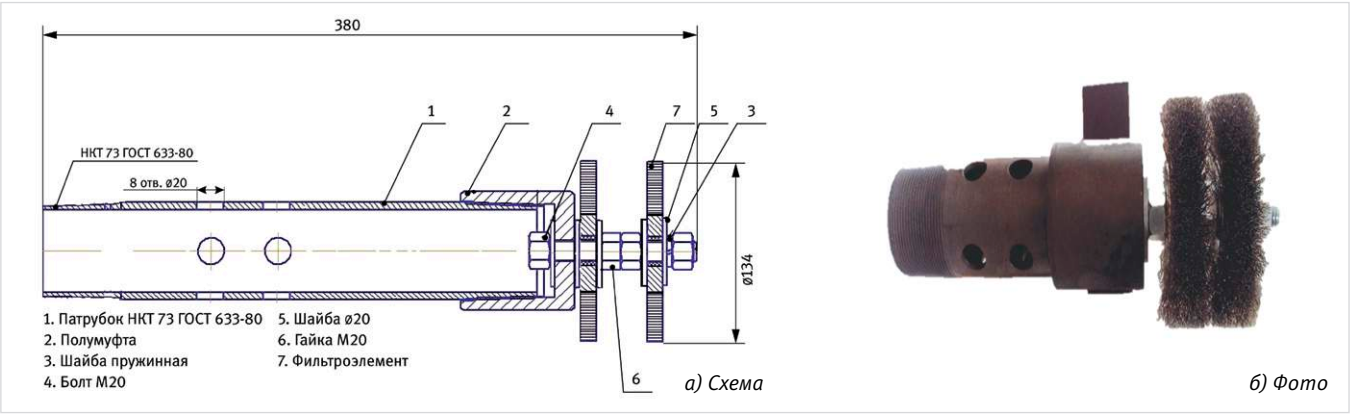


Рис. 1 — Фильтр скважинный бескорпусный ФСБ-1

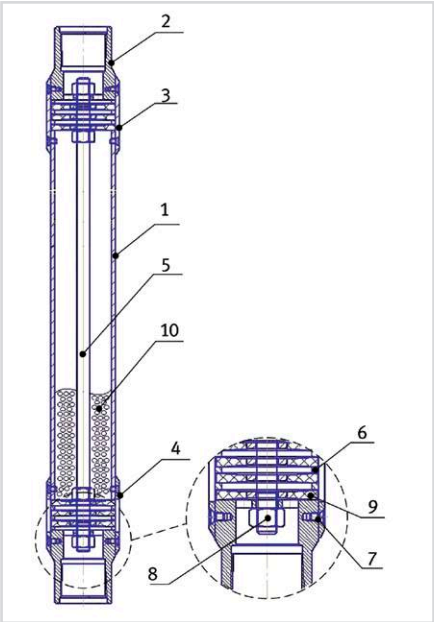


Рис. 2 — Фильтр скважинный для УШГН 1 — корпус; 2 — переводник; 3 — втулка верхняя; 4 — втулка нижняя; 5 — шпилька 6 — кольцо проставочное; 7 — винт М6; 8 — гайка 9 — фильтрующий элемент; 10 — набивка (проппант)

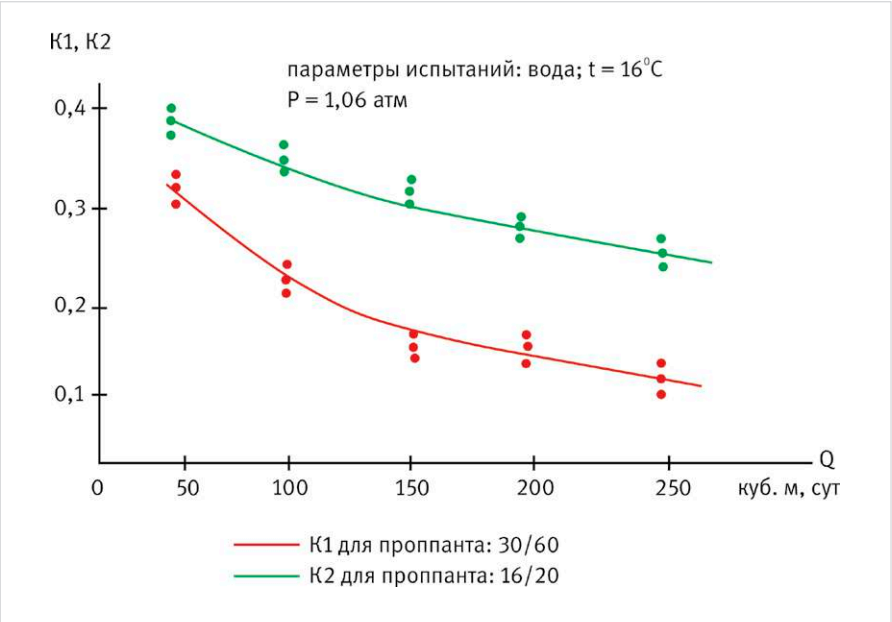


Рис. 3 — Коэффициент сепарации фильтра в зависимости от гранулометрического состава мехпримесей на входе в фильтр и расхода жидкости Q

скважин при вязкости свыше 35 сП не должны превышать 25 м³/сутки.

Также в связи с высокими требованиями, в том числе и по содержанию механических примесей для воды, закачиваемой в пласт, разрабатываются системы фильтрации воды для установок ППД. Еще одно перспективное направление — унификация подвесных фильтров для ШГН и фильтр для УЭЦН.

На рис. 3 показаны результаты изменения коэффициента сепарации фильтра в зависимости от гранулометрического состава мехпримесей на входе в фильтр ФСБ-1 и расхода жидкости Q.

Итоги

В работе обоснованы направления усовершенствования технологий и технических средств в подсистемах нефтедобывающих предприятий по предупреждению поступления в насос обломков породы, песка и проппанта, обеспечивающие наибольшую фильтрующую поверхность на единицу занимаемой площади, механическую прочность, компактность, отсутствие пакерирующего устройства и ремонтопригодностью.

Выводы

Активная борьба с выносом песка привлекает все большее внимание в отрасли. Существенное снижение цен на нефть и уменьшающееся число новых крупных месторождений придают все больший смысл разработке оставшихся запасов старых месторождений и увеличивают их потенциальную ценность.

Сегодня трудноизвлекаемые запасы в коллекторах, склонные к пескопроявлениям, могут считаться основными источниками прироста запасов.

Список используемой литературы

1. Емельянов Д. В. Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Инженерная практика. 2010. №2. С. 49–55
2. Камалетдинов Р. С., Лазарев А. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. 2010. №2. С. 6–13.
3. Мелик-Асланов Л.С., Везиров А.Р. Проблема песка при добыче нефти // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1981, №Ш 9, С.25–28.
4. Наговицын Э.А. Оборудование для снижения влияния механических примесей при добыче нефти механизированным способом // Инженерная практика. 2010. №2. С. 90–96
5. Патент 2146759. Способ создания скважинного гравийного фильтра № 99107596/03. Заявлено 21.04.99; Опубл. 20.03.2000. МПК7Е 21 В 43/04.
6. Топольников А.С., Литвиненко К.В. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей // Инженерная практика. 2010. №2. С. 84–89.
7. Эпштейн А.Р., Мавзютов А.Р., Башкин О.В. Фильтр скважинный для штанговых глубинных насосов. Международная научно-практическая конференция, материалы. Уфа, 2014, С. 184–186.
8. Патент на полезную модель №103842 Фильтр скважинный.
9. Патент на полезную модель №138070 Фильтр скважинный.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Preventing the sand failure of oil production wells

UDC 622.276

Author:
Vladislav N. Mamaev — technologist[1]; VNMamaev@udmurtneft.ru
Askar R. Mavzutov — manager[2]
Arkady R. Apshtein — chief designer[2]
Yan R. Safarov — general director[3]

[1]Udmurtneft, Izhevsk, Russian Federation
[2]PCG BK LLC, Ufa, Russian Federation
[3]Novye tekhnologii,SPA, Ufa, Russian Federation

Abstract

The most part of world's hydrocarbons recourses located in production reservoirs that are prone to damage by sand failure during production. The production of their reservoirs is executing longer than expected and continuation of extraction can be cause of layouts softening. So oil companies are interesting in economically effectiveness methods and devices to preventing the sand failure of oil production wells.

Materials and methods

The solution of these problems is based on analysis of chosen object structure (production wells). Methods of mathematical statistics, underground and piped hydraulics are used in theoretical analysis. Theoretical data is proved by bunch trial in condition of specialized laboratory in the Gubkin Russian State Oil and Gas University. Obtained data is systematized by application the developed devices in maintenance of production wells.

Results

In paper were find ways of improvement technology and technical devices to prevention damaging of pump system by contamination (as sand, crag, proppant). The improving qualities are increased the filtration surface per unit area, mechanical reliability, compaction, packer-free device and maintenance ability.

Conclusions

I In the present day industry experts pay more attention to the sand failure issue. Production of current reservoirs makes sense in present day taking account considerable reduction of oil price and decrease number of new major oil fields.

Recovery of heavy oil is considered today as main source of addition to reserves.

Keywords

well, ingress of sand, filter, contamination, clogging, filtering defree

References

1. Emel'yanov D. V. *Problemy s vynosom mekhanicheskikh primesey i puti resheniya pri ekspluatatsii na mestorozhdeniyakh OAO «Udmurtneft'»* [Contamination problem and solution on "Udmurtneft" fields]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, issue 2, pp. 49–55.
2. Kamaletdinov R. S., Lazarev A. *Obzor sushchestvuyushchikh metodov bor'by s mekhprimesyami* [Review of current methods to solution contamination problem]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, issue 2, pp. 6–13.
3. Melik-Aslanov L.S., Vezirov A.R. *Problema peska pri dobyche nefti* [Sand problem during oil production]. *Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo*, 1981, issue Sh 9, pp. 25–28.
4. Nagovitsyn E.A. *Oborudovanie dlya snizheniya vliyaniya mekhanicheskikh primesey pri dobyche nefti mekhanizirovannym sposobom* [Equipment to reducing the solids during mechanical oil production]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, issue 2, pp. 90–96.
5. Patent 2146759. *Sposob sozdaniya skvazhinnogo graviynogo fil'tra № 99107596/03.* [Creation method of downhole gravel-packed filter № 99107596/03]. Priority from 21.04.1999. Published 20.03.2000. MPK7 E 21 V 43/04.
6. Topol'nikov A.S., Litvinenko K.V. *Kompleksnyy podkhod k proektirovaniyu sistemy mekhanizirovannoy dobychi nefti v usloviyakh vynosa mekhprimesey* [Complex design of design system of mechanical oil production in contamination condition]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, issue 2, pp. 84–89.
7. Epshteyn A.R., Mavzyutov A.R., Bashkin O.V. *Fil'tr skvazhinnyy dlya shtangovykh glubinnykh nasosov* [Well's filter for bottom-hole pump]. Materials of International research and practice conference. Ufa, 2014, pp. 184–186.
8. Useful model patent №103842 *Fil'tr skvazhinnyy* [Filter for bottom-hole pump].
9. Useful model patent №138070 *Fil'tr skvazhinnyy* [Filter for bottom-hole pump].

УДК 65.011.56

Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов

Д.Ю. Самойлов
аспирант[1], главный технолог по автоматизации ОДНиГ[2]
samoilovdy@tatintec.ru

В.В. Самойлов
заместитель директора по развитию[3]
samoilov@tatintec.ru

В.С. Воронков
начальник технического отдела[4]
irntodn@tatneft.ru

Ф.А. Галиев
начальник ЦДНГ-2[4]
intodn@mail.ru

[1]Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия
[2]ООО «Глобальные Бизнес Технологии», Альметьевск, Россия
[3]ООО «Татинтек», Альметьевск, Россия
[4]НГДУ «Лениногорскнефть», ПАО «Татнефть», Лениногорск, Россия

В статье рассмотрено применение метода фильтрационных волн давления (ФВД) для повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений с высокой обводненностью. Разработана автоматизированная система управления, позволяющая реализовать метод ФВД на добывающей нефтяной скважине. Получен эффект по снижению обводненности добывающих скважин.

Материалы и методы
Анализ результатов промысловых исследований.

Ключевые слова
система управления скважиной, фильтрационная волна давления, повышение нефтеотдачи, нестационарный режим работы скважины

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России, включая уникальные месторождения нефти (Самотлорское, Ромашкинское, Мамонтовское, Федоровское и др.) характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Обводнение ставит под угрозу продолжение рентабельной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения — (0,2–0,35). Большое количество скважин эксплуатируется на пороге рентабельности.

Применение современных технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов в своем традиционном представлении на объектах, находящихся на поздней стадии, оказываются малоэффективными, зачастую экономически нецелесообразными, рискованными. Поэтому вопрос внедрения низкозатратных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводненных скважин на сегодняшний день является актуальным [1].

Постоянный рост трудноизвлекаемых запасов на месторождениях РФ приводит к пересмотру концепции автоматизации механизированного фонда скважин.

Как правило, автоматизацию на нефтяных месторождениях применяют для увеличения или поддержания добычи нефти и сокращения эксплуатационных расходов.

Причем рост добычи нефти в основном достигается благодаря минимизации времени простоя скважин и, в гораздо меньшей степени, за счет обеспечения условий максимального заполнения насоса при периодическом восстановлении уровня жидкости в скважине. А сокращение эксплуатационных затрат достигается за счет снижения затрат на ремонт, обеспечения оптимального режима работы оборудования и своевременной диагностики возможных отклонений в его функционировании.

В данной статье рассматривается возможность применения автоматизированной системы управления скважиной для повышения коэффициента извлечения нефти.

По статистике, в среднем от 65% до 75% нефти остается защемленной в коллекторах нефтяных залежей разрабатываемых месторождений РФ.

Анализ современных систем управления добывающих скважин показал, что с их помощью достигается не эффект повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), а эффект увеличения отбора жидкости. Причем важнейшие технологические параметры — обводненность продукции и забойное давление, как правило, не измеряются и в алгоритмах управления не используются.

Исследования параметров нефтяных скважин — давления, расхода и обводненности, показали, что наиболее перспективным способом эксплуатации добывающих скважин является способ нестационарного отбора жидкости. Это подтверждается регистрацией большого количества патентов за сравнительно небольшой период времени [2–6].

Способ нестационарного отбора жидкости основан на методе искусственного создания циклической фильтрационной волны давления (ФВД) в коллекторе призабойной зоны скважины.

Научные исследования по повышению нефтеотдачи пластов с помощью метода фильтрационных волн давления проводились разными учеными еще в период 70-80-х годах прошлого столетия [7].

Если обобщить эти труды, то можно описать работу данного метода. Импульсное изменение производительности насоса вызывает изменение забойного давления и возникновение гидравлической, или фильтрационной волны давления. Фильтрационная волна давления, распространяясь по коллектору, оказывает физическое воздействие на пластовую породу и за счёт сил упругости этой породы вызывает частичную деформацию поровых каналов, в которых находится пластовая жидкость. Жидкость за счёт деформации поровых каналов смещается в соответствии с изменением формы пространства, в котором она находится. При этом всегда должен сохраняться гидравлический напор, т.е. скважина не должна останавливаться. Режим отбора должен периодически изменяться от минимального к максимальному, и наоборот. Так волны давления воздействуют на породу коллектора и вовлекают защемленную нефть призабойной зоны в процесс фильтрации, тем самым повышают нефтеизвлечение из разрабатываемого участка.

В процессе проведения исследований были разработаны алгоритмы, позволяющие эффективно управлять ФВД в коллекторе призабойной зоны скважины [8]. Эти алгоритмы были заложены в основу системы управления скважиной, предназначенной для повышения нефтеотдачи пластов.

Состав разработанной системы управления для добывающей скважины с УШГН следующий (рис. 1):

1. Станция управления с частотно-регулируемым приводом (ЧРЭП), предназначенная для изменения производительности насосной установки.
2. Глубинный манометр, позволяющий измерять в реальном времени давление в скважине.
3. Устьевой поточный влагомер, автоматически определяющий обводненность скважинной продукции.
4. Датчики затрубного и устьевого давления.

Для скважины с УЭЦН состав системы аналогичный, за тем исключением, что вместо

глубинного манометра применяется система погружной телеметрии (ТМС) и типовая станция управления УЭЦН, оснащенная ЧРЭП и поддерживающая стандартные протоколы обмена. Это позволяет реализовать управление скважиной по разработанным алгоритмам ФВД с применением существующего оборудования (рис. 2).

Поточный влагомер, установленный на устье скважины, является одним из ключевых элементов системы управления и позволяет оценить эффективность воздействия ФВД для увеличения нефтеотдачи пласта. Приборов, позволяющих определять обводненность продукции непосредственно на устье добывающих скважин, на сегодняшний день применяется крайне мало. Положительный опыт применения поточного влагомера с принципом действия, основанном на измерении скорости распространения электромагнитного сигнала в средах с различной диэлектрической проницаемостью, приводится в статье [8].

Разработанная система управления скважиной позволяет определять:

1. Непрерывно в реальном времени:
- забойное давление;
- затрубное давление;
- динамический уровень жидкости;
- обводненность нефти;
- время работы в различных режимах и время простоя.

2. Периодически:
- пластовое давление;
- статический уровень;
- коэффициент продуктивности скважины, скин-фактор;
- параметры вывода скважины на технологический режим.

Более подробно тип и модификации применяемых в системе управления технических средств описаны в статье [9].

Если сегодня абсолютное большинство систем автоматизации скважин позволяют контролировать и управлять механическими или электрическими параметрами насосных установок, то разработанная система управления дополнительно реализует алгоритмы контроля и управления ФВД и позволяет снизить обводненность продукции скважин.

Результаты применения разработанной системы управления скважиной на карбонатных нефтяных залежах Ромашкинского месторождения за период с августа 2012 г. по декабрь 2014 г. следующие: по десяти экспериментальным скважинам, эксплуатируемым УШГН, получена дополнительная добыча нефти от 2,4 до 8,5 т/сут (таб. 1).

С декабря 2014 г. и по настоящее время система управления проходит опытную эксплуатацию на скважине девонского горизонта, оснащенной УЭЦН. По состоянию на 31.05.2015 г. получено снижение обводненности по данной скважине с 98% до 85%.

Итоги

Получен эффект снижения обводненности добывающих скважин с применением метода ФВД и разработанной системы управления.

Выводы

1. Разработанная система управления позволяет реализовать метод ФВД и повысить нефтеотдачу пластов на высокообводненных месторождениях.

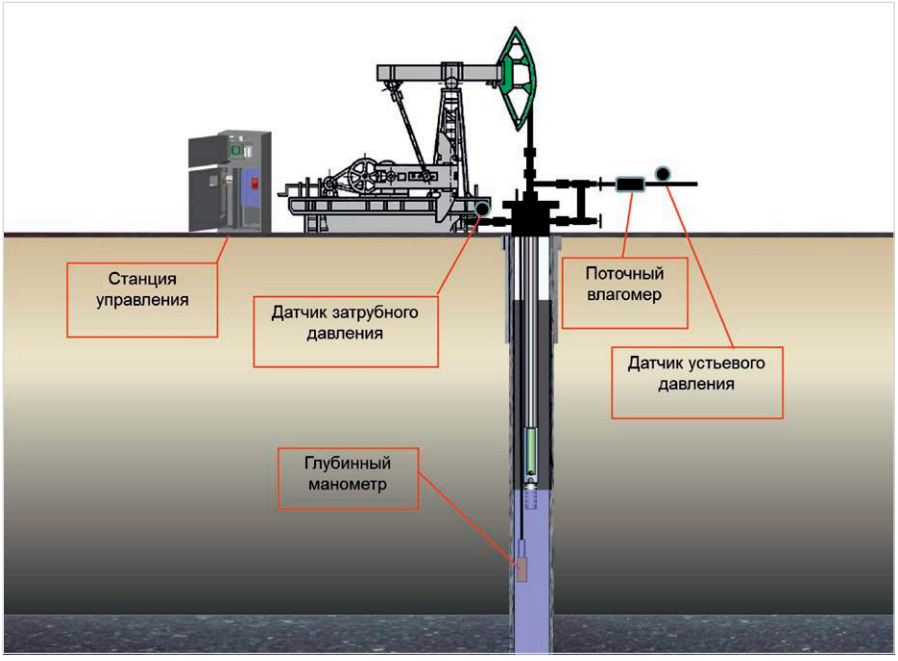


Рис. 1 — Состав системы управления для добывающей скважины с УШГН для реализации метода ФВД

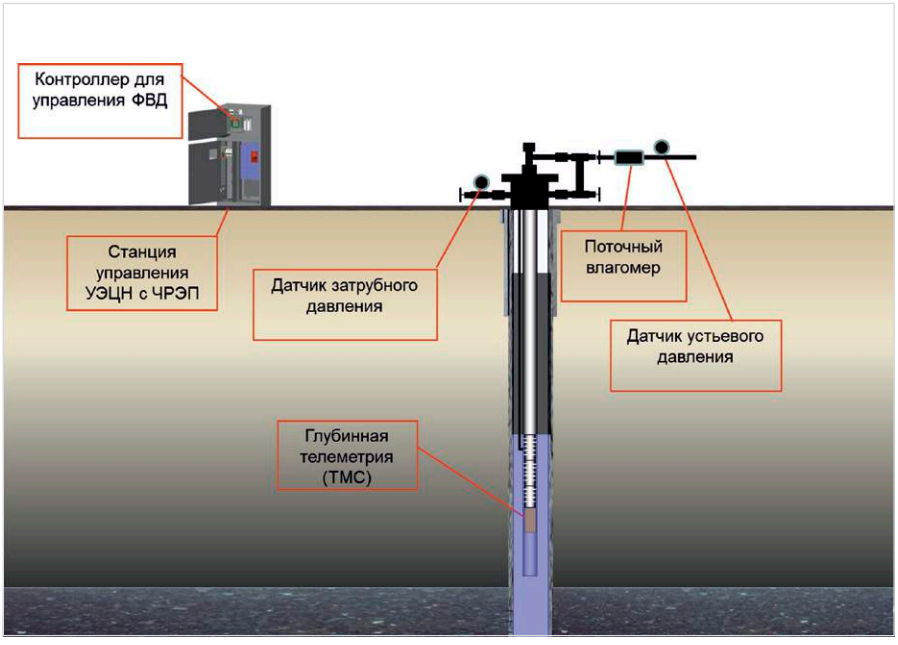


Рис. 2 – Состав системы управления скважиной с УЭЦН для реализации метода

№ скв	Qн до внедрения, т/сут	Qн после внедрения, т/сут	Δ, т/сут
Скв.1	1,8	7,0	5,2
Скв.2	0,5	3,6	3,1
Скв.3	0,4	3,7	3,3
Скв.4	0,2	2,4	2,2
Скв.5	0,2	3,0	2,8
Скв.6	0,3	3,0	2,7
Скв.7	0,9	3,8	2,9
Скв.8	0,4	5,0	4,6
Скв.9	0,2	8,5	8,3
Скв.10	0,2	2,5	2,3
ИТОГ	**5,1**	**42,4**	**37,4**

Таб. — 1. Результаты применения системы управления скважиной

2. Для оценки эффективности метода ФВД необходимо применение устьевого поточного влагомера.
3. Большинство современных систем управления скважиной позволяют увеличить отбор добываемой жидкости за счет сокращения времени простоя скважин и частично за счет обеспечения условий наполнения насоса. Однако данные системы не позволяют снизить обводненность продукции скважин.

Список используемой литературы

1. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, включающее поиски и разведку новых месторождений нефтяных и газовых ископаемых для нужд народного хозяйства» от 12 марта 2015 г. Режим доступа: http://www.gkz-rf.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=229:2015-04-21-07-53-31&catid=53:docsuvs&Itemid=70 (дата обращения 09.07.2015)
2. Патент №2288352. Способ нестационарного извлечения нефти из пласта, приоритет от 18.10.2004, кл. E 21 B 43/12.
3. Патент №2289019. Способ перевода скважин на оптимально эффективный режим эксплуатации, приоритет от 28.03.2005, кл. E 21 B 43/16.
4. Патент №2320860. Способ разработки нефтяной залежи, приоритет от 29.03.2007, кл. E 21 B 43/18.
5. Патент №2418942. Способ эксплуатации скважины, приоритет от 20.07.2010, кл. E 21 B 43/00.
6. Патент №2453689. Способ разработки нефтяной залежи, приоритет от 06.09.2011, кл. E 21 B 43/20.
7. Непримеров Н.Н. Десятитомное собрание научных и литературных трудов. Технология оптимальной выработки нефтяного пласта (1986 г.). Казань: Центр инновационных технологий, 2005. Т. 6. 192 с.
8. Ахметзянов Р.Р., Самойлов В.В., Жданов О.П., Фролов С.А. Как повысить коэффициент извлечения нефти без применения традиционных методов повышения нефтеотдачи пластов // Территория НЕФТЕГАЗ. 2014. № 11. С. 56–61.
9. Самойлов Д.Ю. Реализация системы управления режимом работы скважины для увеличения нефтеотдачи // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. XII. Ч.1. С. 219–221.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Development and application of automated control system of the well to increase oil recovery

UDC 65.011.56

Author:
Denis Yu. Samoilov — graduate[1], chief technologist of wells automation[2]; samoilovdy@tatintec.ru
Vladimir V. Samoilov — deputy director for development[3]; samoilov@tatintec.ru
Vasiliy S. Voronkov — head of technical department[4]; irntodn@tatneft.ru
Farit A. Galiev — head of CDNG-2[4]; intodn@mail.ru

[1]Almetyevsk state oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation
[2]"Global Business Technology" LLC, Almetyevsk, Russian Federation
[3]"Tatintec" LLC, Almetyevsk, Russian Federation
[4]Field office "Leninogorskneft", "Tatneft", Leninogorsk, Russian Federation

Abstract
The article describes the application of the reservoir pressure waves (RPW) method to increase oil recovery of fields with high water cut.
Developed automated control system allowed realizing a RPW method for oil production well. Obtained the effect to reduce the water cut of production wells.

Materials and methods
Analysis of the results of field research.

Results
The resulting effect of reducing the water cut in production wells by means of the RPW method and designed control system.

Conclusions
1. Developed control system allows implementing a RPW method and increase oil recovery for reservoir with high water cut.
2. To assess the effectiveness of the RPW method required the using of wellhead water cut measuring device.
3. Most modern control systems of well operation allow increasing the production rate by reducing downtime of wells and partly by filling of the pump. However, these systems do not provide reduction of water cut.

Keywords
control system of well operation,
reservoir pressure wave,
increase oil recovery,
non-stationary well operation

References

1. *Rekomendatsii "kruglogo stola" Komiteta Gosudarstvennoy Dumy po energetike "Vosproizvodstvo mineral'no-syr'evoy bazy, vklyuchayushchee poiski i razvedku novykh mestorozhdeniy neftyanykh i gazovykh iskopaemykh dlya nuzhd narodnogo khozyaystva" ot 12 marta 2015 g*. [The Recommendations of the "round table" of the State Duma Committee on energy "Reproduction of mineral resource base, including the search for and exploration of new deposits of oil and gas minerals for the needs of the national economy" from 12 March 2015]. Available at: http://www.gkz-rf.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=229:2015-04-21-07-53-31&catid=53:docsuvs&Itemid=70 (accessed 09 July 2015)
2. Patent №2288352. *Sposob nestatsionarnogo izvlecheniya nefti iz plasta* [The method for non-stationary extraction of oil from bed]. Priority from 18.10.2004, kl. E 21 V 43/12.
3. Patent 2289019. *Sposob perevoda skvazhin na optimal'no effektivnyy rezhim ekspluatatsii* [The method for transferring wells to optimally efficient operation mode]. Priority from 28.03.2005, kl. E 21 V 43/16.
4. Patent №2320860. *Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi* [Oil field development]. Priority from 29.03.2007, kl. E 21 V 43/18.
5. Patent №2418942. *Sposob ekspluatatsii skvazhiny* [Procedure for well development]. Priority from 20.07.2010, kl. E 21 V 43/00.
6. Patent №2453689. *Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi* [Oil field development]. Priority from 06.09.2011, kl. E 21 V 43/20.
7. Neprimerov N.N. *Desyatitomnoe sobranie nauchnykh i literaturnykh trudov. Tekhnologiya optimal'noy vyrabotki neftyanogo plasta (1986 g.)* [Desatame collection of scientific and literary works. Technology of optimal production the oil reservoir (1986)]. Kazan: *Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy*, 2005, Vol. 6, 192 p.
8. Akhmetzyanov R.R., Samoylov V.V., Zhdanov O.P., Frolov S.A. *Kak povysit' koeffitsient izvlecheniya nefti bez primeneniya traditsionnykh metodov povysheniya nefteotdachi plastov* [How to increase the oil recovery without the use of traditional methods of oil recovery increase]. *Territoriya NEFTEGAZ*, 2014, issue 11, pp. 56–61.
9 Samoylov D.Yu. *Realizatsiya sistemy upravleniya rezhimom raboty skvazhiny dlya uvelicheniya nefteotdachi* [The implementation of the control system of wells operation mode to increase oil recovery]. Proceedings of the Almetyevsk state oil Institute, 2014, Vol. XII., Part 1, pp. 219–221.

УДК 65.011.56

Преимущество порошковых покрытий для защиты НКТ

М.В. Швецов
директор[1]

Г.Б. Бикбов
директор[2]

И.Ф. Калачев
д.т.н., первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению[2]

[1]БМЗ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[2]ООО «ТТД Татнефть», Лениногорск, Россия

В статье рассмотрены актуальные проблемы эксплуатации НКТ и современные способы защиты стальной поверхности труб от негативного воздействия в процессе эксплуатации. Подробно рассмотрена эффективность защитных покрытий НКТ и приведена сравнительная характеристика различных типов покрытий внутренней поверхности НКТ.

Ключевые слова
насосно-компрессорные трубы, НКТ, системы поддержания пластового давления, ППД, добывающие скважины, нагнетательные скважины, порошковые покрытия, коррозионностойкость, антикоррозионное покрытие, АСПО, солеотложения

Эксплуатация насосно-компрессорных труб (НКТ) связана с целым рядом негативных факторов, которые сказываются на эффективности работы добывающих и нагнетательных скважин, конечной прибыльности добычи нефти и газа. Необходимость защиты внутренней поверхности НКТ от коррозии, абразивного воздействия, осаждения солей и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) доказывает практика применения НКТ на скважинах крупнейших нефтедобывающих компаний.

Область применение НКТ

НКТ необходимы для подъема нефти и газа, нагнетания замещающих жидкостей и сжатого воздуха для поддержания пластового давления и проведения многих видов ремонтных работ на нефте- и газодобывающих скважинах. С помощью НКТ осуществляются геолого-технические мероприятия, проводятся исследовательские работы, регулируется режим работы скважины. Это ключевой элемент, без которого невозможно освоение и эксплуатация скважин.

Эксплуатация НКТ связана с высоким давлением, перепадами температур, контакта с транспортируемой средой, которая образует отложения на внутренней поверхности. Это приводит к увеличению гидравлического сопротивления транспортирующей среды и снижению эффективности добычи.

Но наибольший ущерб наносит коррозия внутренних поверхностей трубопроводов, которые находятся в непосредственном контакте с агрессивными перекачиваемыми жидкостями. Наличие солей, сероводорода, кислорода и углекислого газа в транспортируемом продукте, абразивное воздействие и другие факторы способствуют возникновению внутренней коррозии. Что снижает срок службы трубопровода, его пропускную способность, увеличивает стоимость эксплуатации и технического обслуживания, а также расходы на прокачку жидкостей и газов.

Необходимость защитного покрытия доказывает практика

Чтобы снизить влияние негативных факторов и продлить срок службы НКТ, на поверхность стальных труб наносится полимерное покрытие. Оно дает защиту от коррозии и коррозийного растрескивания и улучшает характеристики потока. За счет низкой адгезии затрудняется формирование солевых, асфальто-смолистых и парафиновых отложений. Отложения на гладкой полимерной поверхности легко смываются перекачиваемой жидкостью, что снижает гидравлическое сопротивление транспортирующей среды и повышает эффективность добычи.

Как известно, наиболее высокий уровень коррозионной активности имеют жидкости системы поддержания пластового давления (ППД). Срок службы работающих на сточной воде НКТ без покрытия внутренних поверхностей труб не превышает 5 лет. Как показали опытные работы, срок службы НКТ с полимерным покрытием составляет более 10 лет.

Об эффективности полимерного покрытия говорит повсеместная замена устаревших НКТ на трубы с таким покрытием. К примеру, в ПАО «Татнефть» с 2006 года активно реализуется программа по замене труб в нагнетательных скважинах на НКТ в антикоррозионном исполнении (с ПЭП). Ежегодно в системе ППД не менее 1000 скважин оборудуется такими НКТ. В настоящее время более 80% фонда нагнетательных скважин сточной воды уже оснащены НКТ с покрытием.

Современные технологии нанесения покрытий на НКТ

На практике, как правило, применяются порошковые и жидкие лакокрасочные материалы. Порошковые покрытия представляют собой одну из наиболее совершенных технологий хотя бы потому, что позволяют сделать процесс производства практически безотходным, а технологию — экологичной и предпочтительной в современных условиях.

Кроме того, по сравнению с окрашиванием жидкими материалами, порошковые краски имеют целый ряд преимуществ:

- они не требуют подготовки (смешения, разбавления, перемешивания, регулирования вязкости), а следовательно, уменьшается количество технологических ошибок при нанесении покрытий;

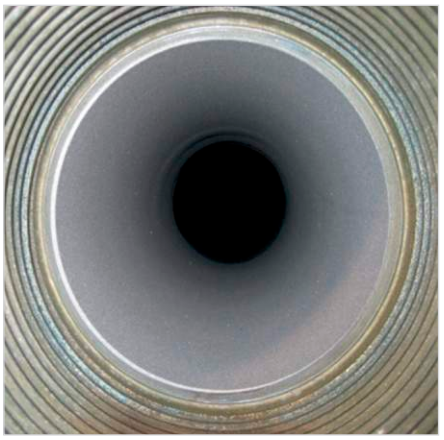


Рис. 1 — Очищенная внутренняя поверхность НКТ для полимерного покрытия

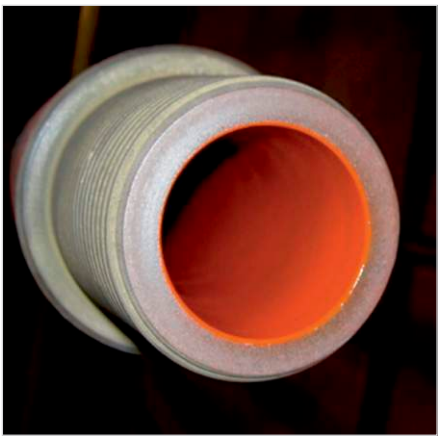


Рис. 2 — НКТ с нанесённым праймером на внутреннюю поверхность

Рис. 3 — НКТ с нанесённым покрытием на внутреннюю поверхность

№	Система покрытия	Технология нанесения					Эксплуатация			
		Толщина (мкм)	Расход м²/кг	Режимы отвержд. (°С)	Адгезия МПа	Диэлектр. проч. кВ/мм	при температуре	pH	H_2S До%	Скор. коррозии (С). Срок службы покрытия (С-лет)
1	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. П-ЭП-585 (Эпоксидный)	15 300	15 2	20 - 160	22	11	от -40°С до +60°С	4-8	5	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
2	1. Грунт EP-10 Primer (Эпоксифенольный) 2. П-ЭП-585 (Эпоксидный)	20 300	18 2	20 160	20	10	от -40°С до +80°С	4-8	5	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
3	1. Грунт EP-10 Primer (Эпоксифенольный) 2. CORVEL 10600 (Эпоксидный)	20 300	18 1,2	20 160	21	22	от -40°С до +170°С	4-8	5	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
4	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. CORVEL 10600 (Эпоксидный)	15 300	15 1,2	20 160	25	20	от -40°С до +170°С	5-9	5	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
5	1. Грунт EP-10 Primer (Эпоксифенольный) 2. Scotchkote 6258 (Эпоксидный)	20 300	18 1,2	20 180	28	28	от -40°С до +130°С	4-9	7	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
6	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. Scotchkote 6258 (Эпоксидный)	15 300	15 1,2	20 180	30	29	от -40°С до +130°С	4-9	7	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
7	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. Scotchkote 6171XC (Эпоксидный)	15 300	15 1,2	20 180	36	31	от -40°С до +90°С	5-9	7	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
8	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. ИНФРАЛИТ EP 8024-10 AR9318 TW-9302 (Эпоксидный)	15 300	15 1,3	20 200	28	31	от -80°С до +130°С	4-10	5	С1-12; С2-11; С3-9; С4-6; С5-4
9	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. ТК 216 (Эпоксидный)	15 300	15 1,2	20 200	45	40	от -73°С до +130°С	4-12	20	С1-20; С2-15; С3-12; С4-9; С5-8
10	1. Грунт ТК 8007 (Эпоксифенольный) 2. ТК236 (новолачный)	15 300	15 1,2	20 200	42	43	от -70°С до +156°С	3-13	36	С1-20; С2-15; С3-12; С4-10; С5-8

Примечание:
1. Скорость коррозии стальных конструкций при агрессивности транспортируемой среды в трубопроводе:
- С1 — скорость коррозии стальной трубы без покрытия менее 0,01 мм/год (не агрессивная);
- С2 — скорость коррозии стальной трубы без покрытия до 0,5 мм/год (слабоагрессивная);
- С3 — скорость коррозии стальной трубы без покрытия до 1 мм/год (умеренно агрессивная);
- С4 — скорость коррозии стальной трубы без покрытия до 10 мм/год (агрессивная);
- С5 — скорость коррозии стальной трубы без покрытия более 10 мм/год (сильноагрессивная).

2. Срок службы покрытия определяется при соблюдении всех требований разработчиков материалов и технологии нанесения покрытия, хранения, сооружения трубопроводов и их эксплуатации.

Таб. 1 — Сравнительные характеристики НКТ с различными типами защитного покрытия

- получение требуемой толщины покрытия ограничивается однослойным нанесением;
- обеспечивается 100% использование порошка;
- снижаются энергетические затраты на производство покрытий;
- обеспечивается возможность механизации и автоматизации процесса производства покрытий;
- достигается более высокое качество покрытий и улучшение эксплуатационных свойств (долговечность, кислотостойкость, глянец, шероховатость);
- отсутствуют экологически вредные выбросы при нанесении покрытия и при эксплуатации.

Конечная стоимость порошкового покрытия обычно бывает ниже, чем стоимость жидких аналогов. Кроме того, несмотря на кажущееся сходство «эпоксидок», они сильно различаются по своим свойствам. С точки зрения технологии, экономики и экологии, порошковые лакокрасочные материалы можно смело назвать наиболее оптимальным вариантом.

Стоит отметить, что НКТ, линейные и бурильные трубы с современным защитным полимерным покрытием давно и успешно выпускаются российскими компаниями. Одним из крупнейших производителей труб в антикоррозионном исполнении (рис. 3) в России является структурное подразделение ПАО «Татнефть» Бугульминский машиностроительный завод. В цехах предприятия уже более 18 лет производятся НКТ с порошковыми эпоксидными покрытиями. В 1997 и 2000 годах ПАО «Татнефть» были закуплены специализированные линии по производству труб с внутренним защитным покрытием фирмы «Тьюбоскоп Ветко Москоу».

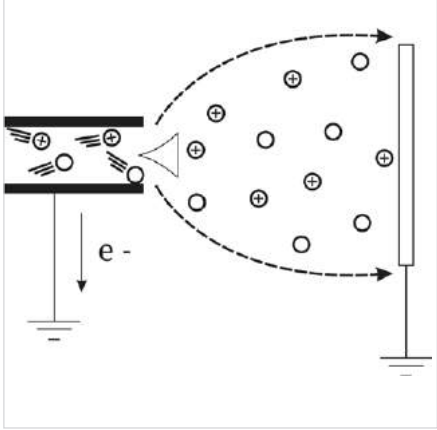


Рис. 4 — Трибостатическое напыление (зарядка трением)

Рис. 5 — Электроосаждения порошка на внутреннюю поверхность НКТ

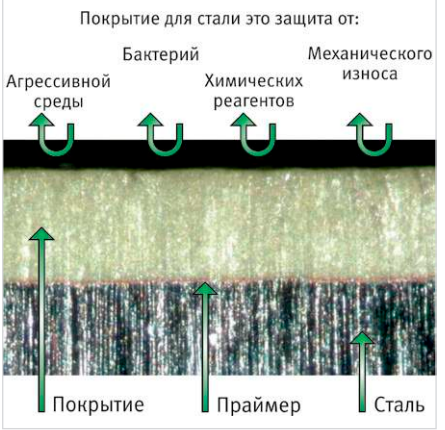


Рис. 6 — Микрошлиф стальной трубы с покрытием

И с 2000 г. Бугульминский машиностроительный завод перешел на выпуск НКТ с внутренним полимерным покрытием отечественного производства — порошковую краску П-ЭП-585 производства ОАО НПФ «Пигмент» (г. С.- Петербург).

Факторы, влияющие на качество порошкового покрытия стальной поверхности

Характеристики покрытия определяются составом материала и соблюдением технологии нанесения. При выборе порошковых материалов основным критерием является стойкость к условиям эксплуатации трубопровода — рабочей температуре, давлению, химическому составу. Для эффективной защиты НКТ покрытие должно иметь низкую влаго- и кислородопроницаемость, высокие механические характеристики, высокую и стабильную во времени адгезию покрытия к стали, стойкость к катодному отслаиванию, хорошие диэлектрические характеристики, устойчивость к УФ-лучам и тепловому старению.

Для качественного нанесения порошкового покрытия необходима тщательная подготовка поверхности и нанесение праймера (рис. 1, 2). Несоблюдение технологии приводит к тому, что покрытие будет иметь плохую адгезию к стальной поверхности труб и как следствие к растрескиванию или расслоению защитного слоя и развитию коррозийных процессов на стальной поверхности. Многолетний опыт применения полимерных покрытий показывает, что их долговечность более чем на 70% определяется качеством подготовки поверхности. При этом покрытие, нанесенное на очищенную абразивным способом с удалением солей и обезжиренную поверхность, будет более чем в три раза долговечным, чем покрытие, нанесенное на некачественно подготовленную поверхность.

Существенно влияют на долговечность покрытий метод окрашивания, условия нанесения покрытия и режим отверждения. Более надежными считаются покрытия, нанесенные методом трибостатического напыления (рис. 4, 5). Наиболее устойчивые к воздействию агрессивных сред формируются методом горячего отверждения покрытия. Это объясняется тем, что при повышенных температурах обеспечивается формирование более плотной структуры.

Также важным параметром является толщина покрытия, от которого зависит скорость проникновения агрессивных агентов к поверхности металла. Поэтому при эксплуатации покрытий в условиях с различными параметрами, его толщина устанавливается в соответствии со степенью агрессивности среды (рис. 6). Так, рекомендуемая минимальная толщина внутреннего покрытия труб для транспортирования неагрессивной среды — не менее 120 мкм, слабоагрессивной — не менее 150 мкм, морской — 200 мкм, химической и нефтепромысловой агрессивной среды — не менее 300 мкм.

Вместе с тем при излишней толщине в покрытии могут возникать внутренние напряжения, приводящие к растрескиванию. Толщина покрытия должна гарантировать отсутствие капиллярной проницаемости, т.е. быть несколько больше критической толщины. Для различных условий эксплуатации повышение толщины покрытия больше критической колеблется в 1,5–5 раз. Для наибольшей надежности и долговечности этот коэффициент должен подбираться опытным путем квалифицированными специалистами.

Таким образом, оптимальный выбор технологических операций и правильный подбор материалов гарантирует долговечность и хорошие физико-механические свойства покрытий труб. Дополнительные затраты на нанесение внутреннего покрытия труб, согласно всех требований технологии, окупается за счёт вышеперечисленных преимуществ через 12–15 месяцев работы трубопровода.

Между тем следует заметить, что технологий для всеобъемлющего применения не существует и выбор подходящего материла — всегда компромисс. Каждое покрытие соответствует определённым условиям эксплуатации труб, и выполняет требуемые функции. Так, например, порошковое покрытие нового поколения ТК236, на основе смолы Новолак, разработано специально для эксплуатации труб в экстремально агрессивной среде с содержанием H_2S до 30% (об.) и рабочей температурой до 204°С. Другое порошковое покрытие ТК70ХТ является эффективным решением для защиты НКТ от коррозии в условиях добычи, сопровождающейся внутренним механическим трением — добыча с помощью ШГН, а также обладает стойкостью к многократному проведению соляно-кислотных обработок.

Выводы

Эффективность применения НКТ с внутренним покрытием складывается за счет:

1. увеличения срока службы НКТ более чем в 2 раза;
2. уменьшения отложений на внутренней поверхности более чем на 80%;
3. снижения гидравлических потерь транспортируемого продукта по трубопроводам из-за уменьшения шероховатости на внутренней поверхности труб и уменьшения силы поверхностного натяжения между жидкостью и покрытием повышается КПД трубного лифта от 10 до 25% (в зависимости от материала покрытия и диаметра НКТ).

ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СОВРЕМЕННОГО И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ БМЗ БЫЛИ ОСВОЕНЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:

1. Литейное производство

- Изготовление отливок из чугуна и стали до 1 000 кг.

2. Механическая обработка

- Обработка крупногабаритных корпусных деталей сложной конфигурации (размерами до 3000x2000x1000 мм).
- Изготовление деталей типа «вал» диаметром до 500 мм, длиной до 3 000 мм (токарная обработка и шлифование).
- Обработка деталей типа «тел вращения» (диски, фланцы, муфты и подобные) и деталей сложной конфигурации.
- Изготовление цилиндрических (прямозубых, косозубых, шевронных) зубчатых колес и вал-шестерен, передач с зацеплением Новикова и эвольвентным, диаметром от 50 до 2 000 мм и модулем до m=20, зубчатого колеса и червяка червячной передачи.

3. Термическая обработка деталей

- Закалка деталей и инструмента весом до 620 кг, диаметром до 450 мм и длиной до 500 мм.
- Закалка, отжиг и нормализация деталей и заготовок длиной до 13 000 мм.
- Отжиг крупногабаритных деталей и сварных конструкций, нормализация, высокий отпуск диаметром до 3 000 мм и длиной до 13 000 мм.
- Индукционная закалка деталей диаметром до 720 мм и высотой до 60 мм.

4. Сварка

- Автоматическая и полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа, аргона, ручная дуговая сварка покрытыми электродами, контактная сварка, ручная аргоно-дуговая сварка неплавящимся электродом.

5. Лакокрасочные покрытия

- Нанесение лакокрасочного покрытия методом пневматического распыления. Максимальные размеры окрашиваемых изделий — 23 000 мм и диаметром 3 500 мм.

ПРОИЗВОДСТВО
Бугульминский механический завод
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, РФ, Республика Татарстан,
Бугульма, ул. Ленина, 146
+7 (85594) 7-63-35, 7-61-55
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru

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

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ КАК ВИД ИСКУССТВА

www.ХИМСЕРВИС.com

МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®

СДЕЛАНО В РОССИИ

Компания «Химсервис» является **российским** производственным предприятием, специализирующимся на разработке и выпуске оборудования противокоррозионной защиты и активно внедряющим высокотехнологичные решения в продукции.

Производство «Химсервис» максимально ориентировано на использование отечественных материалов и комплектующих, что полностью соответствует стратегии развития российской экономики.

Анодные заземлители «Менделеевец»®

Оборудование для систем противокоррозионной защиты

Приборы для диагностики трубопроводов

Сертификация систем противокоррозионной защиты

РОС ГАЗ ЭКСПО

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

6-9 октября 2015

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

Приглашаем посетить наш стенд на выставке!

НОВИНКИ

«Менделеевец»-МП
протяженные анодные заземлители

Очень малая скорость анодного растворения рабочего материала обеспечивает высокий срок службы

ПКВ «Менделеевец»
прибор для припайки катодных выводов

Позволяет получить надежный контакт с малым переходным сопротивлением, высокая безопасность для оператора

СВНЭ-2 «Менделеевец»
электронный счетчик времени наработки

ДСК-1 «Менделеевец»
датчик скорости коррозии

КИП ХС
со встроенным БСЗ

БСЗ обладает широким диапазоном регулировки

+7 (48762) 3-44-87
E-mail: op@ch-s.ru

www.**химсервис**.com

УДК 620.193

Решение проблемы коррозии ГНО малодебитного фонда скважин

Л.Г. Тощевиков
ведущий инженер[1]
LGToshevikov@udmurtneft.ru

В.К. Миллер
инженер 1 кат.[1]
VKMiller@udmurtneft.ru

Э.Е. Садиоков
инженер 2 кат.[1]
EESadiokov@udmurtneft.ru

Д.А. Назаров
руководитель[1]
DANazarov@udmurtneft.ru

[1]ГКМ, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Впервые на добывающих скважинах месторождений ОАО «Удмуртнефть» проведены опытно-промысловые испытания капсулированного ингибитора коррозии, как способа повышения эффективности защиты от коррозии и увеличения наработки оборудования за счет пролонгированного выноса реагента после обработки.

Материалы и методы
Опытно-промысловые испытания капсулированного ингибитора коррозии.

Ключевые слова
малодебитный фонд скважин, коррозия ГНО, ингибиторная защита, вынос ингибитора коррозии, капсулированный ингибитор коррозии

Переход нефтяных месторождений компании ОАО «Удмуртнефть» на поздний этап разработки характеризуется снижением добычи нефти, существенным изменением ее качества, высокой обводненностью и агрессивностью добываемой продукции, и как следствие, расширением осложняющих добычу факторов. Практически для всех месторождений преобладающим осложнением является коррозия нефтепромыслового оборудования (НПО). Согласно статистическим данным ОАО «Удмуртнефть», в 2014 г. 26% отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО) и 65% порывов промысловых трубопроводов и системы нефтесбора произошли по причине коррозионного разрушения (рис. 1). Основным видом повреждений оборудования добывающих скважин является коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), в результате нарушается герметичность, что приводит к дорогостоящим преждевременным подземным ремонтам и замене оборудования, вышедшего из строя.

Главным фактором, вызывающим коррозионное поражение углеродистой стали, является агрессивность пластовых флюидов и транспортируемых жидкостей, определяемая видом и концентрацией тех или иных активных компонентов. Согласно проведенной по [1] классификации нефтепромысловых сред месторождений ОАО «Удмуртнефть», добываемые жидкости являются преимущественно сильноагрессивными (таб. 1). Степень агрессивного воздействия в первую очередь определяется наличием в пластовой воде сероводорода, вызывающего химическую и электрохимическую коррозию, а также водородное охрупчивание металла. Высокий уровень биозараженности вод сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) приводит к образованию на поверхности металла колоний микроорганизмов, которые выделяют

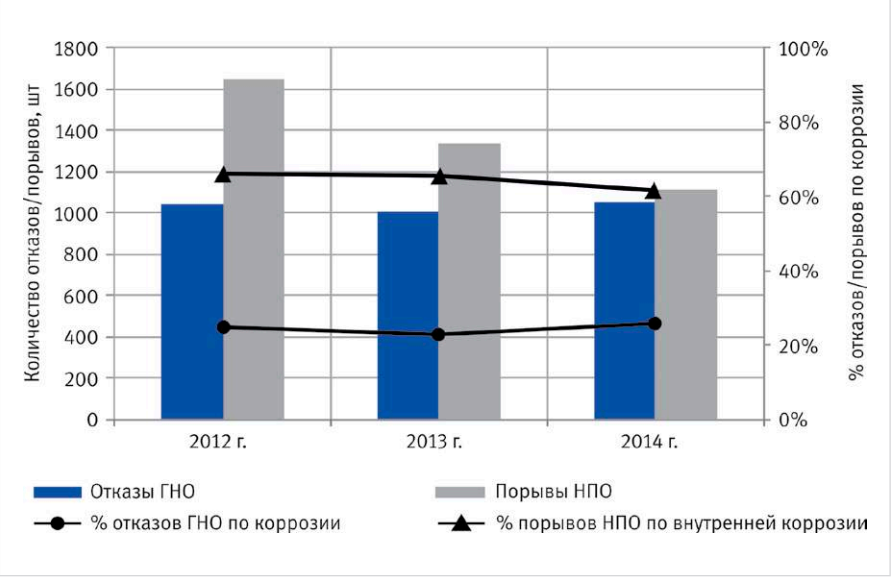


Рис. 1 — Динамика отказов ГНО и аварийности трубопроводов в ОАО «Удмуртнефть»

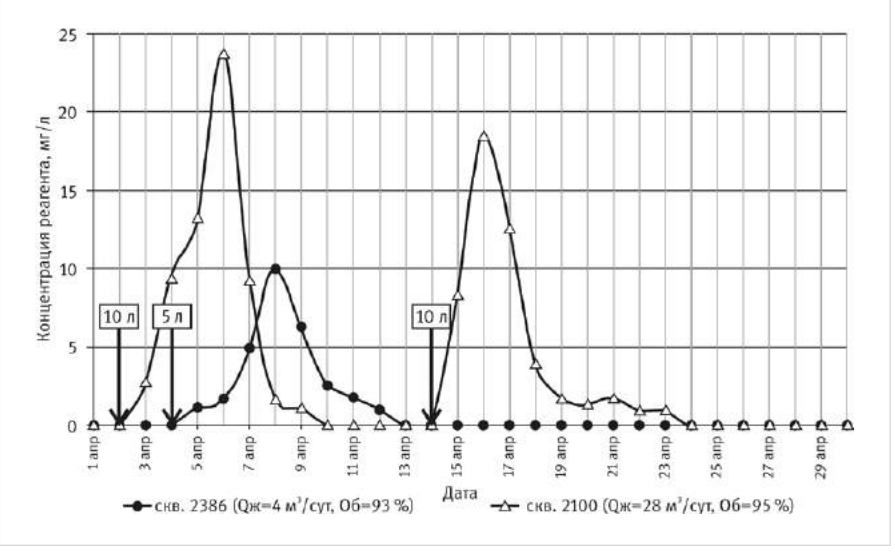


Рис. 2 — Динамика выноса ингибитора коррозии после обработки

концентрированный сероводород, усиливая тем самым электрохимическую коррозию, а также изолируют поверхность металла от воздействия обычных ингибиторов коррозии.

Кроме того, применяемые соляно-кислотные обработки добывающих скважин для удаления солеотложений, термохимические обработки растворами реагентов на пресной воде для борьбы с парафиноотложениями оказывают дополнительное негативное воздействие на НПО. Совокупность перечисленных параметров, при условии высокого содержания минеральных солей в пластовой воде, способствует интенсивному коррозионному разрушению используемого металлического оборудования.

Для сохранения целостности НПО применяются разнообразные методы борьбы с коррозией, но наиболее широко на месторождениях компании используется ингибиторная химическая защита, что позволяет значительно увеличить срок эксплуатации промысловых трубопроводов и межремонтный период (МРП) скважин. Охват осложненных коррозией скважин составляет порядка 98%. Обработка ведется ингибиторами коррозии (ИК) в товарной форме различными методами как постоянным дозированием посредством УДЭ, так и периодическим ингибированием скважин. При этом около 20% ингибируемых скважин обрабатывается с частотой 1 раз в месяц.

Добыча жидкости осуществляется механизированным способом, при этом, если ориентироваться на классификацию, предложенную для месторождений ОАО НК «Роснефть» [2], фонд скважин ОАО «Удмуртнефть» преимущественно представлен малодебитными скважинами (Qж ‹30 м^3/сут) на которые приходится 63% от всего действующего фонда. Данные скважины наиболее подвержены коррозионным процессам, что объясняется невысокой скоростью движения жидкости, образованием застойных зон, благоприятных для развития жизнедеятельности бактерий [3]. На практике именно на периодически защищаемый малодебитный фонд скважин (МДФС) приходится основное количество отказов ГНО по коррозии (таб. 2).

Для установления причин невысокой эффективности периодической ингибиторной защиты МДФС была определена динамика выноса ингибитора коррозии по показателю остаточного содержания реагента в добываемой жидкости после обработки скважины через затрубное пространство. Для испытаний использовали фосфорсодержащий ингибитор коррозии, применяемый на большинстве месторождений ОАО «Удмуртнефть». Зависимость выноса реагента от количества проведенных обработок и закаченного объема представлена на рис. 2.

При одинарной месячной обработке отмечается неравномерный вынос ингибитора коррозии, с максимумом на кривой в начальный период после обработки и последующим длительным периодом низкого ингибирования. При двукратных обработках наблюдается схожая зависимость, но участки с низким ингибированием сокращаются. Таким образом, в течение первых нескольких суток после обработки происходит формирование плотной адсорбционной пленки ингибитора коррозии при его концентрации, намного превышающей рабочую концентрацию реагента. Однако последующее снижение концентрации ИК ниже оптимальной, в силу отсутствия постоянного поступления реагента к поверхности для непрерывного восстановления пленки, не обеспечивает требуемый защитный эффект. Отсутствие необходимого уровня ингибиторной защиты при периодических обработках товарной формой ИК также может быть следствием ряда других факторов [3]:

- применением реагентов, не обладающих хорошим последействием;
- сложностью планирования обработок, что обусловлено отсутствием точной расчетной модели процесса выноса ингибитора;
- потерями реагента в затрубном пространстве на стенках эксплуатационной колонны и НКТ;
- несоблюдение технологических регламентов применения противокоррозионной химии;
- необеспеченность ингибиторами в требуемом объеме;
- ошибками персонала и пр.

Оптимальным является применение постоянного дозирования, однако это требует дополнительных затрат на приобретение и обслуживание дозировочных установок, что для высокообводненного малодебитного фонда является нерентабельным. Таким образом, возникает необходимость поиска способа, позволяющего обеспечить постоянное присутствие ИК в промысловой жидкости для создания высокого уровня защиты без дополнительных затрат на оборудование и обработки. Указанному требованию соответствует применение капсулированного реагента, основная цель которого состоит в поддержании постоянной концентрации на требуемом уровне для эффективной защиты ГНО. Данное свойство объясняется особым механизмом поступления реагента в промысловую жидкость. Так, в отличие от классических ингибиторов коррозии, капсулированный реагент представляется собой совокупность микрокапсул определенного диаметра, внутри которых находится высококонцентрированная ингибиторная основа. При контакте с промысловой жидкостью происходит медленная равномерная диффузия реагента через органическую полимерную мембрану капсул, что обеспечивает концентрационное равновесие между капсулами и окружающей средой, обуславливая наличие определенного уровня реагента в жидкости в течение длительного времени.

№	Месторождение	Минерализация, г/л	pH	Содерж. H_2S, мг/л (ср.зн.)	Кол-во СВБ, кл./мл	Агрессивность среды
1	Чутырское	86 ÷ 92	7,1 ÷ 7,4	98	0 ÷ 10^5	Сильноагрессивная
2	Гремихинское	136 ÷ 158	6,2 ÷ 6,9	72	10^2 ÷ 10^5	
3	Мишкинское	141 ÷ 149	6,6 ÷ 7,2	63	10^2 ÷ 10^5	
4	Киенгопское	156 ÷ 167	6,0 ÷ 6,8	47	0 ÷ 10^2	
5	Северо-Ижевское	43 ÷ 78	6,4 ÷ 7,2	145	10^2 ÷ 10^5	
6	Сундурско-Нязинское	43 ÷ 78	7,0 ÷ 7,5	69	10^2 ÷ 10^4	
7	Мещеряковское	241 ÷ 259	7,2 ÷ 7,5	28	10^2 ÷ 10^5	
8	Лиственское	148 ÷ 193	6,4 ÷ 6,9	66	10^2 ÷ 10^5	
9	Лозолюкско-Зуринское	148 ÷ 162	7,0 ÷ 7,5	55	0 ÷ 10^2	
10	Кырыкмасское	146 ÷ 163	6,9 ÷ 7,2	15	10^3 ÷ 10^5	
11	Красногорское	110 ÷ 152	7,1 ÷ 7,8	43	0 ÷ 10^2	
12	Южно-Киенгопское	176 ÷ 182	6,4 ÷ 6,8	32	0 ÷ 10^2	
13	Бегешкинское	142 ÷ 156	6,4 ÷ 7,0	28	10^2 ÷ 10^5	
14	Кезское	89 ÷ 96	7,2 ÷ 7,5	32	0 ÷ 10^2	
15	Восточно-Красногорское	129 ÷ 134	7,0 ÷ 7,4	29	10 ÷ 10^3	
16	Лудошурское	200 ÷ 215	7,0 ÷ 7,2	23	10^2 ÷ 10^4	
17	Ельниковское	154 ÷ 176	6,5 ÷ 6,9	20	10 ÷ 10^2	
18	Прик. уч-к Ельниковского*	128 ÷ 146	6,4 ÷ 6,8	5	10^3 ÷ 10^5	
19	Ончугинское*	246 ÷ 261	6,8 ÷ 7,2	23	0 ÷ 10	Среднеагрессивная
20	Котовское	256 ÷ 263	6,0 ÷ 6,5	8	0	
21	Есенейское	249 ÷ 264	6,7 ÷ 7,1	8	0	
22	Архангельское	240 ÷ 264	7,0 ÷ 7,4	7	0	
23	Ломовское	256 ÷ 268	7,1 ÷ 7,5	3	0	
24	Заборское	256 ÷ 268	7,1 ÷ 7,5	3	0	
25	Ижевское	264	7,0 ÷ 7,5	3	0 ÷ 10	

Примечание: * — высокое содержание сероводорода наблюдается на нескольких скважинах

Таб. 1 — Агрессивность нефтепромысловых сред месторождений ОАО «Удмуртнефть»

Отказы ГНО по коррозии, шт.	Дебит жидкости, м^3/сут.		
	‹ 30	30-100	› 100
Без ингибиторной защиты	27	26	4
С постоянной ингибиторной защитой	2	27	9
С периодической ингибиторной защитой	137	44	0

Таб. 2 — Распределение отказов по коррозии ГНО в 2014 г. в зависимости от способа ингибирования

Технология применения капсулированного ингибитора коррозии не требует дополнительного оборудования и осуществляется на предварительно остановленной скважине. Реагент закачивается через затрубное пространство с последующей прокачкой порции воды и выдерживанием для достижения капсулами зумпфа, после этого скважина возвращается к нормальной работе. При ПКРС осаждение реагента происходит одновременно со спуском подземного оборудования. Данная технология не предусматривает задавки ингибитора в пласт и, следовательно, не оказывает влияния на ПЗП. [5]. Основными ограничениями применения капсулированного ИК является наличие зумпфа объемом не менее 0,2 м^3 (меньший объем зумпфа не позволяет разместить реагент в скважине) и дебит по жидкости не более 100 м^3 вследствие быстрого выноса ингибитора.

Для оценки эффективности данной технологии были проведены испытания реагента Encaptron 95 как альтернативы периодическим обработкам классическим ингибитором коррозии марки Cortron RN-404, применяемым на текущий момент на выбранных объектах испытания.

Учитывая особенности технологии микрокапсулирования, проведение лабораторных испытаний данного типа реагентов не представляется возможным. Этот факт объясняется трудностью в моделировании динамического потока жидкости, в результате чего технология проходила опытно-промысловые испытания (ОПИ).

В качестве скважин-кандидатов для проведения ОПИ были выбраны добывающие скважины двух месторождений, характеристика которых представлена в таб. 3.

Критериями выбора объектов испытания являлись сильноагрессивная среда, частые отказы и низкие наработки скважин по причине коррозии ГНО. Основной акцент был сделан на малодебитные скважины, но помимо них технология также была испытана на высокодебитной скважине, для всесторонней оценки ее эффективности. Расчет необходимого количества для закачки и прогнозируемый период выноса капсулированного ингибитора коррозии проводился производителем реагента применительно к каждой скважине, исходя из ее параметров.

Контроль изменения скорости коррозии производился по образцам-свидетелям коррозии (ОСК), установленным на 2-х скважинах (№ 662, 471), выкидные линии которых оборудованы узлами контроля коррозии (УКК). Образцами служили металлические пластины, изготовленные из металла, близкого по химическому составу металла внутрискважинного оборудования и подготовленные согласно [6]. Предварительно определялась фоновая скорость коррозии без ингибиторной защиты, путем экспозиции ОСК в добываемой промысловой жидкости в течение 25–30 сут. Оценка коррозионной агрессивности среды по отношению к металлу образцов проводилась гравиметрическим методом с последующим определением средней скорости проникновения коррозии. После обработки скважин устанавливались новые ОСК, для определения уровня снижения скорости коррозии и степени защиты капсулированного ингибитора.

Защитное действие реагента вычисляли по формуле, при условии минимально требуемого уровня эффективности 90%:

$$Z = ((КСК-ОСК)/КСК)\cdot 100\ \%;$$

где КСК — контрольная (фоновая) скорость коррозии, мм/год; ОСК — остаточная скорость коррозии в ингибированной среде, мм/год;

Полученные значения по снижению скорости коррозии и защитному эффекту представлены на рис. 3.

Скорость коррозии не ингибируемой добываемой жидкости составила порядка 0,05–0,06 мм/год, что обусловлено высоким содержанием сероводорода и биозараженностью (таб. 3). Насыщение пластовой воды ингибитором коррозии, диффундирующим из капсул, в начальный период испытаний позволило снизить скорость коррозии более чем в 10 раз, что обеспечило требуемый уровень защиты 90%. С увеличением времени после обработки отмечалась положительная динамика по дальнейшему снижению скорости коррозии и достижению защитного эффекта 98–99% на 100 сутки проведения испытаний. На заключительном этапе ОПИ степень защиты сохранила достигнутый уровень, что обусловлено постоянным ингибированием

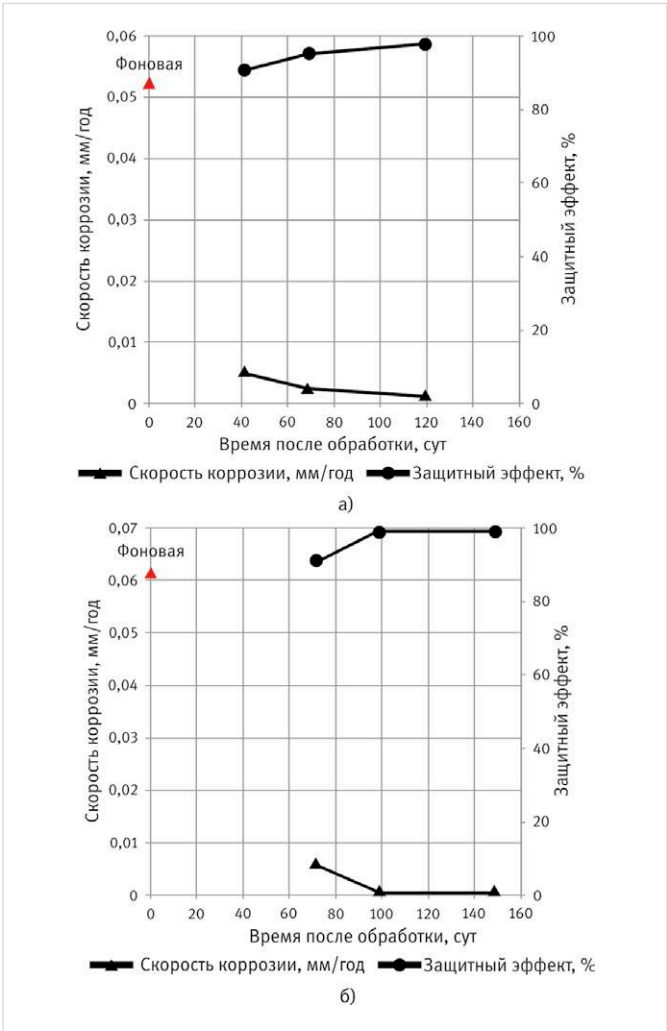


Рис. 3 — Эффективность ингибиторной защиты капсулированного реагента: а) скв.471; б) скв.662

Показатель	№ скважины			
	1292	**662**	**471**	**3061**
Месторождение	Гремихинское			Северо-Ижевское
Способ эксплуатации	ШГН	ШГН	ЭЦН	ШГН
Q жидкости, м^3/сут	29	26	142	16
Обводненность, %	81	67	95	88
Объем зумпфа, м^3	0,34	0,43	0,85	0,34
Объем реагента, кг	199	199	497	199
МРП, сут.	50	80	377	231
Содержание H_2S, мг/л	122,8	198,1	77,5	180,0
Кол-во СВБ, кл./мл	10^3	10^3	10	10^5

Таб. 3 — Характеристика скважин-кандидатов на ОПИ

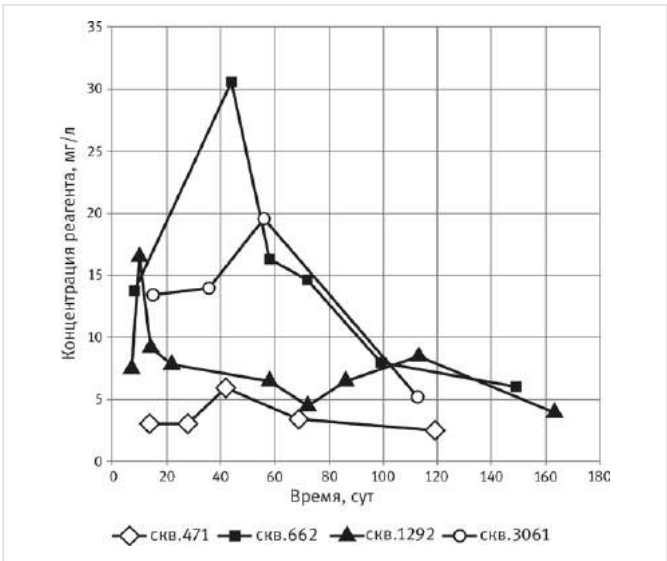


Рис. 4 — Динамика выноса капсулированного ингибитора коррозии

добываемой жидкости, образованием и поддержанием на поверхности металла стабильной адсорбционной пленки, что подтверждается остаточным содержание ИК в пластовой жидкости, определенным в ходе ОПИ (рис. 4).

Динамики выноса реагента для всех скважин имеют схожий характер, но отличаются уровнем концентрации ингибитора в пластовой воде. Полученные зависимости, по-видимому, объясняются различной обводненностью скважин, что определяет перераспределение реагента между водной и углеводородной фазами, но не оказывает влияния на эффективность ингибиторной защиты.

Согласно предоставленным производителем реагента данным, с учетом закаченного объема ИК, фактически полученные значения периода выноса ингибитора на 20% превысили расчетные значения. В результате применения капсулированного ингибитора только за период ОПИ наработка на отказ по всем скважинам-кандидатам увеличилась в среднем в 1,5–2 раза и на текущий период отказов по причине коррозии ГНО на данных скважинах не зафиксировано. Полученные результаты позволяют признать опытно-промысловые испытания положительными с последующим тиражированием данной технологии на проблемные по коррозии месторождения компании.

Таким образом, применение капсулированного ингибитора коррозии является оптимальным методом антикоррозионной защиты малодебитного фонда скважин добывающих высоко агрессивную пластовую жидкость. Применение данной технологии позволит осуществлять постоянную ингибиторную защиту без использования дополнительного оборудования, уменьшит потери реагента на стенках затрубного пространства, значительно сократит количество периодических обработок с применением специального транспорта, что повысит качество исполнения регламентов применения химии, снизит влияние человеческого фактора и обеспечит эффективность защиты оборудования от коррозии на требуемом уровне.

Основным сдерживающим фактором широкого применения данной технологии является высокая стоимость капсулированного реагента, которая превышает примерно в 3 раза стоимость классических ингибиторов коррозии. Однако в условиях сильноагрессивных сред внедрение данной технологии окупает себя благодаря существенному снижению количества подземных ремонтов скважин и увеличению наработки ГНО.

Итоги

Рассмотрена технология применения капсулированного ингибитора коррозии на малодебитном фонде скважин.

Выводы

1. Применение капсулированного ингибитора коррозии обеспечивает постоянное присутствие реагента в добываемой жидкости, что позволяет достичь степень защиты более 90%.
2. Применение капсулированного ингибитора коррозии на малодебитном фонде скважин позволяет увеличить наработку на отказ ГНО в 2 раза.

Список используемой литературы

1. РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
2. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодебитных скважин в ОАО «НК «Роснефть» // Инженерная практика. 2014. №11. С.4–12.
3. Ивановский В.Н. Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом // Инженерная практика. 2010. №7. С.4–15.
4. Киченко С.Б., Киченко А.Б. Методы обработки скважин ингибиторами коррозии и их особенности // Практика противокоррозионной защиты. 2012. № 2 (64). С. 26–37.
5. Инкапсулированные реагенты серии Captron. Режим доступа: http://www.m-chem.ru/products/inkapsulirovannie_reagenti/ (дата обращения 07.08.2015).
6. ГОСТ 9.905-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.

ENGLISH **CORROSION**

The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells

UDC 620.193

Author:
Lev G. Toschevikov — lead engineer[1]; LGToshevikov@udmurtneft.ru
Veronica K. Miller — first category engineer[1]; VKMiller@udmurtneft.ru
Eduard E. Sadiokov — second category engineer[1]; EESadiokov@udmurtneft.ru
Dmitry A. Nazarov — head of Corrosion Monitoring Group[1]; DANazarov@udmurtneft.ru

[1]JSC Izhevsk Oil Research Center, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

For the first time in the fields of producing wells conducted pilot tests of encapsulated corrosion inhibitor, as a way to improve the effectiveness of protection against corrosion and increase the operating time of equipment at the expense of long-removal agent after treatment.

Materials and methods

Field trial of encapsulated corrosion inhibitor.

Results

The technology of application of encapsulated corrosion inhibitor to stack of marginal wells was presented.

Conclusions

1. The use of the encapsulated corrosion inhibitor provides constant presence of a reagent in the produced fluid at the required level of protection to ensure a degree of 90%.
2. The use of encapsulated corrosion inhibitor to stack of marginal wells can increase operating time up to 2 times.

Keywords

low-yield wells,
corrosion SAP,
protection with inhibitor,
removal of corrosion inhibitor,
encapsulated corrosion inhibitor

References

1. Guidance Document 39-0147103-362-86 Guidance on the application of anti-corrosion measures during the drafting of construction and reconstruction of oil fields.
2. Yakimov S.B. *Sostoyanie i perspektivy ispol'zovaniya tekhnologiy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin v "OAO "NK Rosneft'"* [Status and prospects of the use of technology in the operation of marginal wells JSC "NK" Rosneft]. *Inzhenernaya praktika*, 2014, issue 1, pp. 4–12.
3. Ivanovskiy V.N. *Voprosy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin mekhanizirovannym sposobom* [Mechanized operation of marginal wells questions]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, issue 7, pp. 4–15.
4. Kichenko S.B., Kichenko A.B. *Metody obrabotki skvazhin ingibitorami korrozii i ikh osobennosti* [Wells treating methods with corrosion inhibitors and their features]. *Praktika protivokorrozionnoy zashchity*, 2012, issue 2 (64), pp. 26–37.
5. *Inkapsulirovannye reagenty serii Captron* [Encapsulated corrosion inhibitor Captron]. Available at http://www.m-chem.ru/products/inkapsulirovannie_reagenti/ (accessed 8 August 2015).
6. GOST 9.905-2007 Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion test methods. General requirements.

88 ЛЕТ САПКОН

Акционерное Общество

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН

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

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания 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 также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и
- пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

WWW.SAPCON.RU

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
Тел.: +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82
Факс: +7 (8452) 50-60-30, 524-888
neftemash@sapcon.ru

УДК 622.691

Центр газовой науки и практики

С.А. Скрылев
кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

ООО «ТюменНИИгипрогаз» — 100-процентное дочернее Общество ОАО «Газпром», которое реализует комплексный подход к разработке и обустройству газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Научные разработки и проектные решения ООО «ТюменНИИгипрогаз» используются на многих предприятиях Западной и Восточной Сибири, а промышленное оборудование, изготовленное на Экспериментальном заводе Общества, применяется по всей стране.

Постановлением Правления ОАО «Газпром» с 2002 г. на ООО «ТюменНИИгипрогаз» возложены функции головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западно-Сибирском регионе.

Этот крупнейший на сегодняшний день научно-проектный институт был создан в 1966 г., первоначально как филиал ВНИИГАЗа. В то время только разворачивалось освоение нефтегазовых месторождений тюменского Севера. Первой опытной площадкой стало Пунгинское месторождение. Тогда и выяснилось, что методы, применявшиеся в европейской России, здесь не подходят.

Именно поэтому для Медвежьего месторождения были разработаны рекомендации по бурению и конструкции эксплуатационных скважин увеличенного диаметра лифтовых колонн, строящихся в условиях многолетнемерзлых пород.

Следующим стало Уренгойское месторождение, которое на пике своих возможностей давало более 60% от всей добычи газа в стране. Это стало возможно, в том числе, благодаря новаторским технологиям, которые специалисты ТюменНИИгипрогаза опробовали на Медвежьем.

В проекте разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, подготовленном совместно с ВНИИГАЗом, было предусмотрено наклонно-направленное бурение скважин. С тех пор это решение широко используется при освоении газовых месторождений.

Вынгапуровское (1978 г.), Комсомольское (1993 г.), Западно-Таркосалинское (1995 г.), Губкинское (1999 г.), Вынгаяхинское (2003 г.), Етыпуровское (2004 г.) — практически все месторождения «южной группы» запускались по проектам ТюменНИИгипрогаза.

На Комсомольском месторождении, состоящем из трех куполов, было построено две установки предварительной подготовки газа и центральная УКПГ. Это решение сэкономило значительные средства и было отмечено премией «Газпрома».

В проекте обустройства Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений, удаленных друг от друга на 40 км, проектировщикам удалось разместить все сооружения на Етыпуровской площадке, создав единый газодобывающий комплекс. Так ТюменНИИгипрогаз

Главный корпус ООО «ТюменНИИгипрогаз»

В кернохранилище ООО «ТюменНИИгипрогаз», п. Антипино, г. Тюмень

вновь стал лауреатом премии Газпрома.

Сегодня перед газовой отраслью региона стоят новые задачи: освоение Ямала и Гыдана, разработка ачимовских и освоение юрских отложений, внедрение «малолюдных» технологий, создание новых центров газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. ТюменНИИгипрогаз активно работает по всем направлениям, используя накопленный опыт и знания.

В 2008 г. на Уренгое началась промышленная эксплуатация ачимовских отложений. Единая технологическая схема разработки была подготовлена тюменским институтом. В 2013 г. были введены в эксплуатацию объекты пускового комплекса участка 1А ачимовских отложений.

В 2011 г. по проекту ТюменНИИгипрогаза был запущен автоматизированный газовый промысел сеноманской залежи Муравленковского месторождения, основанный на «малолюдных технологиях». В 2012 г. введено в эксплуатацию Бованенковское месторождение, все эксплуатационные скважины которого были построены по проектам института. В 2013 г. выполнены проект разработки Ямбургского (сеноманские отложения) и комплексный проект разработки Заполярного месторождений. В 2014 году были выполнены проекты обустройства второго, четвертого и пятого ачимовских участков Уренгойского месторождения.

В структуре института имеются аттестованные лаборатории буровых растворов и специальных жидкостей, тампонажных растворов. Создан Центр изучения керна и пластовых флюидов, в состав которого входит керноохранилище вместимостью 70 тыс. погонных метров.

Экспериментальный завод Общества выпускает оборудование для газодобывающих и газотранспортных компаний, преимущественно на основе собственных разработок. Установки комплексной подготовки нефти и газа, факельные устройства, расходомеры, сепараторы, теплообменники — продукция ТюменНИИгипрогаза заслужила отличную репутацию у газовиков и нефтяников по всей России.

Разработана и успешно внедрена в производство уникальная технология подготовки воды «Водопад». Газовики по достоинству оценили эту технологию не только за высочайшее качество питьевой воды, но и за удобство в использовании. Станция работает в автоматическом режиме и не нуждается в постоянном присутствии обслуживающего персонала. По всей России работает более 110 станций.

В 2011 г. станция «Водопад» стала лауреатом конкурса «100 лучших товаров России», а в 2013 г. водонапорные подстанции были признаны дипломантами этого конкурса.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

625019, РФ, г. Тюмень,
ул. Воровского, 2
Тел.: +7 (3452) 28-64-81
Факс: +7 (3452) 27-40-45
E-mail: info@tngg.ru
www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru

Стенд ООО «ТюменНИИгипрогаз»
на выставке «Нефть и газ – 2011», г. Тюмень, сентябрь 2011

Специалисты отдела крепления скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Центр изучения керна и пластовых флюидов ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень.

СДЕЛАНО В РОССИИ

GEA

Холодильные установки и дожимные компрессорные станции для объектов добычи, переработки и транспортировки нефти и газа

ПРОЕКТИРОВАНИЕ / ПРОИЗВОДСТВО / МОНТАЖ / СЕРВИС / ЗАПЧАСТИ / ЭНЕРГОАУДИТ

GEA – один из крупнейших производителей системных решений с широким спектром обрабатывающих отраслей промышленности. Чтобы стать еще ближе к клиентам, компания GEA перешла на новую организационную структуру. Для клиентов GEA в России это означает, что теперь единая компания является поставщиком всего оборудования, решений и сервиса для различных производственных процессов в разных отраслях промышленности.

В России компания ГЕА, в рамках программы импортозамещения, предлагает максимальную локализацию производства и комплектацию компрессорных станций оборудованием российского производства.
Типовая конструкция ДКС имеет более 75% российских компонентов. Главный импортируемый компонент – это винтовой компрессор.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6А. Тел: (495) 787-20-11, факс: (495) 787-20-12, www.geaenergy.ru, www.gea.com

Инженерные решения, улучшающие мир

УДК 622.691

Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей

В.П. Тюрин
заведующий отделом разработки ачимовских залежей[1]
tyurinvp@tngg.ru

С.В. Скворцов
заведующий сектором моделирования и технологических расчетов, отдел разработки ачимовских залежей[1]
skvortsov@tngg.ru

А.С. Самойлов
к.т.н., научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей[1]

А.Н. Нестеренко
к.т.н. , заместитель генерального директора[1]
Nesterenko@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В настоящей работе представлены метод и результаты обоснования технологии разработки сложнопостроенных газоконденсатных ачимовских залежей Северо-Пуровского месторождения, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, невыдержанными по площади и разрезу, также аномально высоким пластовым давлением. Прогнозные значения коэффициентов извлечения газа и конденсата, достигаемые стандартными решениями, такими как наклонно-направленные скважины с гидроразрывом

Общеизвестно, что разработка ачимовских залежей месторождений ЯНАО осложнена такими причинами как: низкая проницаемость, невыдержанность свойств по площади и разрезу, глубина залегания, аномально-высокое пластовое давление. Однако запасы залежей данного типа уникальны, их технологически сложное, но эффективное извлечение ежегодно обеспечивают прирост добычи газа и конденсата.

В Западной части Северо-Пуровской площади выявлены пять газоконденсатных залежей, сгруппированные в четыре объекта разработки следующим порядком:

- первый эксплуатационный объект (западная залежь пласта $БТ_6$ и залежь пласта $БТ_7$);
- второй эксплуатационный объект (восточная залежь пласта $БТ_6$);
- третий эксплуатационный объект (залежь пласта $Ач_{29}^{1-1}$);
- четвертый эксплуатационный объект (залежи пластов $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$).

Следует отметить, что наиболее сложными по геологическим характеристикам являются пласты $Ач_{29}^{1-1}$, $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$. При краткой характеристике можно отметить, что залежи пластовые, литологически экранированные на востоке. Конфигурация газонасыщенной части залежей идентична. Залежь пласта $Ач_{29}^{2}$ осложнена непроводящим по площади тектоническим нарушением в юго-восточной части.

Залежи пластов $Ач_{29}^{1-1}$, $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$ также характеризуются близкими начальными термобарическими условиями, относятся к одному типу и имеют одинаковый принятый состав и свойства пластового флюида. Контуры газоносности залежей совпадают практически по всей площади, при этом фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов изменяются в широком диапазоне значений (рис. 1).

Среднее значение пористости для пластов $Ач_{29}^{1-1}$, $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$ соответственно равны 0,19, 0,17 и 0,15 д. ед. Согласно представленной гистограмме целесообразнее объединить в один эксплуатационный объект пласты $Ач_{29}^{1-1}$ и $Ач_{29}^{1-2}$. Однако предварительные результаты расчетов технологических параметров работы скважин показали, что при различных способах вскрытия и режимах эксплуатации равномерной выработки запасов по разрезу объекта эксплуатации не происходит. Запасы пласта $Ач_{29}^{1-1}$ ввиду лучших фильтрационных свойств и больших эффективных газонасыщенных толщин вырабатываются лучше. При этом запасы пласта $Ач_{29}^{2}$ вырабатываются крайне слабо (коэффициент извлечения газа не превышает 0,29 д. ед.). Краткая геологическая характеристика объектов разработки представлена в таб. 1.

На первом этапе формирования вариантов разработки Северо-Пуровского месторождения произведены предварительные расчеты параметров работы скважин с различными конструкциями забоя эксплуатационных скважин в данных условиях:

III эксплуатационный объект (пласт $Ач_{29}^{1-1}$):

- вертикальное вскрытие пласта $Ач_{29}^{1-1}$;
- субгоризонтальное вскрытие пласта $Ач_{29}^{1-1}$;

IV эксплуатационный объект (пласты $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$):

- одновременное вскрытие пластов $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$ вертикальным стволом;
- одновременное вскрытие пластов $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$ субгоризонтальным стволом.

В условиях низких ФЕС ачимовских отложений III и IV объектов эксплуатации вертикальное вскрытие не обеспечивает необходимой продуктивности скважин. Наиболее эффективным методом увеличения продуктивных характеристик данных скважин служит увеличение зоны дренирования пласта,

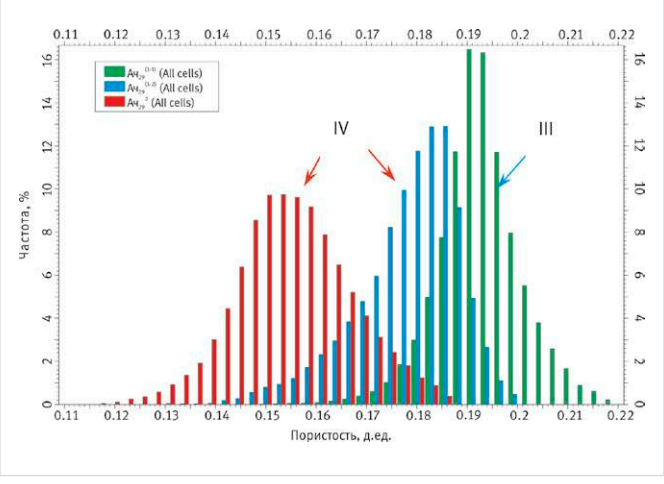


Рис. 1 — Гистограмма распределения пористости ФМ. Пласты $Ач_{29}^{1-1}$, $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$

Показатель	Эксплуат. объект	
	3	4
	$Ач_{29}^{1-1}$	$Ач_{29}^{1-2}/Ач_{29}^{2}$
Средняя газонасыщенность, единиц	0,52	0,46
Средняя водонасыщенность, единиц	0,48	0,54
Пористость, единиц	0,19	0,15
Проницаемость, 10^{-3}мкм^2	14,80	2,78 / 0,73
Начальное пластовое давление, МПа	58,51	58,64
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м^3	338,51	338,51
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3	975,98	975,98
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа•с	0,047	0,047
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа•с	0,260	0,260
Давление начала конденсации, МПа	52,95	52,95

Таб. 1 — Геологическая характеристика эксплуатационных объектов

пласта, горизонтальные скважины, составляют не более 0,5 и 0,25 отн.ед. соответственно, что предопределило выполнение дополнительных работ по исследованию. Представленный в настоящей статье метод обоснования технологии разработки ачимовских залежей заключается в проведении ряда вычислительных экспериментов на аналитической и цифровой фильтрационной моделях, совместное использование которых представляет более обоснованные технико-технологические параметры разработки.

Материалы и методы

На основе результатов изучения геологического строения ачимовских залежей выполнены вычислительные эксперименты на аналитической и цифровой фильтрационной моделях по оценке добывных возможностей скважин различной конструкции.

Ключевые слова

ачимовские залежи, аналитическое моделирование, гидродинамические исследования, газоконденсатные исследования, интерпретация результатов исследований

за счет проведения ГРП для улучшения гидродинамической связи скважины с пластом и отдельными линзами.

Расчеты технологических показателей эксплуатации скважины выполнены на элементе адаптированной гидродинамической модели Северо-Пуровского месторождения. Выбор расположения элемента в фильтрационной модели произведен на основе средних значений пористости, а также в пределах границ категорий запасов C_1 (рис. 2). Размеры элемента в плане составляют 5×5 км, общее число ячеек — около 275000.

Размещение скважины предусмотрено в центре выделенного элемента. Моделирование ГРП заключалось в задании величины скин-фактора для вскрытых скважиной соединений равного минус три. Данное значение принято по аналогии со скважинами с ГРП, работающих на ачимовские залежи Уренгойского месторождения. Величина проходки субгоризонтальной скважины по пласту $Ач_{29}^{1-2}$ составила 25 м, по пласту $Ач_{29}^{2}$ — 600 м, которая принята по результатам предварительных расчетов по оценке синхронности выработки запасов в условиях различающихся ФЕС. Модельные расчеты имитировали эксплуатацию на четырех режимах фильтрации прямого хода изменением величины дебита от меньшего значения к большему. Длительность режимов составляла 30 сут, которая обусловлена достаточно низкими ФЕС, что, прежде всего, влияет на время стабилизации забойного давления.

Для оценки изменения продуктивных характеристик данной скважины создана её аналитическая модель в программном комплексе Kappa Saphir.

Ввиду отсутствия результатов исследования субгоризонтальных скважин, на Северо-Пуровском месторождении в качестве исходных данных о давлении и величине дебита использованы результаты моделирования на элементе фильтрационной модели, описанной выше, и в работе [4].

Определяющей причиной использования данных, полученных в Eclipse, является необходимость поиска критерия соответствия численного и аналитического моделирования, поскольку при моделировании в Kappa Saphir предусмотрена возможность проведения «тонкой» настройки продуктивности скважины, используя различные параметры призабойной зоны пласта. В условиях Eclipse моделирование продуктивности скважин сводится к изменению скин-фактора, высокоскоростного скин (D-фактор), параметра k·h, фактора проводимости соединения и диаметра трубы эксплуатационной колонны, при этом в качестве ограничений выступают размеры и геометрия ячеек модели, что не позволяет детально имитировать МГРП.

Используя набор исходных данных, включающий выбранную конструкцию забоя субгоризонтальной скважины, PVT-свойства пластовой системы, начальные термобарические условия, толщину и анизотропию пласта, выполнена регрессионная настройка аналитической модели на результаты численного моделирования испытания скважины на четырех режимах фильтрации с её остановкой на КВД. В итоге получена удовлетворительная настройка модели (рис. 3), которая достигается при параметрах модели, представленных в таб. 2.

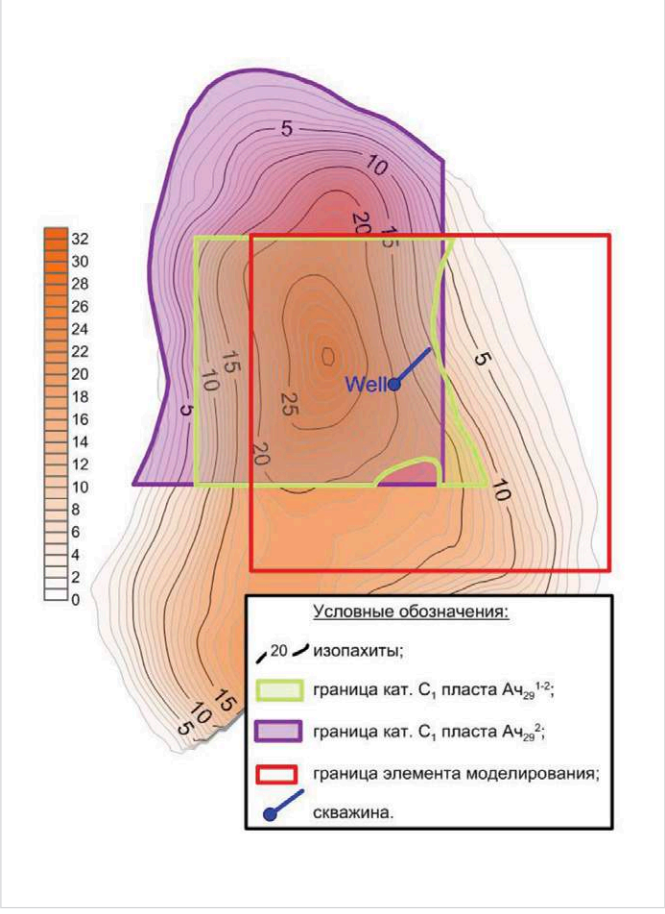


Рис. 2 — Карта суммарных газонасыщенных толщин пластов $Ач_{29}^{1-2}$ и $Ач_{29}^{2}$ ФМ

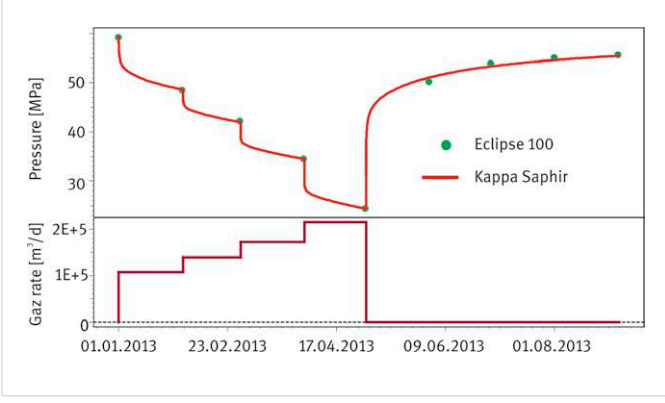


Рис. 3 — Результаты теста на аналитической модели субгоризонтальной скважины

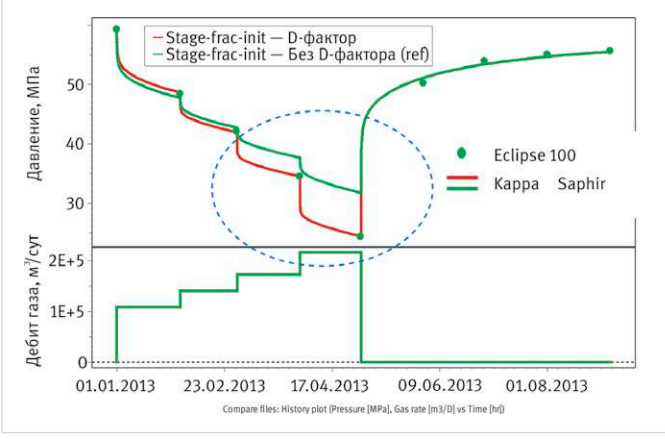


Рис. 4 — Результаты теста на аналитической модели (без D-фактора) субгоризонтальной скважины

Ввиду принципиально разных подходов и методик расчета давления, при численном и аналитическом моделировании наблюдается различие в получаемых фильтрационных параметрах, при этом коэффициент продуктивности скважины в обоих случаях одинаков. Основной целью данного сопоставления моделей является определение критерия их соответствия. В цифровой фильтрационной модели Eclipse используется обобщенный метод псевдодавления (GPP), позволяющий учитывать изменения фазовой проницаемости из-за выпадения ретроградного конденсата в призабойной зоне пласта. При аналитическом моделировании для расчета функции псевдодавления используются параметры вязкости и сжимаемости газа, определяемые начальным давлением системы. Следовательно, как таковых дополнительных потерь подвижности газа в аналитической модели нет. В этой связи указанные потери можно косвенно представить вводом в уравнение D-фактора.

Выполненный дополнительный расчет поведения субгоризонтальной скважины на аналитической модели без применения D-фактора (рис. 4) подтвердил несоответствие результатов моделирования. Однако при использовании коэффициента высокоскоростной фильтрации удалось достигнуть необходимых потерь давления в ПЗП в диапазоне рабочих дебитов газа данной скважины. При этом темп восстановления давления в период остановки скважины на КВД в модели не изменяется, следовательно, при вариации коэффициента фильтрационного сопротивления приток с периферии будет оставаться основным критерием соответствия моделей.

В результате, на основе полученного в Kappa Saphir значения проницаемости (таб. 2) создана модель горизонтальной скважины с имитацией четырех вертикальных трещин: одна трещина в пределах пласта $Ач_{29}^{1-2}$ и три в пласте $Ач_{29}^{2}$. В качестве исходной информации для моделирования использован массив промысловых данных, полученный при интерпретации результатов исследования скважин с ГРП, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского месторождения [5], т.е. в модели использованы средние значения возможной полудлины и проводимости трещин ГРП.

Настройка продуктивности субгоризонтальной скважины на полученное распределение забойного давления на режимах выполнена в Eclipse 100. Начальный этап включал подбор величины скин-фактора для модельной скважины, который в итоге составил минус три, затем произведено моделирование ГРП путем введения множителя проводимости для граней вскрытых ячеек. Величина множителя проводимости в направлении X вблизи расположения трещины принята равной 6,0 в направлении Y проводимость составила 3,0.

Результаты настройки модели представлены на рис. 5. Отмечается удовлетворительная сходимость численной и аналитической моделей при использовании различных методик расчета продуктивности скважин.

На рис. 6 приведено сопоставление кривых притока IPR для различных типов вскрытия четвертого объекта эксплуатации. В результате наблюдается увеличение продуктивности субгоризонтальной скважины за счет выполнения интенсификации притока методом многостадийного ГРП. В таб. 3 представлены основные параметры, необходимые для обеспечения данной продуктивности скважины.

Представленные в таблице значения параметров трещины свидетельствуют о необходимости проведения большеобъемного ГРП с массой проппанта более 200 т.

Итоги

Приведены результаты работы по исследованию и обоснованию различных конструкции газодобывающих скважин для условий ачимовских залежей, характеризующихся очень сложным геологическим строением. Доказана эффективность применения в системе разработки горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

Выводы

При сопоставлении разных решений по разработке ачимовских залежей установлена большая эффективность в технологическом плане субгоризонтальной скважины с МГРП ($К_{прод}$ более чем в 1,5 выше).

В результате выполнения расчетов по представленному методу, заключающемуся в проведении ряда вычислительных экспериментов на аналитической и цифровой фильтрационной моделях по оценке технологических показателей субгоризонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, получена более детальная информация о влиянии на производительность как технико-технологических параметров, так и геолого-физических, т.е. комплексный

Параметр	Модель	
	Eclipse 100	**Kappa Saphir**
Длина ствола, м	625	625
Анизотропия пласта, д. ед.	0,1	0,1
Проницаемость, 10^{-3} мкм2	1,56	0,10
Параметр k·h, 10^{-3} мкм2·м	51,48	3,30
Скин-фактор	0,0	-0,9
D-фактор	0,0	0,0000057
Продуктивность, тыс. м³/сут/МПа²	0,073	0,073
Начальное пластовое давление, МПа	59,5	59,5

Таб. 2 — Сопоставление результатов аналитического (Kappa Saphir) и численного (Eclipse 100) моделирования продуктивности субгоризонтальной скважины

Параметр	Величина
Анизотропия пласта, д.ед.	0,1
Проницаемость, 10^{-3}мкм²	0,1
Параметр kh, 10^{-3}мкм²*м	3,3
Суммарный скин-фактор	-7,5
Количество трещин, ед.	4
Полудлина трещины ГРП (Xf), м	325
Высота трещины ГРП (Hf), м	33
Проводимость трещин (Fc), 10^{-3}мкм²*м	313

Таб. 3 — Результаты моделирования продуктивности субгоризонтальной скважины с МГРП

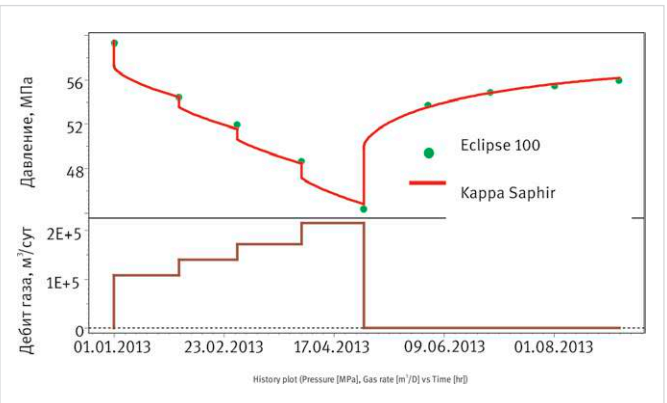


Рис. 5 — Результаты численного и аналитического моделирования продуктивности субгоризонтальной скважины с МГРП

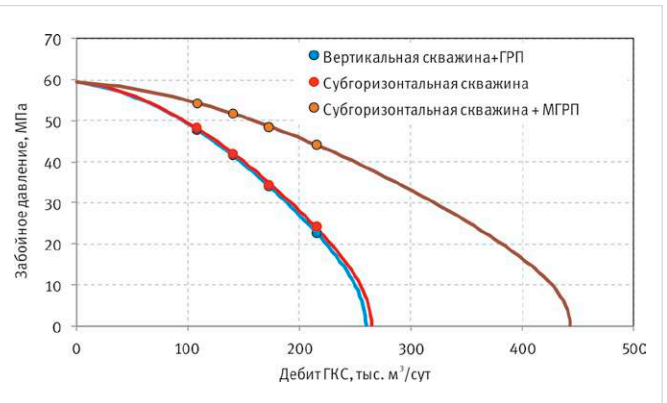


Рис. 6 — Сопоставление параметров работы скважин, вскрывающих четвертый объект эксплуатации. Кривая притока IPR

расчет обеспечивает информационную взаимодополняемость и объективность принимаемых решений.

Список используемой литературы

1. Самойлов А.С., Левкович С.В. Повышение нефтеотдачи сложнопостроенных залежей на основе геолого-промыслового обоснования применения горизонтальных стволов. III Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва: ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, 2011. С. 94–95
2. Аблаев А., Зайченко Д., Тютиков С., Инюшина А., Конченко А., Технологии для заканчивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения. SPE-171277-RU, Москва, 2014.
3. Доброхлеб П.Ю., Аблаев А.Р., Четвериков Д.М., Заварыгин С.А., Инюшина А., Петраков Ю., Соболев А., Тарасов О.Г., Милушкин А.М., Миленький А.М., Григорьев М.С., Сидоров Д.Н., Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ. SPE-171265-RU, Москва, 2014.
4. Скворцов С.В., Юшков И.Ю., Численное моделирование продуктивности скважин с гидроразрывом. Сб. трудов XVII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз».Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012. С. 67–69.
5. Фатеев Д.Г., Нестеренко А.Н. Унификация подходов при изучении характеристик газоконденсатных систем. SPE-171249-RU, Москва, 2014.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Survey of the simulation methods of the gas-condensate wells with multi-stage fracturing to the Achimov deposits

UDC 622.691

Author:
Victor P. Tyurin — head of "Achimov deposits development" section[1]; tyurinvp@tngg.ru
Sergey V. Skvortsov — head of "Engineering Simulation"section, Achimov deposits development section[1]; skvortsov@tngg.ru
Alexander S. Samoylov — Ph.D., research engineer of "Achimov deposits development" section[1]
Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director[1]; Nesterenko@tngg.ru

[1]TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The method and results of the feasibility study of the development technology of the complex gas-condensate Achimov deposits of the Severo-Purovskoe gas-condensate field are presented in the paper. The deposits have low reservoir properties (porosity and permeability), lateral heterogeneity and abnormal formation pressure. The gas and condensate recovery rates estimated values achieved as per the previous Design Projects such as directional wells with fracturing and horizontal wells made 0.5 and 0.25 relative units, correspondingly, thus the additional surveys required to be delivered. The proposed method of the feasibility study of the Achimov deposits development technology is based on the simulation experiments with the analytical and digital porous-flow models. A combination of the models allows receiving more feasible technical and technological development parameters.

Materials and methods

Simulation experiments with the analytical and digital porous-flow models for evaluation of production capacities of wells of various constructions are made on the basis of study of the geological structure of the Achimov reservoirs.

Results

The results of surveys and feasibility of various constructions of gas producing wells for the Achimov deposits characterized by the complex geology are provided. Efficiency of drilling of horizontal well with multi-stage fracturing is proved to be efficient for the development system.

Conclusions

Benchmarking of various solutions for the Achimov deposits development found higher efficiency of the sub-horizontal well with multi-stage-fracturing ($K_{productivity}$ more than 1.5 times).

Simulation experiments with the analytical and digital porous-flow models for evaluation of the process indicators of the sub-horizontal well with multi-stage fracturing allowed receiving a more detailed data on influence of the technical and technological parameters and geological and physical parameters on the productivity i.e. a comprehensive calculation ensures data complementarity and objectivity of the decisions.

Keywords

the Achimov deposits,
analytical modeling, hydrodynamic study,
gas-condensate study,
surveys' results interpretation

References

1. Samoylov A.S., Levkovich S.V. *Povyshenie nefteotdachi slozhnopostroennykh zalezhey na osnove geologo-promyslovogo obosnovaniya primeneniya gorizontal'nykh stvolov* [Improving of production the structurally complex deposits based on geological and oilfield reasons for using of horizontal wells]. III International research symposium "Theory and practice of enhanced oil recovery methods". Moscow: VNIIneft named after A.P. Krylov, 2011, pp. 94–95.
2. Ablaev A., Zaychenko D., Tyutikov S., Inyushina A., Konchenko A., *Tekhnologii dlya zakanchivaniya i mnogostadiynogo GRP dlya slozhnykh gorizontal'nykh skvazhin s AVPD Achimovskikh zalezhey Urengoyskogo mestorozhdeniya* [Best practices for horizontal wells completion technology and multistage fracturing for high pressure Achimov formation at Urengoyskoe field]. SPE-171277-RU, Moscow, 2014.
3. Dobrokhleb P.Yu., Ablaev A.R., Chetverikov D.M., Zavarygin S.A., Inyushina A., Petrakov Yu., Sobolev A., Tarasov O.G., Milushkin A.M., Milen'kiy A.M., Grigor'ev M.S., Sidorov D.N., *Opyt stroitel'stva subgorizontal'nykh skvazhin s bol'shim otkhodom ot vertikali s primeneniem noveyshikh tekhnologiy na Achimovskie otlozheniya Urengoyskogo NGKM* [Best practice of horizontal well construction operations for the challenging, high-pressure Achimov formation — Urengoyskoe field]. SPE-171265-RU, Moscow, 2014.
4. Skvortsov S.V., Yushkov I.Yu., *Chislennoe modelirovanie produktivnosti skvazhin s gidrorazryvom* [Numerical simulation of productivity of wells with hydraulic fracturing].Proceedings of the XVII conference of young scientists and specialists LLC "TyumenNIIgiprogaz". Tyumen: LLC "TyumenNIIgiprogaz", 2012, pp. 67–69.
5. Fateev D.G., Nesterenko A.N. *Unifikatsiya podkhodov pri izuchenii kharakteristik gazokondensatnykh system* [Unification of approaches in the study of the characteristics of gas-condensate systems]. SPE-171249-RU, Moscow, 2014.

Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

А.К. Акулов
д.т.н., профессор, генеральный директор[1]

[1]Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

Основным источником азота является атмосферный воздух, содержащий около 78% N_2. Для промышленного производства азота используют три основных метода: криогенную ректификацию, мембранную технологию и метод короткоцикловой безнагревной адсорбции. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.

Метод криогенной ректификации, протекающий при температуре около -200°С, целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха т.е при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. Кроме того, только на крупных криогенных установка можно получать неоно-гелиевую смесь и криптоно-ксеноновый концентрат.

При этом продукты разделения воздуха можно получать как в газообразном, так и в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию не менее 99,2%, а азот от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок является невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодической остановки оборудования для его отогрева, ремонта и профилактики. Кроме того установки требуют квалифицированного круглосуточного обслуживания. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

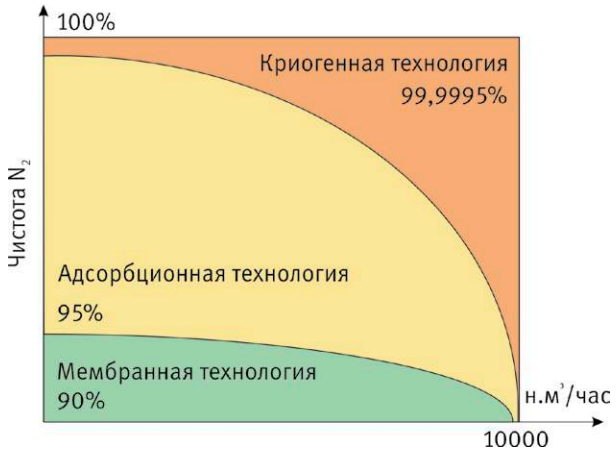
Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95–99,9%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газовой смеси через мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно уменьшается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, делая ее с запасом, что также приводит к увеличению расхода сжатого воздуха.

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией;
- процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии;
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что так же влечет дополнительный расход электроэнергии; относительно низкая чистота получаемого азота. Энергозартаты на получение азота чистотой 99,5% в этих установках в среднем составляют 1,0 кВт-ч/м³.

Адсорбционная технология разделения воздуха активно используется для получения чистого азота с конца прошлого столетия. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Принцип работы адсорбционных установок основан на поглощении компонентов газовой смеси поверхностью твердого тела (адсорбента) за счет сил межмолекулярного взаимодействия. При этом скорость поглощения азота в десятки раз ниже скорости поглощения кислорода.

Современные углеродные молекулярные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%. При этом удельные энергозатраты на производство азота чистотой 99,99% в среднем составляют 0,75 кВт-ч/м³. Стандартно давление получаемого азота 7–12 бар, но с помощью бустера его можно повысить до 320 бар и выше. Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме. В случае прекращения потребления азота они переходят в режим ожидания без потерь качества получаемого азота.



Целесообразность использования различных технологий разделения воздуха

Система управления типа PCS-6

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов, проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для распирания пластов породы. В производстве электроники особо чистый азот применяется как инертная среда, не допускающая наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами, то азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большие количества азота используются в коксовом производстве («сухое тушение кокса») при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

В пищевой промышленности азот зарегистрирован в качестве пищевой добавки Е941, как газовая среда для упаковки и хранения продуктов, кроме того азот применяется при разливе масел и негазированных напитков для создания избыточного давления и инертной среды в мягкой таре.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Производительность азотных адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затрат, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает:

- винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха,
- рефрижераторный или адсорбционный осушитель,
- блок фильтров для очистки воздуха от паров масла,
- воздушный ресивер,
- адсорбционный генератор для разделения воздуха
- продукционный ресивер.

В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе, для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до+45°С.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-6, которая обеспечивает:

- гибкую настройку параметров процесса;
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса;
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала;
- автоматическая остановка генератора при прекращении потребления продукционного газа;
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа;
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Система управления PCS-6 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к-дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного азота и заработала репутацию надежного производителя и проверенного поставщика адсорбционного оборудования.

При производстве азотных установок компания «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот 24 часа в сутки, 365 дней в году.

Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку азотных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более.

В крупных азотных установках используются многоадсорберные генераторы с общей системой управления. Генераторы азота серии «мультицикл» обеспечивают равномерное потребление воздуха и стабильное производство продукционного газа. При этом не требуются воздушные и азотные ресиверы больших объемов.

Компания «Провита» постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистого азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на его получение.

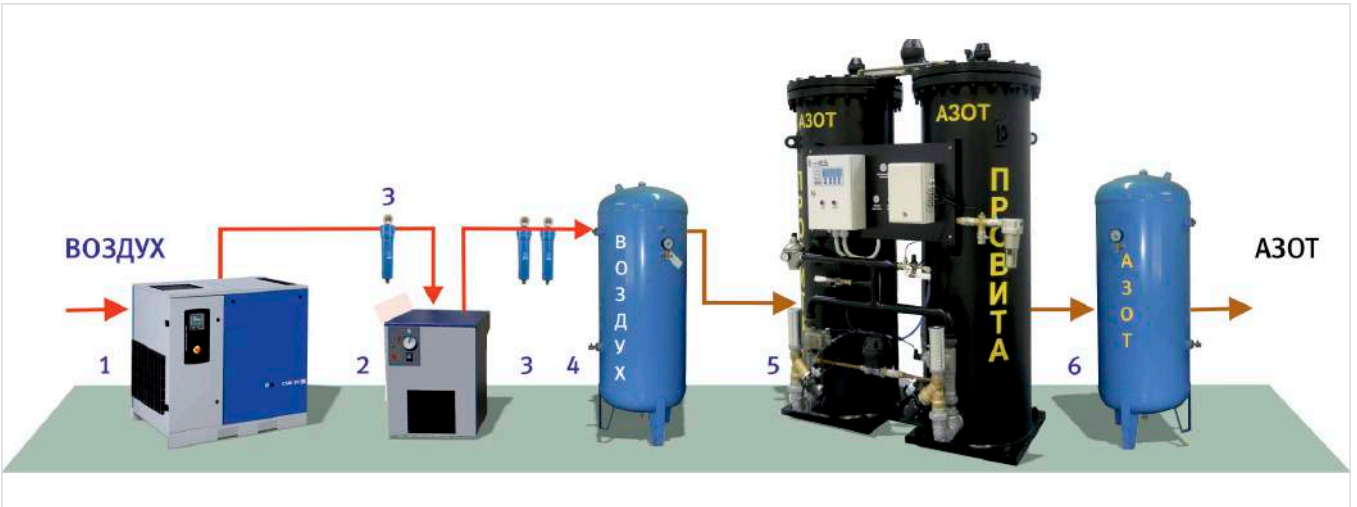


Схема адсорбционной установки

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

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

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

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

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

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

www.provita.ru

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького»

С.Я. Жуков
главный конструктор по м/с[1]

Ю.А. Боровков
начальник ПТО[1]

А.С. Павленков
главный механик[1]

В.В. Давыдов
главный энергетик[1]

[1]ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького», Зеленодольск, Россия

Предприятие входит в группу компаний ОАО «Холдинговая компания «Ак Барс» и является одним из крупнейших и стратегически важных судостроительных предприятий России, которое в 2015 году отмечает 120-летний юбилей своей промышленной деятельности.

За годы своей истории заводом построено более 1500 морских и речных кораблей и судов различных классов и назначений. Расположение в центре России, на Волге, позволяет ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» производить поставку кораблей и судов в любые регионы бассейнов Черного, Каспийского, Балтийского, Северного морей по внутренним водным путям. Производственно-техническая база предприятия состоит из комплекса цехов, охватывающих все виды судостроительного производства и позволяющих строить разнотипные корабли и суда малого и среднего класса.

В настоящее время ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» — предприятие, располагающее высоким уровнем технологий и оборудования, современными средствами контроля и системой качества, высококвалифицированным персоналом, выпускающее широкую номенклатуру продукции различного назначения, обладающее высоким экспортным потенциалом.

Основные направления деятельности:

- специальное кораблестроение;
- гражданское (коммерческое) судостроение;
- скоростное пассажирское судостроение;
- машиностроение (производство оборудования для нефтегазодобывающей отрасли и судовое);
- черная и цветная металлургия, в том числе титановое литье;
- производство крупногабаритных металлоконструкций.

Завод имеет развитое машиностроительное производство, располагающее литейным, кузнечным, термическим, гальваническим, сварочным и механообрабатывающим цехами. Это позволяет предприятию самостоятельно производить широкую номенклатуру изделий судового машиностроения, широкий спектр оборудования для нефтегазодобывающей отрасли. Цех титанового литья завода — один из крупнейших в мире по производству фасонных титановых отливок сложной конфигурации из любых титановых сплавов, соответствующих российским и зарубежным стандартам.

Предприятием поставлена стратегическая цель — достижение отметки выпуска наиболее высоко рентабельной продукции в объеме 2,5 млрд. руб. за счет:

- освоения рынка газового оборудования по линии импортозамещения для ООО «Газпром ПХГ»;
- освоения рынка газового оборудования для газоконденсатных месторождений ПАО «Газпром»;
- освоения рынка оборудования для ПАО «Татнефть»;
- освоения рынка бурового оборудования;
- сохранения лидирующих позиций по выпуску продукции судового машиностроения.

Выработанная стратегия развития

предприятия предусматривает планомерное увеличение объемов производства, закрепление и расширение рынков сбыта продукции, повышение эффективности производства в целом, повышение рентабельности выпускаемой продукции.

Намеченная цель реализуется за счет внедрения программы техперевооружения. Модернизация производственных линий, обновление оборудования, станочного парка, а также внедрение высокоэффективных методов организации работы и управления позволяет заводу выпускать конкурентоспособную продукцию под знаком высокого качества, занимая достойное место в судостроительной отрасли России. Продукция завода неоднократно удостаивалась званий лауреата различных конкурсов республиканского и федерального уровня. Предприятие является постоянным активным участником отраслевых региональных, всероссийских и международных выставочных мероприятий.

В непрерывном развитии находится и рационализаторская деятельность на заводе. Так, за 2014 год экономический эффект от внедренных в производство предложений составил 29,793 млн рублей. Наше предприятие ежегодно участвует в республиканском смотре «На лучшую постановку изобретательской, рационализаторской и патентно-лицензионной работы среди предприятий Республики Татарстан», проводимом обществом изобретателей и рационализаторов РТ (ОИР РТ).

Стоит отметить, что заводом проводится значительная работа по привлечению талантливой молодежи на производство, а также создаются все условия для того, чтобы работающие специалисты смогли реализовать свой профессиональный потенциал. Награды инженеров предприятия в специализированных конкурсах служат наглядным подтверждением успеха ответственной миссии завода в деле подготовки профессиональных кадров, а подобные церемонии дают возможность абсолютно каждому заводчанину почувствовать себя неотъемлемой и значимой частью многотысячного коллектива завода, наглядно увидеть результат масштабной совместной работы, а также получить общественное признание своих трудовых заслуг.

Конкурс «Инженер года» ежегодно проводится Российским Союзом научных и инженерных общественных объединений, Международным Союзом научных и инженерных общественных объединений, Академией инженерных наук имени А.М. Прохорова, Межрегиональным общественным фондом содействия научно-техническому прогрессу. Участниками конкурса становятся специалисты, занятые научно-инженерной деятельностью на предприятиях, в организациях и учреждениях различных форм собственности, добившиеся в оцениваемый период существенных профессиональных результатов. Конкурс проводится в двух версиях: «Инженерное искусство молодых» – для участвующих в конкурсе молодых специалистов в возрасте до 30 лет включительно; и «Профессиональные инженеры» – для участников конкурса, имеющих стаж работы на инженерных должностях не менее 5 лет. Конкурс «Инженер года» принят и признан инженерным сообществом страны, всемерно поддерживается руководителями регионов, Правительством Российской Федерации. Отмечается существенный вклад конкурса в выявление лучших инженеров страны, популяризацию инженерного искусства, пропаганду достижений и опыта, привлечение внимания государственных структур к проблемам инженерного дела в России. Лучшие инженеры завода ежегодно участвуют в конкурсе и добиваются значительных результатов.

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

Афанасьев Андрей Владимирович

Ведущий инженер-конструктор отдела Главного конструктора по машиностроению ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького». Работает в отделе с 2008 г. после службы в ВС РФ. Служба в армии и базовое образование (в 2006 г. закончил Казанский Государственный Технологический Университет им. Кирова по специальности «Материаловедение и технология новых материалов») сформировали в Андрее Владимировиче аккуратность, системный подход к техническим вопросам, самостоятельность технического мышления.

Хорошее владение навыками автоматизированного проектирования позволило достигнуть успеха в конкурсах профессионального мастерства. В 2011 г. занял 3–4 место в конкурсе среди предприятий города — «Лучший конструктор г. Зеленодольск».

28 апреля 2012 г. принимал участие в конкурсе профессионального мастерства и был удостоен дипломов 1-й степени в командном и личном зачете в номинациях «Техническая подготовка машиностроительного производства» и «Пользователь систем Компас, Solid Works» соответственно на базе Зеленодольского института машиностроения и информационных технологий (филиале) КНИТУ-КАИ.

Также участвовал в проектировании арматуры, клапанов невозвратных в значимых для завода проектах:

- морской ледовой стационарной платформы «Приразломная» — разработаны 3 клапана;
- устьевого оборудования газовых скважин для «Газпром добыча Ямбург» — разработаны 10 видов задвижек шиберных;
- для строящихся заказов ВМФ — разработаны несколько видов судовой запорной арматуры.

При проектировании изделий машиностроения использует 3D-моделирование в программах Компас и Solid Works с выполнением необходимых инженерных расчетов в вышеуказанных программах. Этот метод проектирования сокращает сроки выпуска конструкторской документации и, соответственно, уменьшает время изготовления продукции.

А.В. Афанасьев внес существенные изменения в организацию электронного технического сопровождения обширной межзаводской кооперации по отливкам из стальных, цветных и титановых сплавов.

3D-моделирование находит широкое применение при решении вопросов в процессе технического сопровождения заказов на изготовление изделий машиностроения, судового машиностроения и заказов титанового, цветного и стального литья. В частности, при изготовлении модельной оснастки отливок сложной конфигурации встречаются вопросы, для быстрого решения которых требуется построение 3D-модели, что, в свою очередь, сокращает сроки изготовления модельной оснастки, позволяет обеспечить заданные массогабаритные характеристики и избежать перевеса, недопустимого для судостроения недостатка.

Пример плодотворного сотрудничества с модельным цехом — изготовление клюзов, кронштейнов валов, кронштейнов рулей для заказа проекта 18280 ОАО «Северная верфь» и многих других.

Шаблоны вычерчек, построенные по 3D-модели, используются при изготовлении отливок по массе, максимально приближенной к регламентируемой. Экономический эффект от уменьшения массы отливок клюзов проекта 18280 за 2014 г. составил примерно 100 тыс. руб.

А.В. Афанасьевым было внедрено рационализаторское предложение по брикетированию металлических стружек, что позволило отдельно друг от друга хранить брикеты различных марок материала. Брикеты металлических стружек, складируемые таким образом, используются при изготовлении, в том числе, судовой арматуры, в которой не допускается смешивание химического состава. Смешивание структуры различных марок материала может привести к растрескиванию в процессе эксплуатации судовой арматуры, выходу ее из строя и аварийной ситуации. Хранение отходов металлических стружек в виде брикетов помарочно позволит в последствии избежать аварийных ситуаций на судах ВМФ РФ.

В настоящее время в конструкторском отделе формируется электронный архив собственных проектов и документации заказчиков, позволяющий быстро находить и использовать необходимую информацию, а также контролировать ход проектных работ, одновременно участвовать в технологической подготовке производства и сокращать сроки производства.

А.В. Афанасьев активно участвует в спортивной жизни коллектива, что позволяет поддерживать позитивный настрой на выполнение поставленных задач.

Рис. 1 — Клюз палубный

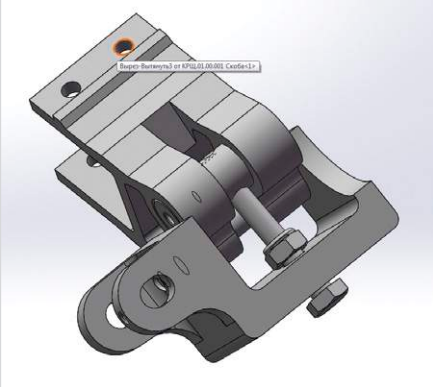


Рис. 2 — Кронштейн рекламного щита

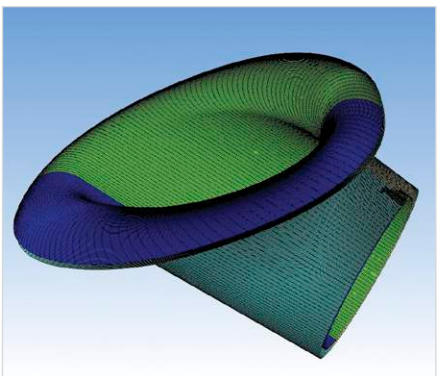
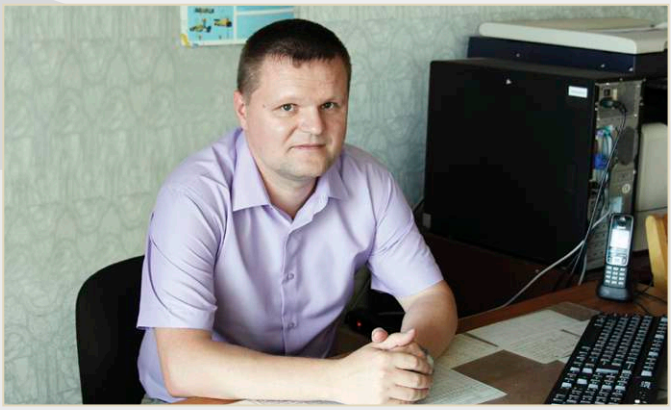


Рис. 3 — Клюз носовой



Канаев Андрей Михайлович

В 1999 г. закончил Марийский государственный технический университет, получив квалификацию «инженер-механик машин и оборудования лесного комплекса». Начальник конструкторского бюро отдела главного механика, на предприятии с 2008 г. Занимается разработкой оснастки для ремонта оборудования завода. В своей работе задействует оригинальные технические решения.

В цехах №17 и 18 эксплуатируются уникальные козловые краны грузоподъемность 200 т. С целью проведения технического обслуживания козлового крана потребовалась разработка уникальной оснастки для демонтажа ходовых колес с валом из-под ходовой ноги козлового крана в стесненных условиях. Для решения данной задачи потребовался комплексный подход.

Использование гидравлических домкратов грузоподъемностью 100 т в месте проведения ремонтных работ потребовало усиления крановых путей. Сами гидравлические домкраты, согласно схемы производства работ, располагались на металлических тумбах. Для съема ходового колеса в сборе было разработано специальное приспособление. Вес одного колеса в сборе составляет 700 кг, а всего на козловом кране 16 ходовых колес. Устройство было успешно применено при очередном техническом обслуживании козлового крана.

Обслуживающий персонал отметил легкость и простоту демонтажа крупногабаритного ходового колеса. Приспособление предполагает безопасный демонтаж и не позволяет снимаемой детали случайно упасть и травмировать обслуживающий персонал. Экономический эффект составил 7 млн руб.

Самоходный полноповоротный плавучий кран грузоподъемностью 75 и 25 т производства венгерской фирмы «Георгий Ганц» эксплуатируется на заводе с 1960 г. Неисправность блоков оголовка стрелы не позволяла дальнейшей эксплуатации крана согласно паспортных характеристик. Блоки механизма главного подъема находились в заклиненном состоянии, грузовой канат изношен и требовал замены. Так как данный плавкран является технологически значимым оборудованием для завода и единственным подъёмным средством на данном отрезке реки Волга, имеющим настолько значительную грузоподъемность, было принято решение о его ремонте. Сложность выполнения ремонта состояла в невозможности опускания стрелы плавкрана в наземное положение и его ремонта на воде, по этой причине ремонт плавкрана производился в док-камере стапельного цеха. С помощью приспособлений, спроектированных Андреем Михайловичем, а также разработанного им плана производства работ, удалось выполнить ремонт крана в установленные сроки и с должным качеством (Рис. 2). Плавкран был размещен под козловым краном КРК 25/10, установленном в док-камере на жесткий стапель. На стапеле плавкран был полностью обездвижен, так как электроэнергия для работы электродвигателей вырабатывалась дизель-генератором, а он охлаждался забортной водой. Проблему необходимости поворота стрелы плавкрана, а также подъема и опускания гака решали путем подключения электродвигателей к сети цеха через установку для сварки, выдающую постоянный ток необходимой величины. Оголовок стрелы плавкрана был заведен на специальную монтажную площадку, которая заблаговременно была смонтирована на козловом кране КРК 25/10. Она и позволила снять блоки общей массой 2 т, заменить оси и произвести запасовку «нового» каната без опускания стрелы. В ремонте плавучего крана, кроме козлового, был постоянно задействован стреловой автомобильный кран грузоподъемностью 50 т и вылетом стрелы 34 м, с помощью которого детали снимались и подавались к месту монтажа. Важным условием при выполнении данных работ был точный расчет высот, обеспечение безопасности работы на высоте и правильное расположение техники при ремонте для недопущения их соударений. Экономический эффект от внедрения данного способа ремонта оголовка стрелы плавкрана составляет 6 млн руб.

Гидрозатвор входит в состав гидротехнического сооружения «наливная док-камера». Служит для герметизации стапеля цеха от док-стапеля док-камеры при наполнении её водой. Приводом для открытия-закрытия гидрозатвора являются 2 гидравлических цилиндра. Усилие, необходимое для закрытия гидрозатвора, составляет 100 т. В ходе эксплуатации были обнаружены множественные утечки дорогостоящего гидравлического масла из полости цилиндра, при этом потеря только за одну доковую операцию составляла 200 тыс. руб. Для демонтажа крупногабаритных цилиндров из ниши, где они располагались, была использована специальная ремонтная оснастка, которая не позволила при демонтаже повредить шток цилиндров, а при монтаже цилиндра позволяла соблюсти безопасность производства работ и точность их исполнения. Экономический эффект составил 4,2 млн руб.

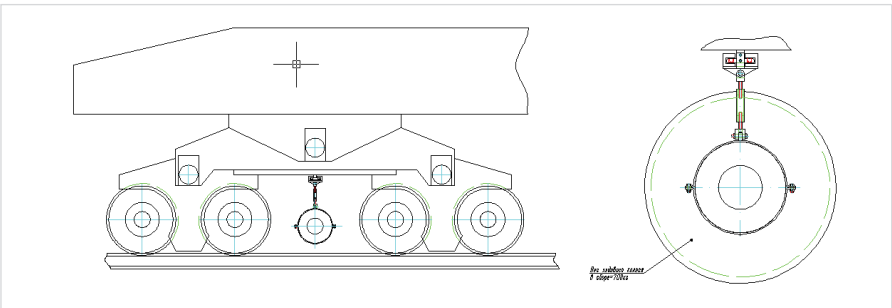


Рис. 1 — Оснастка для демонтажа ходовых колес с валом из-под ходовой ноги козлового крана

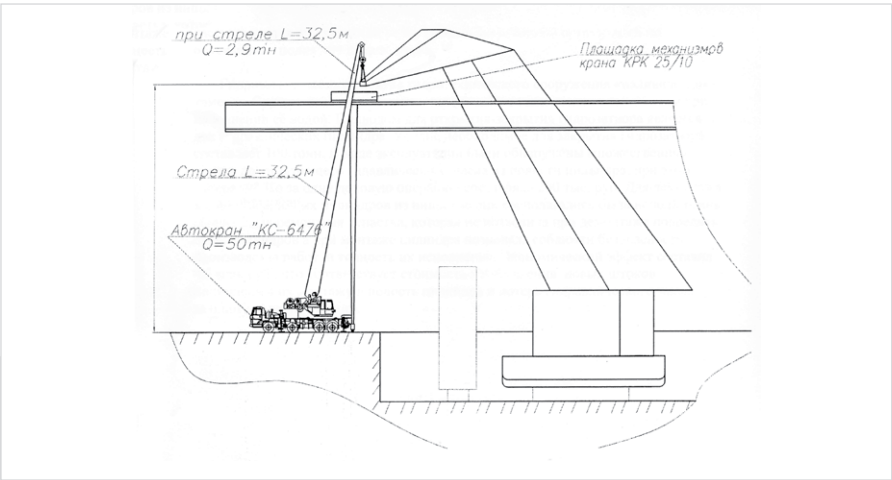


Рис. 2 — Способ ремонта оголовка стрелы плавкрана, предложенный Канаевым А.М.

Трушников Олег Петрович

На заводе работает с апреля 2008 г. Начальник бюро механизации и автоматизации проектно-технического отдела. Руководит работами бюро по проектированию средств механизации и нестандартного оборудования. Имеет патенты на изобретения по производству специальных изделий.

За время деятельности Трушниковым О.П. разработано более 180 проектов нестандартного оборудования высокой сложности и 120 эскизов с необходимыми техническими расчетами на все виды нагрузок и факторов, воздействующих на оборудование и процесс эксплуатации, наиболее значимыми из которых являются:

- станок рихтовки двутавровых балок следующих размеров: длина балок — от 4 до 15 м; ширина полки — от 200 до 800 мм; толщина полки — от 6 до 40 мм. Станок предназначен для исправления дефекта грибовидности двутавровых балок после сварки;
- тележка самоходная грузоподъемностью 30 т для установки на кильблоки и перемещение секций судна между пролетами цеха на поперечном рельсовом пути;
- агрегатный станок типа «Москит», предназначенный для сверления отверстий диаметром до 30 мм на крупных мостовых металлоконструкциях, с базированием (установкой) на самой металлоконструкции;
- гидроцилиндр прямого действия усилием до 50 т, предназначенный для окончательной установки оборудования на фундаменты внутри корпуса корабля;
- площадка с подъемной платформой для обслуживания оборудования, находящегося на высоте. Платформа опускается для обеспечения зоны работы мостовых кранов;
- стапельная несамоходная тележка грузоподъемностью 125 т предназначена для выравнивания и транспортировки секции, блоков и корпуса в целом на горизонтальном стапеле. Для работы в составе поезда тележек имеет кронштейн крепления межтележных связей. Состоит из сварной рамы, ходовых колес, гидродомкрата и гидросистемы. Выравнивание секций, блоков и корпуса судна на тележках производится выдвижением плунжеров гидродомкратов на требуемую высоту с последующей фиксацией опорной гайкой (диплом 2 степени «Лучшие товары и услуги РТ 2014 г.»);
- косяковая спусковая тележка грузоподъемностью 150 т предназначена для установки судна с горизонтальной части слипа на наклонную и последующего принудительного спуска судна в воду, а также подъема судна из воды на горизонтальную часть слипа (слип-наклонная береговая площадка для спуска или подъема судна из воды);
- лубрикатор (рис. 1), разработан по заданию СВЧ управления «Уренгойгазодобыча», предназначен для временной установки и снятия под давлением на устье газовых скважин сменной пробки-клапан в специально предназначенную резьбу в подвеске насосно-компрессорных труб (НКТ) трубной головки арматуры фонтанной (АФ) с целью замены стволовых задвижек (коренных) АФ при ремонте АФ или ее составляющих.

Общий экономический эффект от вышеуказанных проектов составил около 2 млн руб.

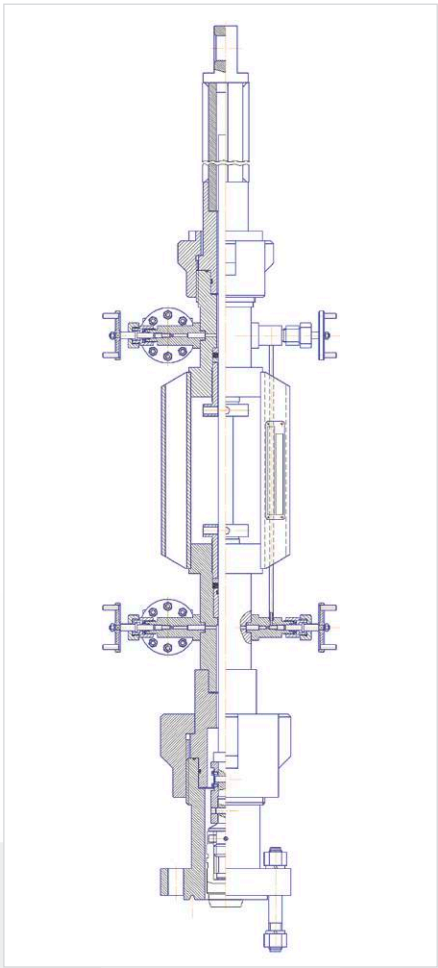
Также Трушниковым О.П. разработаны:

- кран-балка для термического участка инструментального цеха;
- стенд испытания клапана САК 528-247-494;
- гидропривод к стенду испытания шиберных задвижек;
- приспособление для испытания седла 733.99.593 с гидродомкратом;
- установка осаждения нижнего уплотнения подвески НКТ и другие, большая часть которых изготовлена и эксплуатируется на производстве.

По программе технического перевооружения судостроительного производства им был разработан проект подъемных роликов для линии плоских секций (фирма IMG). Подъемные передаточные ролики обеспечивают передачу изделий с рольганга на транспортер, расположенный под углом 90 градусов к рольгангу. Также по программе технического перевооружения металлургического производства им был разработан накопительный бункер для свежего песка и просеивающей установки линии холоднотвердеющих смесей (фирма FAT).

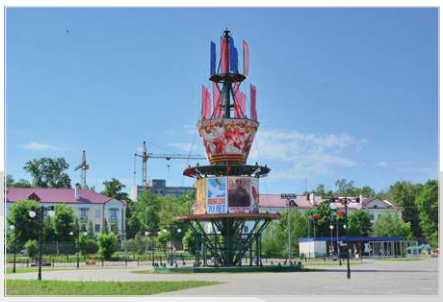
Трушников О.П. рассчитывает и проектирует гидро- и пневмосистемы для нестандартного оборудования, лично принимает участие в их монтаже и испытаниях (принимал непосредственное участие в испытаниях гидроцилиндров привода интерцепторов пассажирских теплоходов глиссирующего типа заказ А45-1 и А145).

Для нужд города и района им были спроектированы детская площадка, арка для проведения национального праздника «Сабантуй», городская Новогодняя елка и сцена для проведения торжественных городских мероприятий.



Лубрикатор стволовой

Городская сцена



Городская елка

Царев Михаил Владимирович

Родился в 1982 г., окончил Казанский государственный энергетический университет по специальности «Автоматизация технологических процессов и производств». Работает в отделе главного энергетика с 2004 г., с 2007 г. — заместителем главного энергетика. Основные деловые качества: техническая грамотность, трудолюбие, исполнительность, ответственность.

В 2014 г. прошел обучение на курсах повышения квалификации служащих «Ответственный за электрохозяйство предприятий разных форм собственности (V группа электробезопасности в электроустановках выше 1000 В)».

Хорошая профессиональная подготовка и свободное владение нормативно-технической документацией, руководящими документами, а также передовыми технологиями в области электроэнергетики позволяют М.В. Цареву выполнять эффективно работу, связанную со стабильным, качественным и энергоэффективным электроснабжением предприятия.

Основные задачи М.В. Царева:

- Непосредственное участие в разработке плана энергоэффективности производства, внедрение проектов реконструкции и модернизации систем энергоснабжения завода и его подразделений в соответствии с техническими заданиями на проектирование новых и реконструкцию действующих энергообъектов.
- Разработка мероприятий по повышению надежности и экономичности работы электроустановок, по созданию безопасных и здоровых условий труда при их эксплуатации и предотвращения аварий.
- Разработка программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности завода и внедрение мероприятий программы.

М.В. Царевым внедрен ряд мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и надежности систем электроснабжения, освещения, автоматики, наиболее значительными из которых являются:

1. Внедрение высоковольтных вакуумных выключателей с устройствами микропроцессорной релейной защиты на подстанциях завода.

Данные выключатели установлены на подстанциях завода и служат для коммутации энергоемкого электрооборудования с частой коммутацией: плавильные печи в цехе №16, насосные установки в насосных станциях док-камеры и технической воды.

Масляные выключатели предназначены для коммутации высоковольтных цепей в нормальном режиме работы, а также для автоматического отключения этих цепей при токах короткого замыкания и перегрузках и пригодны для работы при однократном повторном включении. Текущий ремонт проводится 1 раз в год, капитальный — 1 раз в 3 года; на печных ячейках капитальный ремонт 1 раз в 3 года; текущий ремонт — 5 раз в год;

Масляные выключатели эксплуатируются более 35 лет (эксплуатационный ресурс превышен в 1,5 раза), имеют низкий механический коммутационный ресурс (25 000 циклов «Вкл-Откл»).

По техническим характеристикам масляные выключатели непригодны для технологического оборудования, которое требует частого включения и отключения (печи цеха № 1, 16, 7; высоковольтные насосы док-камеры, главной насосной, насосной технической воды, компрессора цеха №11), т.к. быстро физически изнашиваются и требуют частого ремонта.

Вакуумный выключатель имеет механический и коммутационный ресурс (50000 циклов «Вкл-Откл»). Вакуумные выключатели за счет их высокой износостойкости при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения не требуют текущего и капитального ремонта в течение 25 лет и являются оптимальными устройствами коммутации вышеуказанного электрооборудования.

Заменив масляные выключатели вакуумными, мы увеличили коммутационный ресурс в 2 раза, исключив простои технологического оборудования, повысив надежность электроснабжения цехов №16 и 11.

При этом за весь период эксплуатации вакуумных выключателей (25 лет), экономический эффект от их внедрения составит ориентировочно 2 млн рублей.

2. Внедрение энергоэффективных источников света на базе светодиодов в цехах завода.

Установка в цехах №3 (корпус 2), 1 и 22 светодиодных светильников общего освещения производственных площадей с заменой низкоэффективных светильников на базе газоразрядных источников света позволила сэкономить значительные денежные средства на оплату потребленной электроэнергии, которое у одного светодиодного светильника в натуральном выражении в 8 раз ниже, чем у светильника на базе газоразрядной лампы.

Итого за 2014 год экономия денежных средств на оплату потребленной системами освещения в цехах № 1, 3, 22 электроэнергии составила — 4 929 639 руб.

Кроме вышеуказанных достижений, Царевым М.В. было также предложено:

- внедрение блочной комплектной двухтрансформаторной подстанции в цехе №22 в рамках программы технического перевооружения с проведением реконструкции схемы электроснабжения цеха с применением 2БКТП-1600кВА с современным электрооборудованием на базе сухих трансформаторов BEZ-aTSE-1600/6/0,4кВ и элегазовых моноблоков RM-6;
- реконструкция трансформаторной подстанции РУ6/0,4кВ в цехе №1 в рамках программы технического перевооружения, которая оснащена современным надежным электрооборудованием и позволяет осуществлять бесперебойное электроснабжение внедренного технологического оборудования.

Масляный выключатель

Вакуумный выключатель

Светодиодное электроосвещение цеха №22

Применение алюминиевых сплавов в нефтегазовой промышленности

В ходе эксплуатации оборудование нефте- и газодобывающих предприятий постоянно контактирует с агрессивными средами. Углеводороды, сероводород, углекислый газ и пластовая вода разнообразной минерализации приводит к быстрой коррозии стальных поверхностей. Защитить дорогостоящее оборудование и сделать производство более эффективным помогут алюминиевые детали.

Условия эксплуатации предъявляют к оборудованию повышенные требования

География нефтедобычи разнообразна и продолжает расширяться день ото дня. Разработка новых месторождений заводит нефтепромысловые компании во все более труднодоступные районы Крайнего Севера, Дальнего Востока, Западной Сибири или морского шельфа. В условиях удаленности от развитой инфраструктуры сильно усложняется процесс доставки, монтажа и сервиса оборудования. Что заставляет производителей думать о легкости и компактности снаряжения.

Однако эксплуатация оборудования на нефтегазопромысловых предприятиях сопряжена с целым спектром негативных факторов. На оборудование действуют перепады температур, высокое давление, ультрафиолетовые лучи, агрессивные жидкости и газы. Это заставляет производителей уделять особое внимание прочности и коррозиестойкости своих изделий.

Таким образом, перед производителями нефтепромыслового оборудования стоит целый ряд задач по увеличению прочности, долговечности, коррозиестойкости и легкости оборудования. Решить весь спектр описанных проблем призвано применение алюминиевых сплавов.

Некоторые преимущества использования алюминиевых сплавов

Высокие эксплуатационные качества и большое разнообразие сплавов с различными полезными свойствами позволили алюминию найти широкое применение в нефтегазодобывающей промышленности.

На данный момент наиболее востребованы сплавы: 6060, 6063, 6061, 6082, АД0, АД1, АД-31, изготовленные по стандартам DIN 573-3. Среди прочих выделяется сплав АД0 для изготовления калориферной трубы.

К примеру, стандартный 10-метровый профиль из сплава АД0 производства компании ТАТПРОФ методом катания легко «вытягивается» до 12 метров. В дальнейшем, это позволяет производителю экономить до 2% на материале и соответственно до 3 рублей за килограмм на стоимости трубы. При заказе больших объемов продукции можно достичь колоссальной экономии, сохранив высокое качество конечного продукта.

Плюс к этому механические свойства АД0 позволяют производителю оборудования экономить на замене инструментов, применяемых при обработке материала (при оребрении) и самостоятельно доводить материал до тех параметров, которые нужны для конкретного производства.

Также важно учитывать, что в процессе эксплуатации алюминиевые сплавы не нуждаются в регулярном нанесении антикоррозийного покрытия. От окисления алюминий защищает оксидная пленка. Она формируется естественным путем при контакте поверхности с окружающей средой. Кроме того, оксидная пленка заданной толщины формируется с помощью анодирования (анодной поляризации в проводящей среде) поверхности.

Применение алюминиевых сплавов в нефтегазодобывающей промышленности

Описанные выше преимущества и многие другие свойства легких алюминиевых сплавов дают огромные возможности для производителей нефтегазодобывающего и нефтеперерабатывающего оборудования. Из легких алюминиевых сплавов выпускают бурильные, насосно-компрессорные, обсадные и прочие виды труб, купольные и плавающие крыши для вертикальных резервуаров, изоляцию для трубопроводов, детали для аппаратов воздушного охлаждения и т.д. При этом замена традиционного стального оборудования алюминиевым значительно повышает эффективность нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий.

К примеру, трубы из легких сплавов имеют гораздо более низкую массу (плотность алюминиевого сплава Д16 примерно равна 2,77г/см³, плотность стали — около 7,85 г/см³) при сравнимой прочности.

Вследствие меньшего веса, бурильные колонны из алюминиевых сплавов испытывают меньшие растягивающие нагрузки. Алюминиевые трубы позволяют проходить участки с резкими перегибами и гораздо

Рис. 1

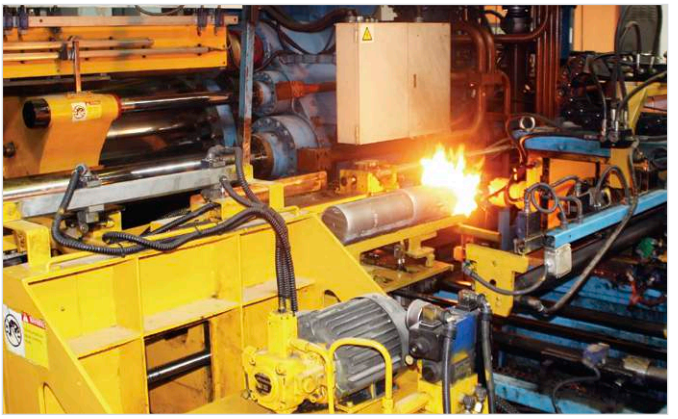


Рис. 2

лучше стальных аналогов справляются с гашением вибрации. Это снижает финансовые издержки при использовании труб при бурении и значительно повышает возможности при бурении особо глубоких, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Использование алюминия в производстве купольных крыш для вертикальных резервуаров существенно снижает связанные с эксплуатацией расходы. Стальные конструкции уязвимы для испарений нефти и нефтепродуктов. При контакте паров сернистой нефти и нефтепродуктов со сталью образуется сернистое железо, которое разъедает стенки и днища резервуара и существенно повышает риск спонтанного воспламенения при проведении профилактических работ. Поэтому стальные крыши нуждаются в регулярных дорогостоящих мероприятиях по нанесению антикоррозийного покрытия.

Алюминий, напротив, устойчив к нефтепродуктам. Купольным крышам из легких алюминиевых сплавов не требуется дополнительная защита на всем протяжении из срока службы. При этом срок службы алюминиевых конструкций достигает 20–30 лет. К тому же небольшая масса крыши, позволяет использование менее массивное и недорогое основание и экономить значительные средства на постройке резервуара.

Кроме того, меньшая плотность и стойкость к коррозии делает алюминий хорошим материалом для устройства плавающих крыш — понтонов. Использование понтона позволяет сократить потери нефти и нефтепродуктов от испарения на 90–99%, в зависимости от вместимости резервуара, хранимой жидкости и условий эксплуатации. Таким образом, алюминиевые плавающие крыши способны существенно повысить эффективность использование вертикальных резервуаров и значительно сократить выброс в атмосферу вредных веществ.

Лидеры отрасли

В наши дни ни одна крупная компания, в области производства оборудования для предприятий топливно-энергетического комплекса, не может обойтись без алюминиевых сплавов. К примеру, один из лидеров производства оборудования для нефтедобывающих предприятий – структурное подразделение ПАО «Татнефть» Бугульминский механический завод использует алюминиевые сплавы для производства аппаратов воздушного охлаждения. Один из крупнейших производителей вертикальных резервуаров и другого оборудования для хранения нефти и нефтепродуктов ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» успешно применяет купольные и плавающие крыши из алюминия. Примечательно, что оба предприятия выбрали в качестве поставщика компанию ЗАО «ТАТПРОФ».

«ТАТПРОФ» является крупнейшим в России предприятием, которое специализируется на переработке алюминия методом экструзии. Компания выпускает прессованные профиля из сплавов 6060, 6063, 6005А, 6082, АД0 и АД-31 для производства резервуаров для хранения и транспортировки нефти, аппаратов воздушного охлаждения, и трубы для калориферов. «ТАТПРОФ» занимается обработкой алюминия методом экструзии уже 25 лет и в настоящий момент занимает 22% рынка.

Предприятие имеет широкий арсенал оборудования для обработки алюминия: собственное литейное производство, 7 современных промышленных прессов для экструзии с широким выбором готовых матриц с максимальными диаметрами описанной окружности профиля до 280 мм. Также компания имеет современный цех анодирования, участок механической обработки и две крупнейшие в Европе линии покраски, мощность которых обеспечивает покрытие площади 1 000 000 кв. м. в месяц.

Современные технологии обработки алюминия

Чтобы освоить самые передовые технологии переработки алюминиевых сплавов и наиболее эффективно использовать современное оборудование, «ТАТПРОФ» привлекает на производство иностранных специалистов из Италии, Бельгии, Испании, Германии, Голландии и Китая.

К примеру, в России только «ТАТПРОФ» успешно освоил метод азотного охлаждения. Технология позволяет снижать и поддерживать температуру матрицы во время прессования. Если матрица перегревается, то геометрия профиля деформируется, что, впоследствии, доставляет много хлопот покупателю (качество, чистота поверхности профиля). Азотное охлаждение обеспечивает строгое соблюдение географии профиля от начала до конца. Кроме того, при перегревании поверхность материала становится матовой. При использовании азотного охлаждения можно добиться чистоты поверхности в 0,8 мкм. Профиль при этом становится глянцевым, серебристым, красивым на вид.

Важно отметить, что «ТАТПРОФ» выстроил полную цепочку производства: разработка и инжиниринговая поддержка, литейное производство, прессование, обработка поверхности, механическая обработка, выпуск готовых изделий. Добавьте к этому собственную испытательную лабораторию, и получите возможность выполнить заказ строго по предъявленным техническим требованиям, с определенным химическим составом, изготовленным в допустимых нормах ГОСТ.

Компания располагает участком механической обработки отдельных профилей и производства готовых изделий площадью 3500 кв.м., на котором профиль режут в нужный размер, пробивают отверстия, сверлят и при необходимости комплектуют и собирают изделие. Так, покупатель имеет возможность получить максимально подготовленную к сборке конструкцию. Готовое изделие под сборку.

«ТАТПРОФ» всегда старается учитывать все аспекты предстоящего сотрудничества. При заключении контракта первым делом следует ознакомительный выезд на предприятие заказчика. Специалисты «ТАТПРОФ» определяют, какой продукт хотят получить, и какие будут условия его эксплуатации. Это позволяет учесть все аспекты от выбора химического состава сплава до способов доставки и сделать сотрудничество максимально эффективным.

Кроме того, «ТАТПРОФ» имеет возможность производить большие объемы за короткие сроки — от 5 дней. Это позволяет компании браться за заказы любых объемов и любой сложности и обеспечило репутацию надежного и основательного партнера. На данный момент «ТАТПРОФ» имеет долгосрочные контракты с крупными компаниями в различных отраслях — транспортной, военной промышленности, в строительстве и т.д.

ЗАО «ТАТПРОФ»
423802, Россия, Набережные челны, ул. Профильная, 53
+7 (8552) 77-80-09, 77-82-04, 77-86-58
aig@tatprof.ru
www.tatprof.ru

Рис. 3

Рис. 4

АлтайСпецИзделия

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ, КОТОРЫЙ УМЕЕТ ПОСТАВЛЯТЬ «ВЧЕРА»

ЗАО «АлтайСпецИзделия» — российское предприятие, изначально работающее в области производства и поставок контейнерных АЗС (КАЗС). С самых первых дней своей работы предприятие сделало своим приоритетом качество выпускаемой продукции, сжатые сроки производства и максимальное соответствие продукции самым взыскательным требованиям заказчика. Каждый год работы предприятия, уже более пятнадцати лет на рынке, подтверждает верность выбранного курса. Многие заказчики, однажды решившие сотрудничать с нами, остаются нашими постоянными партнерами на долгие годы.

Сотрудничество с большим числом проектных институтов, вовлечённость во все глобальные проекты реализуемые национальными корпорациями и государственными структурами, увеличило не только объем производства, но и ассортимент выпускаемой продукции: это уже не только контейнерные АЗС но и различные пункты экипировки спецтехники, мобильные полевые склады горючего, полнокомплектные автоматизированные топливные хозяйства для энергетического оборудования,

Россия, 656922,
Алтайский край, г. Барнаул,
ул. Трактовая, 6
+7 (3852) 42-72-54, 42-72-83
info@altsi.ru
altsi@yandex.ru
board.altsi@yandex.ru

насосные станции, контейнеры и резервуары различных типов для различных видов деятельности, металлоконструкции, оборудование для АЗС и автосервиса — сегодня производится нашим предприятием и поставляется по всей территории России, странам СНГ и дальнему зарубежью. Собственное конструкторское бюро, отдел автоматизации и систем управления позволяют создавать продукцию для решения самых сложных задач наших заказчиков.

В области топливообеспечения наше предприятие предлагает собственные современные высокотехнологичные разработки, наряду с использованием оборудования ведущих мировых производителей, с элементами удаленного управления, учёта и оперативного контроля отпуска нефтепродуктов, с применением интернет и GSM-технологий.

Продукция предприятия запатентована и имеет необходимые сертификаты и разрешительную документацию. Предприятие сертифицировано на соответствие современным требованиям контроля качества и экологичности производства.

www.altsi.ru
www.asi.barnaul.ru
www.azsstroi.ru
www.tmost.ru
www.altaispezizdelia.ru
www.trk-azs.ru
www.controller.altsi.ru

Mokveld Valves приглашает к долгосрочному сотрудничеству

Ю.Л. Рухлов
генеральный директор[1]

Д.В. Ишуткин
главный специалист отдела маркетинга[1]

[1]СП «Моквелд Маркетинг», Сумы, Украина

Фирма Mokveld Valves уже много лет является одним из признанных в мире лидеров среди производителей регулирующих, обратных и отсечных клапанов для нефтегазовой промышленности. В первую очередь это связано с уникальностью конструкции данной арматуры, главной особенностью которой является осесимметричность рабочих узлов, обеспечивающая превосходную точность работы клапанов и минимальные потери давления при транспортировке нефти и газа.

Фирма Mokveld Valves была основана в г. Гауда (Голландия) в 1922 г., а в 1955 г. изготовила первые осесимметричные клапаны собственной конструкции, которые быстро вывели её в число ведущих мировых арматуростроительных компаний. Объёмные поставки такой арматуры начались с 1960-го г. после открытия в Голландии Гронингенского газового месторождения. С этого периода фирма Mokveld Valves непрерывно совершенствует конструкцию клапанов и производственную технологию, что позволяет ей уже много лет сохранять лидирующие позиции в соответствующем сегменте мирового рынка трубопроводной арматуры.

Динамичное развитие технологий проектирования и машиностроения во второй половине XX века было успешно использовано фирмой для достижения высоких эксплуатационных характеристик клапанов, их энергоэффективности, а также повышению их коррозионной и эрозионной устойчивости в эксплуатации. Например, дроссельные клапаны Mokveld, поставленные ещё в начале 1980-х гг. для Астраханского месторождения природного газа, до сих пор находятся в эксплуатации, не требуя замены. И это при наличии в газе 25% H_2S и 15% CO_2!

Передовой опыт компании находит применение во многих сложных и престижных проектах по всему миру. Так, в 2010 г. антипомпажные клапаны Mokveld были поставлены для первой в мире подводной компрессорной установки компании Statoil на месторождении Асгард в Норвегии, предназначенной для компримирования газа обратно в пласт с целью поддержания и увеличения объёмов добычи.

За более чем 55 лет серийного производства осесимметричных клапанов фирма Mokveld Valves успешно аккумулировала уникальный опыт их использования в различных сферах добычи и транспортировки нефти и газа.

Поскольку основным принципом конструкции клапанов Mokveld является осесимметричность, внешняя оболочка корпуса и внутренний обтекатель (между которыми находится проточная часть) расположены соосно, а регулирование обеспечивается поступательным перемещением золотника вдоль оси клапана. На такой основе были созданы следующие виды клапанов и их систем:

1. Регулирующие и антипомпажные клапаны

Разгруженность по давлению поршня позволяет плавно и с высокой точностью регулировать расход и давление потока транспортируемой среды. Благодаря этому приводное усилие для перемещения поршня практически не зависит от перепада давления на нём, чем достигается высокая скорость срабатывания при сохранении меньших габаритов, а также обеспечивается отличная статическая и динамическая устойчивость, даже при резких пульсациях расхода или давления.

В отличие от арматуры поворотного типа (шаровые краны, дисковые затворы)

Регулирующие клапаны 12"/ANSI 900 на Ямбургском НГКМ (ПАО «Газпром», Россия)

осесимметричная конструкция клапанов Mokveld способствует максимально прямолинейному течению рабочей среды при регулировании без отклонения от оси симметрии трубопровода. Это, в свою очередь, снижает рабочие уровни шума и вибрации, предотвращает эрозию корпуса клапана и деталей его проточной части, а также препятствует образованию вихрей в потоке за клапаном. Последнее особенно важно при транспортировке жидких сред (нефти, воды, конденсата и пр.), поскольку вихри являются одним из источников кавитации, которая негативно воздействует не только на обвязку узла регулирования, но и на установленное рядом технологическое оборудование.

Трансмиссия, соединяющая привод и запорно-регулирующий элемент, выполнена по очень лаконичной кинематической схеме — в виде угловой зубчато-реечной передачи. Отклонение при поддержании величины регулируемого параметра (расхода или давления) не превышает 0,5%, а чувствительность к его изменению составляет 0,2%.

Перечисленные характеристики и конструктивные особенности позволяют надёжно обеспечивать безаварийную и экономичную эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов во всём диапазоне рабочих режимов.

2. Безударные обратные клапаны

Эти клапаны характеризуются высокочувствительной динамикой реагирования на изменение параметров потока рабочей среды, что позволяет обеспечивать быстрое закрытие клапана, упреждая формирование обратного потока.

Другими особенностями конструкции обратных клапанов Mokveld являются:

– минимальное гидравлическое сопротивление в открытом положении (за счёт запатентованной геометрии профиля проточной части, имеющей форму сопла Вентури);
– 100% герметичность в закрытом положении, которая сохраняется на протяжении всего срока эксплуатации;
– отсутствие узлов и деталей, требующих периодического технического обслуживания.

3. Отсечные (запорные) клапаны Mokveld

Клапаны этого вида предназначены для быстрого и герметичного перекрытия потока рабочей среды. Запатентованная конструкция главного уплотнения позволяет сохранять 100% герметичность в течение всего срока службы клапана. Обеспечивается это благодаря тому, что в открытом положении клапана уплотнение прячется во внутренний обтекатель, исключая эрозионное воздействие потока на уплотнение. Надёжное перекрытие потока в закрытом положении клапана обеспечивается специальным подпружиненным элементом в конструкции уплотнения.

4. Системы защиты от превышения давления HIPPS (High Integrity Pressure Protection System)

Фирма Mokveld Valves ещё в 1975 г. одной из первых в мире получила сертификат немецкой научно-технической Ассоциации водо- и газоснабжения DVGW о соответствии требованиям стандарта DIN EN 14382. В 2002 г. был получен сертификат IEC 61508-SIL3, подтверждающий, что фирма Mokveld Valves является производителем систем HIPPS самого высокого интегрального уровня безопасности.

На настоящий момент в мире успешно эксплуатируется более 2 000 отсечных клапанов Mokveld в различных системах, а их суммарная наработка составляет уже более 10 000 календарных лет. Статистический анализ работоспособности таких клапанов показал следующую вероятность отказов (λ): при работе на чистой среде — $3{,}3 \cdot 10^{-4}$ отказов в год, а при работе на загрязнённой среде — $2{,}7 \cdot 10^{-4}$ отказов в год. Эти цифры говорят сами за себя.

5. Дроссельные клапаны

Клапаны этого типа изготавливаются в двух конструктивных исполнениях: с угловым или прямоточным корпусом. Однако независимо от формы корпуса в основу главного элемента — узла дросселирования — заложена единая для дроссельных клапанов Mokveld концепция: интеллектуальная конструкция, которая обеспечивает сбалансированный по давлению поршень, а также точный контроль над скоростью потока в любом участке его проточной части, минимизируя эрозию корпуса и трима. Рабочее усилие (крутящий момент) практически не зависит от перепада давления на клапане.

Высокая пропускная способность и отличные регулирующие характеристики позволяют применять дроссельные клапаны Mokveld как на этапе начальной разработки скважины, так и на стадии её истощения. Таким образом, один клапан подходит для всего диапазона условий эксплуатации.

6. Клапаны защиты от гидроудара

Основным качеством, отличающим эти клапаны от большинства существующих конструкций такого типа, является их автономность: они не требуют наличия внешней азотной управляющей системы. Это позволяет исключить проблемы, связанные с необходимостью частого и трудоёмкого технического

Отсечные клапаны 8"/ANSI 900 на Гронингенском месторождении газа (Nederlandse Aardolie Maatschappij, Голландия)

Отсечной клапан 28"/ANSI 1500 на УКПГ Какимбас (Petrobras, Бразилия)

обслуживания, уменьшить габариты систем.

Клапаны данного вида применяются на линиях налива танкеров, в обвязке насосных станций и других устройств, где существует возможность резкого локального повышения давления.

В клапанах защиты от гидроудара реализованы те же принципы, что и в остальных видах продукции фирмы Mokveld Valves — осесимметричность и сбалансированность по давлению. Благодаря этому достигаются высокие эксплуатационные показатели: время реагирования на рост давления в трубопроводе — не более 0,2 с, а точность поддержания давления уставки с погрешностью в пределах 1% от заданного значения.

Высокая эксплуатационная надёжность клапанов Mokveld подтверждена результатами их работы на многих объектах в различных странах и регионах мирового рынка, начиная с объектов, расположенных за Северным полярным кругом в России, на морских платформах вблизи Норвегии, Сахалина, и кончая объектами в южных странах на территории Африки и Южной Америки.

Нашими постоянными партнёрами и заказчиками являются следующие компании: British Gas, Eni, AGIP, Chevron, ПАО «Газпром», China National Petroleum Corporation (CNPC), ЗАО «КТК», ПАО «Лукойл», British Petroleum, Shell, Statoil, Exxon, Total, ConocoPhillips, ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть», Saudi Aramco, Nippon Oil, Technip, GDF Suez, Wintershall, Storengy, British Pipeline Agency и др.

За последние 25 лет только по проектам в странах СНГ установлено и успешно эксплуатируется более 6000 регулирующих и обратных клапанов фирмы Mokveld Valves. Среди этих проектов фигурируют: газопровод «Северный поток», проект «Южный поток», газопровод «Голубой поток», газопроводы «Средняя Азия — Центр» и «Центральная Азия — Китай», Южно-Кавказский газопровод, нефтепровод «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (ККТ), нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий Океан» (ВСТО), нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан, разработка месторождения Шах-Дениз, газопровод «Запад-Восток» в Китае и другие.

Есть и уникальные объекты — КС «Портовая» мощностью 360 МВт и КС «Русская» с общей мощностью 448 МВт, которая является самой мощной компрессорной станцией в мире. В обвязке газоперекачивающих агрегатов этих станций используются антипомпажные и обратные клапаны только фирмы Mokveld Valves.

Одним из неотъемлемых элементов технической идеологии фирмы является внимательное отношение к своему оборудованию в период его эксплуатации. Сбор информации о техническом состоянии клапанов, анализ его реагирования на экстремальные ситуации, оценка уровня квалификации технического персонала на объектах эксплуатации — неизменные составляющие в отношениях фирмы с заказчиками. Это позволяет не только своевременно реагировать на нестандартные и критические ситуации, возникающие на объектах эксплуатации, но нередко и упреждать их появление.

Вот уже почти 25 лет этим сектором работы в целом ряде стран Европы и Азии, включая Россию и Казахстан, занимаются специалисты СП «Моквелд Маркетинг», в круг обязанностей которого входят:

- маркетинговые исследования курируемых рынков;
- участие в формировании технической политики с учётом требований заказчиков;
- подготовка и согласование технических и коммерческих предложений по заявкам заказчиков;
- мониторинг процесса изготовления оборудования и доставки его на объекты эксплуатации;
- оказание технических консультаций по монтажу и наладке оборудования в процессе строительно-монтажных и пусконаладочных работ;
- организация и проведение технической учёбы эксплуатационного персонала заказчиков;
- участие в формировании и технической подготовке служб сервисного обслуживания оборудования на территории стран заказчиков.

Совокупность перечисленных выше мероприятий способствует поддержанию стабильно высокого технического уровня, эффективности и надёжности, которыми обладает оборудование, изготавливаемое фирмой Mokveld Valves.

Мы готовы Вам их продемонстрировать в условиях эксплуатации.

СП «Моквелд Маркетинг»
40022, Украина, Сумы,
пер. Институтский, 1/1
+ 380 542 775-071, + 380 542 775-086
www.mokveldm.ru
Mokveld Valves
Голландия, Гауда
www.mokveld.com

Обратный клапан 20"/ANSI 2500 на КС «Береговая» (ПАО «Газпром», Россия)

Антипомпажный клапан 10"/ANSI 600 на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ (ПАО «Газпром», Россия)

КУРГАНСКИЙ АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД

ООО «Курганский арматурный завод» представляет собой динамично развивающееся клиентоориентированное производственное предприятие с постоянно совершенствующейся системой бизнес-процессов.
Для этого на предприятии имеется своя конструкторско-технологическая и производственная база.
Активно реализуется комплексная программа по техническому перевооружению производства, что позволяет обеспечить высокие темпы роста объемов производства, снижение себестоимости и сроков освоения новых видов продукции.
Отличительная особенность нашей арматуры — это заводское антикоррозионное гальваническое покрытие, которое значительно превосходит лакокрасочное по качеству.
Выбирая нашу продукцию, заказчик, прежде всего, получает качественную арматуру, соответствующую требованиям нормативных документов российских и международных стандартов, отвечающую всем его пожеланиям.

КЛАПАНЫ ЗАПОРНЫЕ ИГОЛЬЧАТЫЕ КИ 400

Предназначенны для использования в качестве запорных и запорно-разрядных устройств в составе приборных, дренажных, пробоотборных и других вспомогательных трубопроводов, фонтанной арматуры, устьевом и противовыбросовом оборудовании, линиях оперативного измерения действительного значения давления для воды, пара, жидких и газообразных углеводородов, их смесей, а также других рабочих сред, по отношению к которым материалы основных деталей клапанов являются коррозионно-стойкими, с рабочей температурой до +560°С в зависимости от материальных исполнений. Клапана применяются на оборудовании и технологических линиях нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей промышленности, энергетики и др.

КЛАПАНЫ ЗАПОРНЫЕ ПРОХОДНЫЕ КЗП 400

предназначены для использования в качестве запорных устройств на трубопроводах для воды, пара, углеводородов, их смесей, а также других рабочих сред, по отношению к которым материалы основных деталей клапанов являются коррозионностойкими, с рабочей температурой до +560°С в зависимости от материальных исполнений и состава рабочей среды. Клапаны применяются в энергетическом и нефтеперерабатывающем оборудовании.

ЗАДВИЖКИ КЛИНОВЫЕ ЗК

Задвижки клиновые, полнопроходные, с выдвижным шпинделем предназначены для использования в качестве запорных устройств на трубопроводах для жидких и газообразных рабочих сред, по отношению к которым материалы основных деталей задвижек являются коррозионностойкими, с рабочей температурой до +560°С в зависимости от материальных исполнений. Задвижки применяются на технологических линиях нефтегазодобывающей и нефтегазо-перерабатывающей промышленности, энергетики и коммунального хозяйства.

КЛАПАН ЗАПОРНЫЙ ПРОХОДНОЙ КЗП 400М

Клапаны запорные проходные предназначены для использования в качестве запорных устройств на трубопроводах для воды, пара, углеводородов, их смесей, а также других рабочих сред, по отношению к которым материалы основных деталей клапанов являются коррозионностойкими, с рабочей температурой до +560°С в зависимости от материальных исполнений и состава рабочей среды. Клапаны применяются в энергетическом и нефтеперерабатывающем оборудовании.

КЛАПАН ОБРАТНЫЙ КО 400

Клапаны обратные предназначены для автоматического предотвращения обратного потока рабочей среды на трубопроводах для воды, пара, углеводо-родов, их смесей, а также других рабочих сред, по отношению к которым материалы основных деталей клапанов являются коррозионностойкими, с рабочей температурой до +560°С в зависимости от материальных исполнений и состава рабочей среды. Клапаны применяются в энергетическом и нефтеперерабатывающем оборудовании.

640007, г. Курган, ул. Ястржембского, 41 А
+7 (3522) 446977
+7 (3522) 446977 (1111) (ОТДЕЛ ПРОДАЖ)
zakaz@kurgan-armatura.ru

WWW. KURGAN-ARMATURA.RU

Независимая инспекция — инструмент повышения эффективности нефтегазовых проектов

В.В. Бушмелев
эксперт-аналитик нефтегазового оборудования

Сегодня топ-менеджмент как средних производственных компаний, так и флагманов нефтегазовой отрасли вынужден работать в непростых экономических условиях. Реалии требуют всестороннего и филигранного анализа и ревизии многих бизнес-процессов с целью их оптимизации. Задача весьма нетривиальная – снижать издержки, одновременно заботясь о повышении эффективности.

Порядок в закупках

В условиях недостатка инвестиционных ресурсов и оптимизации издержек в нефтегазовой отрасли критически возрастает роль менеджмента, правильно принятых решений и достоверной информации. Наша страна владеет огромными природными и кадровыми ресурсами, которые, к сожалению, используются не вполне эффективно. Там, где можно потратить рубль мы тратим десять, если можно сделать ошибку — мы ее сделаем... В строительстве инфраструктурных проектов процветают долгострой и надежда «на авось». Одна из причин подобного положения вещей — пренебрежение объективной независимой оценкой качества изделий и оборудования при реализации нефтегазовых проектов.

Ранее в отрасли функционировала система научно-исследовательских институтов, которая осуществляла экспертизу технических и экономических аспектов реализации проектов строительства нефтегазовых объектов еще на предварительной стадии.

Сегодня же, по оценкам экспертов, нефтяникам и газовикам зачастую не хватает скрупулезности и въедливости в каждый проект и простой экономической и технической объективности, отсутствие которых обуславливают высокую долю неэффективных затрат в отрасли.

В большинстве своем нефтегазовые компании производят закупки сложного и высокотехнологичного оборудования для обустройства месторождений через конкурсные и тендерные процедуры. Но, как известно, реализация подобной стратегии применительно к госсектору показала, что она не лишена изъянов.

В коммерческом секторе экономики в ряде случаев зависимость от неконтролируемых рисков все еще «процветает» у заказчиков при выборе подрядчиков и поставщиков. Основная причина этого заключается в том, что департаменты материально-технических ресурсов (МТР) часто осуществляют предварительную квалификацию потенциального поставщика дистанционно по бумажной информации, без выезда на производственный объект и без проверки фактических возможностей предприятия-контрагента.

Другими словами, этот выбор производится по итогам рассмотрения конкурсной документации на бумажном носителе, то есть во многом косвенно. А фактическая, реальная оценка поставщика выполняется заказчиком постфактум, в процессе контроля производства.

Зачастую в тендере участвуют компании-поставщики или компании-подрядчики, которые берутся за работы, объявляя низкую цену, и выигрывают тендер, не обладая при этом реальными ресурсами (оборудованием, помещением, кадрами) для выполнения контракта. Известны также случаи, когда на тендер выходят «гаражные» компании, не имеющие понятия о приличном уровне качества.

В результате — низкое качество возведения объектов, срыв сроков строительства, финансовые убытки; заказчик вынужден искать новых подрядчиков и с ними завершать объект или даже начинать его с нуля.

Независимая оценка рисков

Как показывает мировая практика, привлечение независимой инспекционной компании — это наиболее эффективный способ снижения рисков ошибки в выборе поставщика товаров и услуг в ответственный проект.

Лидеры отечественной нефтегазовой отрасли – ПАО «Газпром», ОАО «НК

«Роснефть», ОАО «Транснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» — доверяют свои проблемы международным инспекционным компаниям.

Профессиональный аудитор, который работает на рынке технического надзора и строительного контроля долгое время и сотрудничает с ключевыми компаниями отрасли, способен осуществить комплексную инспекцию для проектов в нефтегазовой отрасли, начиная с экспертизы проектной документации и заканчивая вводом объекта в эксплуатацию. Стоимость услуг при этом составит порядка 1% от общей стоимости реализации проекта. Убытки же могут оказаться на порядок выше.

Мировой опыт показывает, что привлечение независимой инспекционной компании на стадии подбора поставщиков дает возможность сократить сроки проведения конкурсных процедур. Например, 30% потенциально недобросовестных подрядчиков принимают решение добровольно отказаться от участия в тендере, увидев в конкурсной документации пункт о сопровождении инспекцией процессов производства и поставки. Еще 20% потенциальных участников тендера отфильтровываются, узнав, что на реализуемые объекты будут направлены технические аудиторы для проверки возможностей претендентов.

Участие независимой инспекционной компании также позволяет снизить затраты на преддоговорные работы и добиться лучшей цены контракта за счет объективной оценки потенциальных поставщиков или производителей МТР.

Бурение — в зоне повышенной ответственности

Критически важным и необходимым, по мнению многих экспертов, является привлечение независимой инспекционной компании к процедурам закупок, поставки и монтажа бурового оборудования.

Стоимость одной буровой установки на нефтегазовом месторождении может превышать 1,5 миллиарда рублей. Дорогостоящее оборудование подвержено коррозии, образованию трещин, сторонним повреждениям и производственным дефектам.

Нарушение условий транспортировки, комплектности (использование ненадлежащих марок стали) или при монтаже конструкций могут вызвать серьезные повреждения и нарушение целостности оборудования, стать причиной срыва сроков строительства и повлечь за собой значительные финансовые убытки.

Для российской нефтегазовой отрасли показателен опыт ОАО «НК «Роснефть» по привлечению независимой инспекционной компании в проекты по производству и поставке буровых установок для объектов.

В итоге:

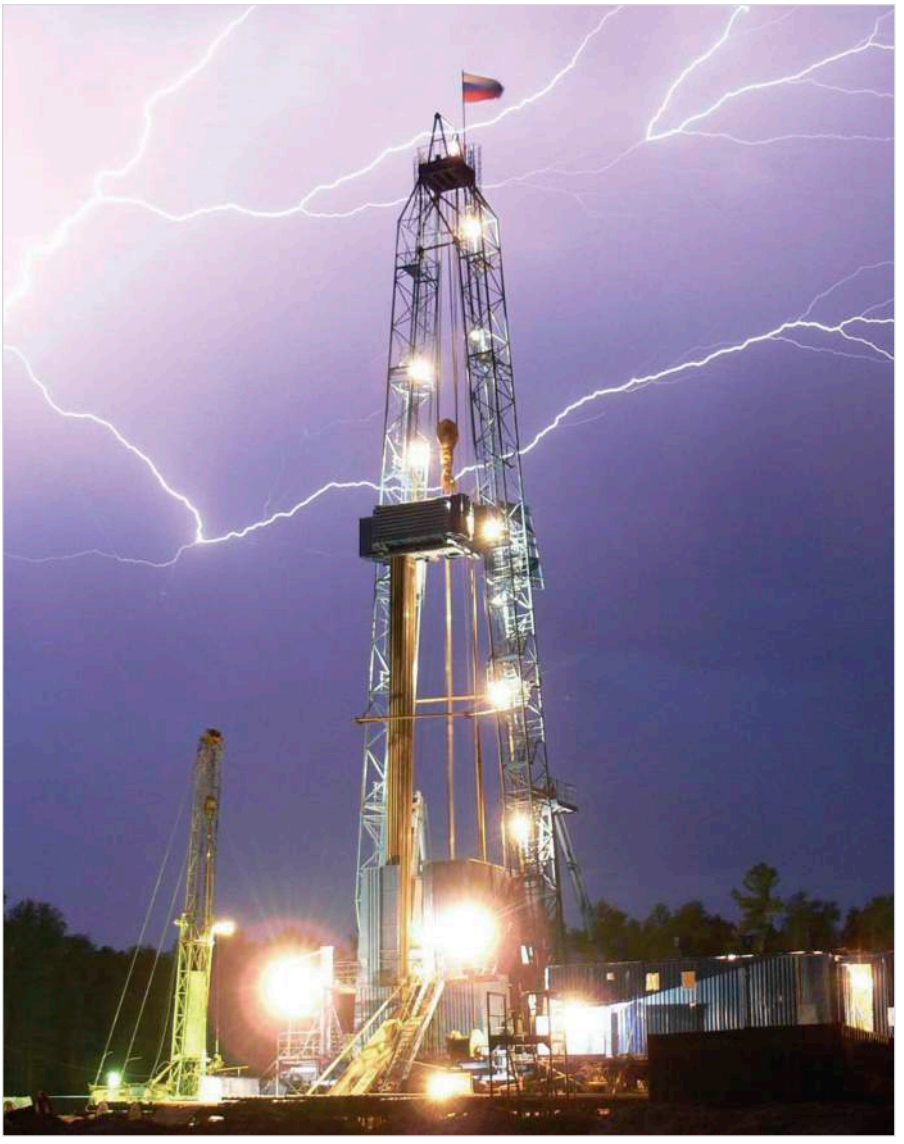
- применение услуг независимой инспекции позволило избежать срыва договорных сроков производства и поставки буровых установок (без применения данных услуг фактические сроки производства увеличивались на 25% относительно договорных сроков);
- применение услуг независимой инспекции позволило избежать удорожания производства и поставки буровых установок (без применения данных услуг получали удорожание на 35–40%);
- улучшилось качество буровых установок (отсутствие рекламаций и претензий, повышение монтажеспособности, исключение скрытых дефектов, сокращение количество ремонтов и др.).

Для обеспечения технических и контрактных требований заказчика (на примере производства и поставок буровых установок) инспекционные компании используют следующие мероприятия:

- проведение технических аудитов потенциальных поставщиков/производителей буровых установок (информация по результатам аудитов позволяет Заказчику получить объективную независимую оценку технических возможностей поставщиков/производителей);
- контроль заказа по обеспечению проектно-конструкторской и технической документацией;
- непрерывный контроль технологии изготовления и поставок бурового оборудования заводами-изготовителями и субподрядными предприятиями;
- прогноз негативных ситуаций, выполнение предупреждающих и корректирующих действий на ранних стадиях развития кризиса проекта;
- предоставление Заказчику объективной, достоверной и своевременной информации о ходе выполнения заказа, о выполнении графиков производства и договорных обязательств по срокам поставок и качеству продукции;
- освидетельствование качества отгружаемой продукции, оформление Разрешений на отгрузку;
- контроль проведения монтажных и пуско-наладочных работ непосредственно на месторождениях.

В своей деятельности руководители департаментов МТР нефтегазовых компаний постоянно сталкиваются с вопросами: «Как обезопасить себя от ошибки в выборе поставщика товаров и услуг? Как оценить сбалансированность цены сделки? Как проследить за ходом выполнения проекта? Кто подберет кластер резервных поставщиков в случае угрозы недопоставки?».

Весь этот комплекс проблем может быть максимально эффективно и в короткие сроки решен благодаря привлечению профессиональной независимой инспекционной компании.



НЧКЗ®
НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКИЙ КРАНОВЫЙ ЗАВОД

Дорогие наши нефтяники!

Душевно поздравляю вас с профессиональным праздником – Днём работников нефтяной и газовой промышленности.

На вашу долю выпала великая ответственность – создавать и множить базу экономического могущества нашей страны. От результатов вашего труда напрямую зависит благополучная жизнь наших людей, стабильность и безопасность государства.

Вы делаете своё дело профессионально, на уровне высочайших современных стандартов. И это позволяет вам на равных вести дела с ведущими мировыми компаниями нефтяной отрасли, развиваться, совершенствоваться.

Пожелания успехов, удачи как нельзя кстати придутся вам именно в эти дни, когда мир переживает экономические потрясения, связанные в том числе и с серьёзнейшими проблемами, возникшими у нефтяников. Мы все надеемся, что вам удастся преодолеть их с наименьшими потерями. А в скором времени вновь обрести уверенность и стабильность роста.

Желаю вам бодрости духа, здоровья, лидерского настроения. Чтобы дух победителей всегда вдохновлял вас на новые свершения во благо Отечества. Счастья, благоденствия и безграничного душевного тепла вам и вашим близким.

С уважением, генеральный директор
ОАО «Набережночелнинский крановый завод»

Тимербулатов М.Т.

УДК 665.62

Промысловая очистка нефтей от сероводорода и меркаптанов

А.М. Мазгаров
д.т.н., генеральный директор[1]
vniius@mail.ru

А.Ф. Вильданов
д.т.н., зам. генерального директора по научной работе[1]

Ф.А. Коробков
к.т.н., старший научный сотрудник[1]

Т.И. Комлева
старший научный сотрудник[1]

И.К. Хрущева
к.т.н., старший научный сотрудник[1]

А.И. Набиев
инженер-аспирант[2]

[1]ОАО «ВНИИУС», Казань, Россия
[2]Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия

Приведены результаты анализа различных способов промысловой очистки нефтей от сероводорода и меркаптанов (процессы типа ДМС, химические нейтрализаторы, отдув очищенным газом). Выявлены недостатки нейтрализаторов на основе формальдегида (токсичность, высокая коррозионная активность) при переработке нефти и попутного нефтяного газа.

Объемы добычи и переработки сероводород- и меркаптансодержащих нефтей и газоконденсатов неуклонно увеличиваются во всех странах мира. В таб. 1 представлены данные о нефтях и газоконденсатах, содержащих наибольшее количество активных сернистых соединений (сероводорода и меркаптанов).

Низкомолекулярные меркаптаны и сероводород легколетучи, высокотоксичны, обладают резким неприятным запахом и коррозионной активностью, что создает большие экологические проблемы при хранении и транспортировке таких видов углеводородного сырья.

В начале 90-х гг. были разработаны и приняты ТУ на Тенгизскую нефть, ограничивающие содержание сероводорода до 10 ppm, метил- и этилмеркаптанов в сумме до 20 ppm. В России также введен ГОСТ Р 51858-2002, ограничивающий содержание сероводорода до 20 ppm, меркаптанов C_1–C_2 до 40 ppm.

Для очистки легких нефтей и газоконденсатов от меркаптанов C_1–C_2 ВНИИУСом разработан эффективный процесс ДМС-1 [1]. Сущность процесса заключается в жидкофазном окислении меркаптанов C_1–C_2 до дисульфидов кислородом воздуха в присутствии металлофталоцианинового катализатора ИВКАЗ в водно-щелочном растворе при температуре 40–50°С и давлении 6–12 атм по реакции:

$$2\,RSH + 0{,}5\,O_2 \rightarrow RSSR + H_2O \qquad (1)$$

Первые две установки мощностью по 4 млн т/год введены в эксплуатацию в 1996 г. на Тенгизском ГПЗ. При содержании метил- и этилмеркаптанов в нефти до очистки 250–300 ppm мас., после очистки установки обеспечивают 3–6 ppm мас. Расход катализатора ИВКАЗ составляет 0,05 г/т нефти, каустика – 50 г/т нефти. К 2009 г. по этой технологии очищалось уже 13 млн т/год Тенгизской нефти. В 2010 г. эти установки были реконструированы под технологию ДМС-2 с увеличением производительности до 16 млн т/год [2].

В процессе ДМС-2 при температуре 30–50°С давление 6–12 атм происходит экстракция сероводорода и меркаптанов едким натром. Насыщенный меркаптидами и сульфидом натрия щелочной раствор, содержащий 50–100 ppm растворенного катализатора ИВКАЗ, поступает в регенератор, где при температуре 50–60°С и давлении 5 атм происходит окисление меркаптидов и сульфида натрия с регенерацией каустика по реакциям:

$$2\,RSNa + H_2O + 0{,}5\,O_2 \rightarrow RSSR + 2\,NaOH \qquad (2)$$

$$3\,Na_2S + 4\,O_2 + H_2O \rightarrow Na_2SO_4 + Na2S_2O_3 + 2\,NaOH \qquad (3)$$

Глубокую очистку газоконденсатов от всех меркаптанов обеспечивает процесс ДМС-3, где на первой стадии щелочно-каталитическим раствором (КТК) экстрагируются меркаптаны C_1–C_3, а на второй стадии меркаптаны C_{4+} окисляются кислородом воздуха в смеси КТК–конденсат [1]. Первая установка ДМС-3 мощностью 2 млн т/год была введена в эксплуатацию на Оренбургском ГПЗ в 2000 г., а в 2002 г. подобная установка была построена и введена в эксплуатацию на предприятии Казахойл-Актобе (Республика Казахстан). Установки обеспечивают очистку газоконденсата от меркаптанов C_1–C_3 на 99%. Три установки ДМС-3 мощностью по 4 млн т/год, спроектированные по базовым проектам ОАО «ВНИИУС», строятся в Иране для очистки газоконденсата месторождения Южный Парс. Установки обеспечивают снижение общей массовой концентрации меркаптанов до 100 ppm при их исходном содержании 3400 ppm (Рис. 1).

Наименование	Общ. сера, Wt %	Меркаптановая сера, Wt %	MeSH, ppm	EtSH, ppm	Метил- и тилмеркаптаны, ppm
Астраханский газоконденсат	1,38	0,19	340	270	610
Оренбургский газоконденсат	1,25	0,84	15	400	415
Карачаганакский газоконденсат	0,67	0,16	135	460	595
Тенгизская нефть	0,58	0,08	150	200	350
Жанажольская нефть	0,47	0,18	42	213	255
Катарский конденсат	0,26	0,17	17	313	330
Дугласская нефть (Великобритания)	0,40	0,13	5	50	55
Конденсат Южного Парса (Иран)	0,67	0,15	150	350	500
Зюзеевская нефть (Татарстан)	3,10	0,14	6	68	74
Марковская нефть (Иркутская обл.)	1,00	0,41	35	85	120
Новолабитовская нефть (Ульяновская обл.)	4,58	0,35	25	225	250
Радаевская нефть (Самарская обл.)	3,05	0,078	10	55	65
Щелкановская нефть (Башкортостан)	4,45	0,054	6	50	56
Ношовская нефть (Пермская обл.)	3,40	0,067	8	50	58

Таб. 1 — Содержание общей и меркаптановой серы в различных нефтях и конденсатах

Материалы и методы
Лабораторные и промышленные эксперименты использования различных нейтрализаторов и процессов ДМС для очистки нефтей от сероводорода и меркаптанов на Тенгизском и Оренбургском ГПЗ, Покровском УПН ОАО «Оренбургнефть» и в Иране, а также литературные данные.

Ключевые слова
нефть, газ, сероводород, меркаптан, нейтрализаторы (скавенджеры) сероводорода, процесс ДМС, формальдегид

Для очистки тяжелых нефтей от сероводорода и меркаптанов разработан и внедрен на промыслах ПАО «Татнефть» процесс ДМС-1МА [3]. При осуществлении этого процесса меркаптаны окисляются до дисульфидов, сероводород — в элементную серу, которая в свою очередь реагирует с меркаптанами, превращая их в дисульфиды.

Принципиальная технологическая схема процесса ДМС-1МА представлена на рис. 2.

Нефть после сепарации газа и обессоливания поступает в буферную емкость Е-1, из которой насосом Н-1 направляется в статический смеситель М-1. На всас насоса Н-1 подается расчетное количество водно-аммиачного раствора катализатора ИВКАЗ (КТК). В поток нефти после насоса Н-1 компрессором К-1 подается сжатый воздух. Смесь нефти, КТК и воздуха поступает в реактор Р-1, а из него в сепаратор Е-101, где из нефти выделяется основная часть отработанного воздуха. Из куба Е-101 отстоявшийся КТК рециркулирует на всас насоса Н-1. Далее нефть поступает во второй сепаратор С-101, где происходит сепарация оставшейся части отработанного воздуха. В поток нефти после сепаратора Е-101 подают расчетное количество пресной воды для отмывки от солей — продуктов реакции. Из сепаратора С-101 нефть направляется в товарный парк.

Процесс ДМС-1МА позволяет очистить нефть до остаточного содержания сероводорода 3–5 ppm при его исходной концентрации 550–580 ppm. При этом удельный расход основного реагента (водно-аммиачного раствора катализатора ИВКАЗ) составляет 0,5 л/т нефти, что в денежном выражении составляет 6 рублей на т нефти.

Технологический процесс гибок в управлении. Изменяя скорость подачи КТК, концентрацию катализатора в КТК, можно установить желаемую степень превращения сероводорода.

Кроме аммиачно-каталитического окислительного метода для очистки нефти при её подготовке на промыслах часто используют нейтрализацию сероводорода химическими реагентами и отдув углеводородным газом.

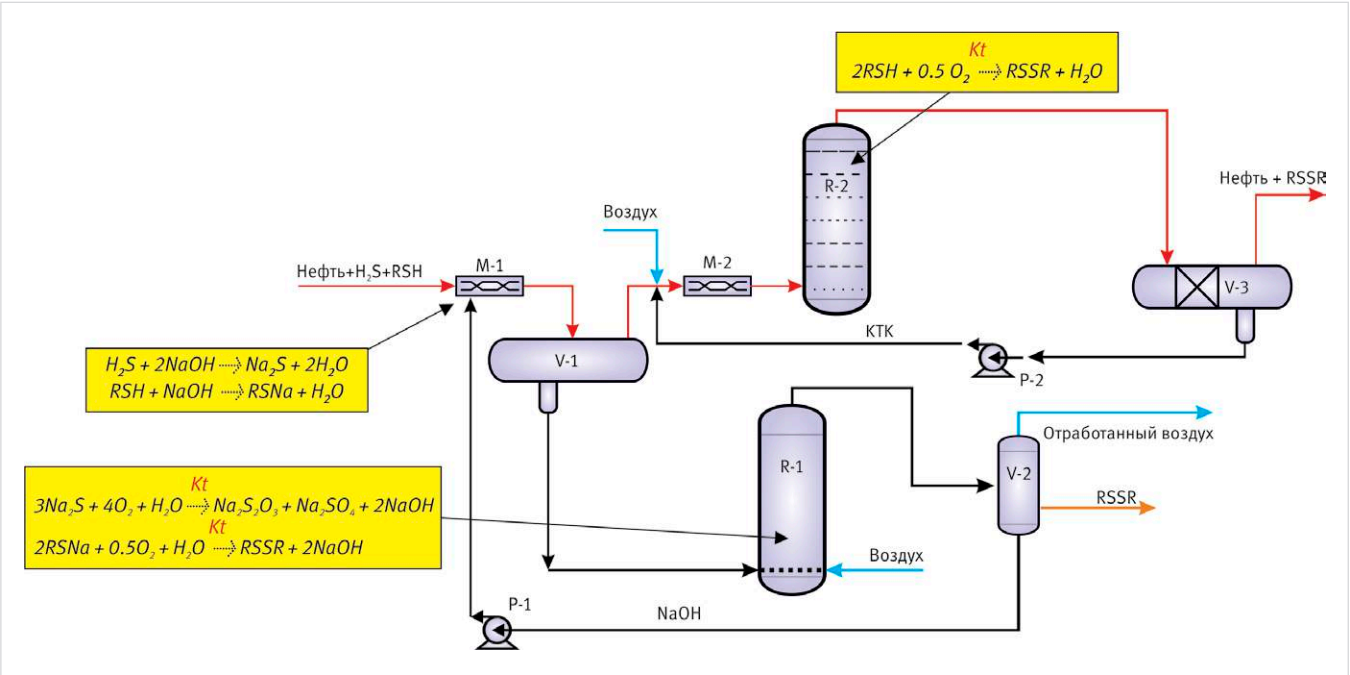


Рис. 1 — Принципиальная технологическая схема процесса ДМС-3

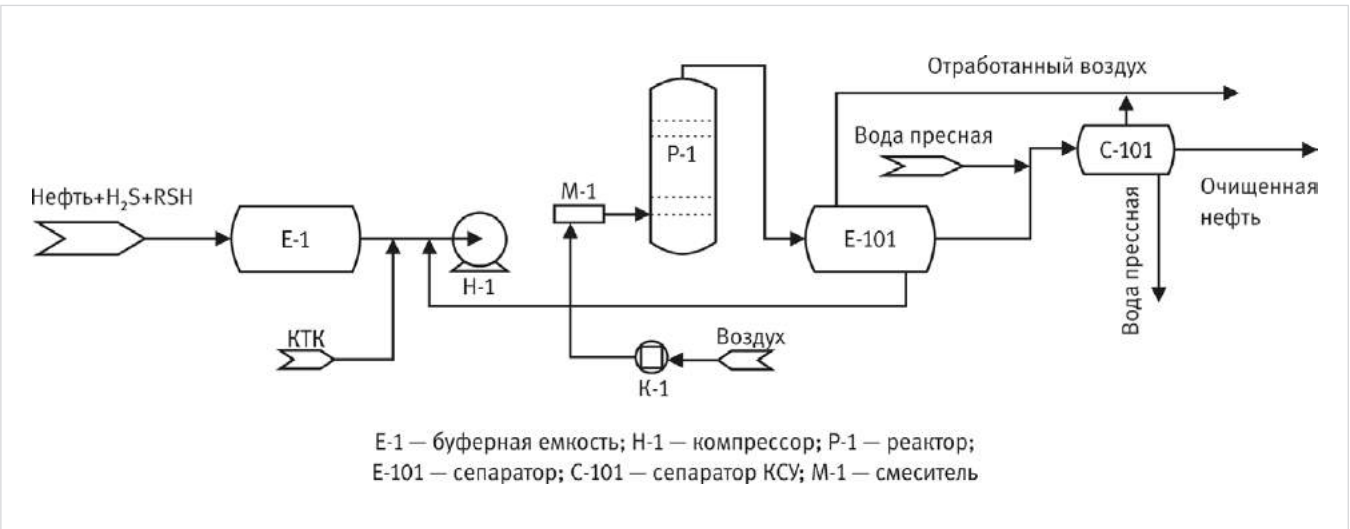


Рис. 2 — Принципиальная технологическая схема установки очистки нефти от сероводорода аммиачно-каталитическим окислительным способом

Впервые в странах СНГ скавенджеры (поглотители) сероводорода и меркаптанов были использованы в Казахстане на Тенгизском ГПЗ в 1997-1998 гг. во время капремонта установок ДМС-1. Были испытаны скавенджеры SX-2081 фирмы Petrolite и К-131 компании «Чемпион». Скавенджер SX-2081 реагирует с меркаптанами с образованием тиоэфиров по реакции:

$$R'SH + [RnN]\,X \rightarrow R'\text{–}S\text{–}R + R_3N + H_2O \quad (4)$$

Кроме меркаптанов, SX-2081 реагирует с водой, сероводородом, нафтеновыми кислотами, т.е. имеет низкую селективность и высокую стоимость.

Скавенджер К-131 — реагент на амино-формальдегидной основе — показал большую эффективность при удалении меркаптанов. Этот скавенджер намного дешевле, чем SX-2081, но обладает высокой токсичностью. Поглощение меркаптанов и сероводорода при его использовании происходит по реакциям:

$$CH_3SH + K\text{-}131 \rightarrow CH_3\text{–}S\text{–}CH_2OH \rightarrow \rightarrow CH_3\text{–}S\text{–}CH_2\text{–}S\text{–}CH_3 \quad (5)$$

$$3\,H_2S + K\text{-}131 \rightarrow HS\text{-}CH_2\text{-}OH \rightarrow (CH_2)_3S_3 \quad (6)$$

В ОАО «ВНИИУС» разработан нейтрализатор меркаптанов и сероводорода с использованием катализатора ИВКАЗ, не содержащий формальдегид.

Химизм процесса:

$$H_2S + NM \rightarrow S^\circ + H_2O \quad (7)$$

$$2\,RSH + NM \rightarrow RSSR + H_2O \quad (8)$$

$$S^\circ + 2RSH \rightarrow RSSR + H_2S \quad (9)$$

Нейтрализатор NM был испытан в промышленных условиях на месторождениях казахстанских компаний «Казахойл-Актобе» и «Жаикмунай» в 2014–2015 гг. и показал хорошие результаты.

Технология нейтрализации, на первый взгляд, привлекательна своей простотой, так как требует минимальный набор оборудования и энергетических затрат на эксплуатацию. Однако более детальное исследование нейтрализаторов как в лабораторных, так и в промысловых условиях, выявило ряд недостатков, ограничивающих их применение.

В России наибольшее распространение получили нейтрализаторы сероводорода на основе формальдегида, поставляемые СНХП, Реотон, ООО «Миррико», НТ, ПСВ и т.д. Практически все нейтрализаторы имеют в своем составе высокотоксичный формальдегид и амины. Промышленное применение этих нейтрализаторов создало большие проблемы для нефтегазоперерабатывающих заводов из-за содержания в них формальдегида. Формальдегид в виде соединений с аминами (триазины) не успевает на все 100% прореагировать с сероводородом и попадает в подтоварную воду, образуя высокотоксичный отход. ПДК формальдегида составляет 0,5 мг/ м^3, а сероводорода — 10 мг/ м^3 [4], т.е. формальдегид в 20 раз токсичнее сероводорода. Нейтрализаторы на основе формальдегида и продукты их реакции с сероводородом при первичной переработке нефти на установках АВТ, где нефть нагревается до температуры 350°С, могут разлагаться с выделением формальдегида.

С конца 2012 г. на ряде НПЗ, перерабатывающих нефти, очищенные от сероводорода с использованием нейтрализаторов на базе формальдегида, стали наблюдаться «нетипичные» случаи коррозии и образование отложений «нехарактерного химического состава» в секциях аппаратов (конденсаторов) воздушного охлаждения, в рефлюксных емкостях. При вскрытии аппаратов воздушного охлаждения обнаружен значительный коррозионный износ трубок из латуни марки ЛАМШ-77-2-0,05, а также язвенная коррозия трубных досок в зоне входа паров в конденсаторы. Помимо этого выявлено наличие отложений как в самих аппаратах воздушного охлаждения, так и далее по тракту дренажной воды рефлюксных емкостей. В ООО «КИНЕФ» совместно с ОАО «ВНИИ НП» были проанализированы данные отложения. Анализ показал наличие в них полиметиленсульфидов (полисульфиды). Данные соединения могут образовываться в результате взаимодействия сероводорода с поглотителями сероводорода и меркаптанов на основе формальдегидов. Эксперименты показали, что полисульфиды практически нерастворимы в воде и избирательно растворимы в углеводородах. При температурном воздействии происходит их деструкция с образованием летучих серосодержащих соединений, полимеризующихся при конденсации, образуя отложения или вступая в реакцию с металлами оборудования, вызывая их коррозию. Противокоррозионная защита, применяемая на установках, в данном случае малоэффективна, поскольку продукты разложения полимеров препятствуют образованию защитной пленки ингибитора коррозии на поверхности металла.

На Покровской УПН ОАО «Оренбургнефть» очистку нефти от сероводорода производили с помощью нейтрализатора на амино-формальдегидной основе марки ДИН-11Б, который содержит свободный формальдегид. Нейтрализатор смешивается с нефтью на второй ступени сепарации (Т=50–60°С) и часть формальдегида с капельно-унесенной нефтью попадает в попутный нефтяной газ, который поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Так как в сырьевом газе, поступающем на УКПГ, содержится до 0,5% кислорода, то формальдегид легко окисляется этим кислородом до муравьиной кислоты.

Муравьиная кислота является сильным коррозионно-активным веществом и вызывает интенсивную коррозию оборудования, а также активно реагирует с МДЭА на блоке аминовой очистки газа с образованием формиатов, в результате чего происходит интенсивная деградация МДЭА. Поэтому на Покровской УПН с 22 мая 2015 г. для нейтрализации сероводорода в нефти начали использовать новый нейтрализатор Триасорб М, который не содержит свободного формальдегида и является более стабильным соединением.

Одним из крупных недостатков всех нейтрализаторов является их высокая стоимость. Удельный расход нейтрализаторов составляет 2 л на 1 т нефти, что в денежном выражении составляет 90–120 рублей на 1 т нефти. Это в 15–20 раз выше затрат аммиачно-каталитического способа.

Следовательно, для очистки нефтей от сероводорода и меркаптанов можно использовать только нейтрализаторы, не содержащие формальдегид, при очистке небольших объемов нефти с невысоким содержанием сероводорода или, как временное решение, до ввода в эксплуатацию установки очистки нефти ДМС-1МА или отдува сероводорода очищенным газом.

Для защиты персонала от токсичных реагентов и оборудования нефтегазоперерабатывающих заводов от коррозии в 1997 г. в был введен в действие [5].

В 2000 г. был подписан [6] и, наконец, в 2001 г. был издан [7].

К сожалению, 5 мая 2011 г. Минэнерго РФ издал приказ №228 [8] об отмене всех этих исключительно важных документов, и началось массовое использование токсичных нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов на основе формальдегида. Для успешной, безаварийной работы нефтегазоперерабатывающих заводов необходимо восстановить порядок сертификации химпродуктов, включив в перечень тестов обязательное определение их термостабильности при Т≥350°С с анализом продуктов их разложения.

Очистка нефтей от сероводорода методом отдува очищенным газом имеет ряд преимуществ перед нейтрализаторами. Однако для реализации этого метода на промыслах необходимым условием является наличие рядом газоперерабатывающего завода [9].

При отдуве сероводорода из нефти углеводородным газом удается снизить концентрацию сероводорода до 20÷40 ppm. Отдув сероводорода из нефти лишь переводит сероводород из жидкой фазы в газ, который нуждается в дополнительной дорогостоящей очистке от сероводорода. Поэтому капитальные затраты на процесс очистки отдувом больше, чем на процесс аммиачно-каталитический.

Итоги

Основными экологически безопасными способами очистки нефтей от сероводорода и меркаптанов являются отдув очищенным газом и процессы ДМС.

Использование нейтрализаторов целесообразно только при очистке небольших объемов нефти и низким содержанием сероводорода. Использование нейтрализаторов на основе формальдегида недопустимо из-за их высокой токсичности и способности окисления формальдегида до муравьиной кислоты, которая вызывает сильную коррозию при нефтегазопереработке.

Выводы

Для правильного выбора технологии очистки нефти от сероводорода и меркаптанов необходимо проведение объективного технико-экономического сравнения технологий с учетом всех индивидуальных параметров каждого конкретного объекта.

Список используемой литературы
1. Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф. Новые катализаторы и процессы для очистки нефтей и нефтепродуктов от меркаптанов // Нефтехимия. 1990. Т. 39. № 5. С. 371–378.
2. Копылов А.Ю., Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф., Инебаев Д.К. Совершенствование технологии демеркаптанизации Тенгизской нефти на основе экстракционного процесса // Химическая промышленность сегодня. 2010. № 4. С. 45–53.
3. Вильданов А.Ф., Аслямов И.Р., Хрущева И.К., Аюпова Н.Р., Сафиуллина А.К. Окислительно-каталитический процесс ДМС-1МА для очистки тяжелых нефтей от сероводорода и меркаптанов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 138–140.
4. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Минздрав России. Москва. 2003.
5. РД 153-39-026-97 Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли. Требования к химпродуктам, правила и порядок допуска их к применению в технологических процессах добычи и транспорта нефти.
6. Приказ Минтопэнерго России №117 О сертификации химпродуктов, применяемых в технологических процессах добычи и транспорта нефти.
7. Приказ Минэнерго РФ №294 О запрещении применения хлорорганических реагентов в процессе добычи нефти.
8. Приказ Минэнерго РФ №228 «О признании утратившими силу актов Минтопэнерго России и Минэнерго России».
9. Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М. Технологии очистки нефти от сероводорода // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 82–85.

ENGLISH **OIL REFINING**

Oil treating for hydrogen sulfide and mercaptans under field conditions

UDC 665.62

Author:
Akhmet M. Mazgarov — Sc.D., general director[1]; vniius@mail.ru
Azat F. Vildanov — Sc.D., deputy general director of science work[1]
Fedor A. Korobkov — Ph.D., senior researcher[1]
Tatiana I. Komleva — senior researcher[1]
Irina K. Khrusheva — Ph.D., senior researcher[1]
Airat I. Nabiev — assistant engineer[2]

[1]JSC "VNIIUS ", Kazan, Russian Federation
[2]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract
Presented the results of analysis of various means of oil treating for hydrogen sulfide and mercaptans (DMC type processes, chemical scavengers, treated gas stripping). Revealed are drawbacks of scavengers based on formaldehyde (toxicity, high corrosivity) at processing oil and associated petroleum gas.

Materials and methods
Laboratory and commercial tests on utilization of various neutralizers and DMC processes for oil treating for hydrogen sulfide and mercaptans on Tengiz and Orenburg gas processing plants, Pokrovsk plant of OJS "Orenburgneft", in Iran. Published data.

Results
The main environmentally-safe methods of oil treating for hydrogen sulfide and mercaptans are treated gas stripping and DMC processes. Use of neutralizers is appropriate only when treating small volumes of oil with low hydrogen sulfide content. Use of formaldehyde-based neutralizers is unacceptable because of their high toxicity and oxidizability of formaldehyde to formic acid which causes severe corrosion at oil- and gas processing.

Conclusions
For the right choice of oil treating technology for H2S and mercaptans is necessary to provide technical-and-economic analysis of technologies taking into account all individual parameters of each object.

Keywords
oil, gas, hydrogen sulfide, mercaptan, neutralizers (scavengers) of hydrogen sulfide, DMC process, formaldehyde

References
1. Mazgarov A.M., Vil'danov A.F. *Novye katalizatory i protsessy dlya ochistki neftey i nefteproduktov ot merkaptanov* [New catalysts and processes for treating oil and petroleum products for mercaptans].*Neftekhimiya*, 1990, Vol. 39, issue 5, pp. 371–378.
2. Kopylov A.Yu., Mazgarov A.M., Vil'danov A.F., Inebaev D.K. *Sovershenstvovanie tekhnologii demerkaptanizatsii Tengizskoy nefti na osnove ekstraktsionnogo protsessa* [Technological improvement of Tengiz oil demercaptanization based on extraction process]. Chemical industry today, 2010, issue 4, pp. 45–53.
3. Vil'danov A.F., Aslyamov I.R., Khrushcheva I.K., Ayupova N.R., Safiullina A.K. *Okislitel'no-kataliticheskiy protsess DMS-1MA dlya ochistki tyazhelykh neftey ot serovodoroda i merkaptanov* [DMC-1MA oxidation-catalytic process for heavy oil treating for H2S and mercaptans]. Oil industry, 2012, issue 11, pp. 138–140.
4. Sanitary-hygienic standard 2.2.5.1313-03 The maximum permissible concentration (MPC) of harmful substances in workplace air. Ministry of Health of the Russian Federation. Moscow, 2003.
5. Guidance Document 153-39-026-97 Requirements for chemical products to ensure their safe use in the oil industry. Requirements for chemical products, the rules and the procedure for admission of their use in processes of extraction and transportation of oil.
6. Order of Ministry of Energy №117 On certification of chemical products used in the manufacturing processes of extraction and transportation of oil.
7. Order of Ministry of Energy № 294 Prohibition the use of chloro-organic reactants in the process of oil production.
8. Order of Ministry of Energy №228 On the Invalidation of acts of the Ministry of Energy of Russia and the Russian Ministry of Energy.
9. Sakhabutdinov R.Z., Shatalov A.N., Garifullin R.M. *Tekhnologii ochistki nefti ot serovodoroda* [Technologies of petroleum refining from hydrogen sulfide]. Oil Industry, 2008, issue 7, pp. 82–85.

ИННОВАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

MotulTech является одним из подразделений MOTUL GROUP, международной французской компании по производству смазочных материалов с высокими эксплуатационными свойствами, история работы которой насчитывает более 160 лет.

Подразделение **MotulTech** разрабатывает, производит и реализует специальные и специализированные смазочные материалы, отвечающие последним требованиям производителей как готовой продукции, так и технологического оборудования. Основные направления разработок **MotulTech** - это смазочные материалы для промышленных процессов (механическая обработка металлов и конструкционных материалов), и технологические жидкости и масла промышленного оборудования. Смазочные материалы с высокими эксплуатационными свойствами **MotulTech** используются при выполнении сложных и высокотехнологичных операций, а также для тяжёлых условий эксплуатации промышленного оборудования: в условиях широкого диапазона температур, повышенной влажности и давления. Ассортимент **MotulTech** содержит как синтетические смазочные материалы, так и продукты минерального происхождения, что, в свою очередь, позволяет оптимизировать расходы в зависимости от сложности условий эксплуатации и технологического применения.

ПРЕИМУЩЕСТВА

ПРЕИМУЩЕСТВА использования продукции MotulTech:

1. Дополнительная **экономия** благодаря широкому выбору узкоспециализированных продуктов для конкретных технологических операций / оборудования.
2. Повышение **ресурса работы инструмента** благодаря балансу «охлаждение-смазывание» СОЖ и масел для металлообработки.
3. Высокое **качество обрабатываемой поверхности** готовой продукции благодаря широкому выбору СОЖ для конкретных операций/ материалов и сплавов.
4. **Повышение производительности** технологического оборудования **и сокращение технологических простоев**, связанных с их обслуживанием, благодаря высоким эксплуатационным свойствам продукции **MotulTech** на протяжении всего междусменного интервала.
5. Портативная лаборатория для правильной подготовки СОЖ и **контроля их состояния** в процессе работы.
6. **Полная совместимость** технологических масел для оборудования и СОЖ для обработки материалов в случае комплексного применения.
7. **Экологичность и безопасность** СОЖ для производственного персонала и окружающей среды благодаря отсутствию формальдегида и хлора.

ПРОДУКЦИЯ

ЛИНИИ СОЖ и технологических масел MotulTech для оборудования:

- **Stabilis** – эмульсии с высокими эксплуатационными свойствами. Характеризуются многофункциональностью, возможно применение в авиационной промышленности. Применим ко всем типам металлов и сплавов.
- **Safkool** – частично синтетические СОЖ. Применимо ко всем типам металлов и сплавов и большинства видов механической обработки. Обеспечивает наилучший компромисс между смазывающими свойствами и охлаждением.
- **Biocool** – синтетические растворы, обладающие высокими смачивающими и охлаждающими свойствами. Продукты данной линии специально разработаны для таких операций как шлифование и финишная обработка.
- **Supraco и Supracut** – линии масел с высокими эксплуатационными свойствами для большинства видов и механических операций обработки металлов и сплавов.
- **Universelle** - линия масел для холодной ковки, нарезания резьбы и других операций, применяемых при изготовлении метизных и крепёжных изделий.
- **Thermic** – линия продуктов и технологических сред для термообработки металлов, сплавов и пластмасс.

MotulTech – это комплексные и экономически выгодные технологические решения для реализации Ваших конкретных задач!

**СОЖ – смазочно-охлаждающие жидкости*

ООО «ТекЛюб» - представитель в России
г. Москва, Подкопаевский пер., 4
тел: (495) 980 2727, info@motul.ru
www.motul.com

MOTUL TECH

реклама

Выносливые и производительные — созданы для крупных месторождений

В местах разработки месторождений полезных ископаемых и непосредственной добычи нефти и газа неотъемлемой частью технического оснащения, наряду со специализированным буровым оборудованием, является строительная техника для выполнения погрузочных, транспортировочных и землеройных работ. Учитывая сложный рельеф местности, структуру грунта, общие тяжелые условия эксплуатации, спецтехника должна быть адаптированной к интенсивному режиму работы.

Далеко не все производители спецтехники готовы предложить отвечающий серьезным требованиям нефтегазовой отрасли агрегат, способный обеспечить эффективное выполнение возложенных на него обязанностей. Предлагаем познакомиться с теми, кто уже доказал свою производительность, на протяжении нескольких лет работая на различных крупных нефтяных и газовых месторождениях.

КОМПАКТНАЯ И ВЫСОКОМАНЕВРЕННАЯ ТЕХНИКА

Вилочный погрузчик повышенной проходимости Maximal

В 2013 году на рынке подъемно-транспортного оборудования случился прорыв — крупнейший производитель вилочных погрузчиков, входящий в ТОП-10 мирового рейтинга, компания Maximal, объявила о введении на рынок уникальной, не имеющей аналогов в своем классе машины — вилочного погрузчика повышенной проходимости.

Что такое вилочный погрузчик повышенной проходимости? Это специальная модификация традиционного погрузчика, рассчитанная для работы на пересеченной и слабо освоенной местности, а также на любых других территориях, где требуется техника с хорошими показателями проходимости.

Непревзойденные эксплуатационные показатели техники Maximal серии ROUGH TERRAIN обусловлены следующими ключевыми особенностями:

Трансмиссия с автоматической блокировкой дифференциала. Для работы на пересеченной местности крайне важно отсутствие застревания и пробуксовки колес. Трансмиссия с автоматической блокировкой дифференциала повышенного трения обеспечивает ровное и плавное передвижение по труднопроходимым территориям.

Высокий клиренс. Дорожный просвет у внедорожных погрузчиков Maximal составляет 390 мм. Это означает, что он с легкостью сможет передвигаться по любым поверхностям и преодолевать препятствия.

Надежная конструкция. Корпус высокой прочности специально адаптирован к самым тяжелым условиям использования, большим нагрузкам и внешним воздействиям.

Крупногабаритные шины со специальным протектором. Колеса внедорожного погрузчика имеют массивные шины для большегрузного транспорта. Широкий агрессивный рисунок протектора гарантирует хорошее сцепление с поверхностью и стабильность передвижения машины.

Мощные силовые установки. Погрузчики повышенной проходимости Maximal укомплектованы дизельными моторами от лидеров двигателестроения в отрасли — Yanmar и Perkins, которые выпускают исключительно долговечную продукцию. Кроме того, синхронно действующие свечи предпускового нагрева выполняют запуск холодного двигателя в условиях низких температур.

В настоящее время на российском рынке присутствует весь существующий модельный ряд внедорожных погрузчиков — машины грузоподъемностью от 1,8 до 5 тонн в полноприводном и моноприводном исполнении. Они представляют собой не только универсальное и, отчасти, незаменимое погрузо-разгрузочное средство, но и оптимальное ценовое решение с расчетом на долгосрочную перспективу его использования.

КРУПНАЯ ТЕХНИКА

Фронтальные погрузчики XGMA

Заглянем в историю. Именно компания XGMA стала первым китайским производителем фронтальных погрузчиков, представив ковшовую технику данного типа в далеком 1964 году. С тех пор они стали одними из наиболее популярных на рынке — ежегодно около 40 000 единиц этих машин реализуется по всему миру.

Начиная с 1992 года, они принимали участие во всех государственных антарктических экспедициях, что является подтверждением высокого качества продукции и ее чрезвычайной надежности.

В настоящее время фронтальные погрузчики XGMA лидируют по многим показателям в своем классе, а именно показателям грузоподъемности, высоты разгрузки, скорости передвижения, эффективного расхода топлива, демонстрируя таким образом общую высокую производительность.

Бульдозеры XGMA

Более 30 лет назад компания XGMA полностью организовала собственное производство бульдозеров по технологиям известной японской фирмы Komatsu. Оптимальное сочетание двигателя и трансмиссии обеспечивает эффективное и стабильное тяговое усилие в широком диапазоне скорости. В зависимости от рабочих условий бульдозеры могут оснащаться не только прямым отвалом с гидроперекосом, но угловым и полусферическим отвалом.

Экскаваторы XGMA

Данный тип техники является абсолютным аналогом более известных японских экскаваторов и находится в одном ценовом сегменте с корейскими, однако, не пользуется равнозначной популярностью. Вероятно, это связано с некоторым недоверием российского потребителя к оборудованию китайского производства, а зря — экскаваторы XGMA демонстрируют высокую эффективность копания при низком расходе топлива и длительный срок службы за счет усиленного бортового редуктора.

Компания «НТК форклифт» — эксклюзивный дистрибьютор в России мировых производителей Maximal и XGMA.

НТК ФОРКЛИФТ

ООО «НТК форклифт»
125362, Москва, ул. Свободы, д.35, стр.23
+7 (800) 5555-393 (звонок бесплатный)
8 (495) 363 63 82
www.ntk-forklift.ru

ЛИЗИНГ СПЕЦТЕХНИКИ И НЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПОЗВОЛЯЕТ НАМ ЧЕТКО ПОНИМАТЬ ПОТРЕБНОСТИ ВСЕХ УЧАСТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мы разработали специальные финансовые продукты, способные удовлетворить множество специфических задач:

- При выполнении работ по строительству нефтегазовых объектов
- При выполнении работ по бурению и исследованию скважин
- При выполнении работ по подъему жидкости из скважины
- При текущем и капитальном ремонте скважин

ООО «Сибирская лизинговая компания» является членом Союза производителей нефтегазового оборудования

ФИНАНСОВЫЕ ПРОДУКТЫ ДЛЯ ПОДРЯДЧИКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

ПРОБЛЕМА

Российские строительные и сервисные компании часто сталкиваются с ситуацией, когда выиграв тендер у крупной нефтегазовой компании на подрядные работы, по условиям тендера, они получают оплату со значительной отсрочкой. Несмотря на это, тендером предусмотрен жесткий график выполнения работ, для которых необходима специализированная техника.

Производитель самостоятельно должен изыскать финансирование на производство заказа.

РЕШЕНИЕ ОТ ООО «СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ»

ООО «СЛК» предлагает строительным и сервисным компаниям нефтегазового сектора финансовый продукт, благодаря которому, Вы сможете приобрести необходимую Вам технику, не отвлекая собственные средства.

При этом, под гарантию подрядного договора, мы готовы финансировать с авансом, равным 0%

СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

17 лет на рынке!

Для получения подробной консультации по финансовым услугам обращайтесь в наш Единый информационный центр:

+7 499 576 57 78 • 8 800 100 32 44

www.oooslk.ru

+7 812 670-48-35

ЕДИНЫЙ ЦЕНТР ПЕРЕВОЗКИ ГРУЗОВ

Логистика для бизнеса
www.ecpg.ru

- Перевозки по России (ж/д, авто, река-море)
- Международные перевозки (море, авто, ж/д, авиа)
- Таможенный брокер (таможенное оформление)
- Сборные грузы (США, КНР, Евросоюз)
- Комплексные отраслевые решения (таможня+доставка)
- Сюрвейерские услуги (инспекция грузов)
- Страхование перевозок (CMR, грузы)
- Экспорт из России (оформление и транспорт)
- Предоставление железнодорожного подвижного состава

Единый центр перевозки грузов – специальная сервисная служба, объединяющая все услуги по организации международных и внутрироссийских перевозок в структуре одной логистической компании.

Единый центр перевозки грузов организовывает доставку всех типов грузов на всех основных видах транспорта с европейским уровнем обслуживания. Вместе с организацией перевозки грузов, клиентам Центра также предоставляются услуги по таможенному оформлению и страхованию грузов, осуществляется контроль за качеством грузовых операции. С началом работы Центра, у специалистов по логистике появилась уникальная возможность быстрого и качественно получения всех видов транспортных услуг от одного оператора по конкурентной цене.

Единый центр перевозки грузов успешно внедряет электронные методы работы и предоставляет возможность автоматического расчета стоимости международной и внутри российской перевозок. Услуга доступна на сайте Центра и экономит время потребителя при расчете себестоимости товара. Качество услуг Центра сертифицировано по системе ISO9001. Услуги по таможенному оформлению осуществляются на основании лицензии таможенного представителя № 0288/02 от 24.03.2014. Железнодорожные перевозки производятся с использованием собственных реквизитов грузоотправителя.

GlobalGROUP
ISO 9001

+7 812 670-48-35
welcome@ecpg.ru
195027, город Санкт-Петербург,
Свердловская набережная,
дом 44, офис 202, БЦ «ЗИМА»

ИЗГОТОВЛЕНИЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Насосно-компрессорные трубы
Область применения

Насосно-компрессорные трубы применяются в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин для транспортировки жидкостей и газов внутри обсадных колон, а также для ремонтных и спуско-подъемных работ.

Технология изготовления насосно-компрессорных труб

Процесс изготовления труб включает весь комплекс операций: Входной контроль трубных заготовок, шаблонирование, нарезание резьб, наворачивание муфт, гидроиспытание, маркировка, упаковка. В процессе производства труб действует система качества в соответствии с требованиями ISO 9001-2000. Линии по производству труб оснащены современным технологическим и контрольным оборудованием. Трубы и муфты к ним проходят неразрушающий контроль в соответствии с требованиями действующих стандартов. Все трубы имеют маркировку краской и клеймением в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации. Трубы поставляются с защитой резьбовых соединений и в пакетах, оснащенных грузозахватными хомутами.
Предприятие также выполняет услуги по нанесению полимерных покрытий на внутреннюю поверхность труб

Технические характеристики

Наружный диаметр, мм.	Толщина стенки, мм.	Длина, м.	Группа прочности	Тип резьбы	ГОСТ, ТУ
48-89	4,0-9,5	8,5-10,5	Д, К, Е, Л, М, J55, K72, L80, N80, T95, P110.	коническая треугольная	633-80, 53366-2009

«НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ ТАГРАС»

tmcg@tmcg.ru
Tms-tps@bk.ru
тмс-групп.рф

8-800-250-79-39
+7 (8553) 31-19-96

ТМС ГРУПП

ООО «ВИБРОЗАЩИТА»

WWW.TRIBOPLAST.RU

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

Разработка, производство и продажа анаэробных клеев-герметиков торговых марок «Трибопласт®», «Фиксатор®», «Стопор®» для повышения эксплуатационной надежности машин и защиты разъемных соединений от вибрационного износа.

15 ЛЕТ НА РЫНКЕ РОССИИ:

- резьбовые фиксаторы;
- герметики для трубной резьбы;
- фиксаторы обойм подшипников;
- жидкие прокладки;
- составы для уплотнения микропор и микротрещин;
- ускорители полимеризации;
- очистители.

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ:

- нефтегазовое оборудование;
- железнодорожный транспорт;
- автомобильный транспорт;
- промышленное и жилищное строительство;
- энергетика.

603152, РОССИЯ,
г. Нижний Новгород, ул. Кащенко, д.9.
т/ф (831)256-93-93,
vibrozashita@yandex.ru

комитекс

www.komitex.ru

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

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

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

УДК 620.1

«Wavemaker» — длинноволновая ультразвуковая система для диагностики и мониторинга трубопроводов

И.Л. Валышков
главный инженер[1]
ivalyshkov@mail.ru

[1]ООО «ЭКОЛиНК», Санкт-Петербург, Россия

В статье рассмотрены вопросы применения длинноволновой ультразвуковой системы экспресс-контроля трубопроводов «Wavemaker». Система позволяет выявить проблемные зоны и общее состояние участка трубопровода длиной в несколько десятков метров за одну постановку кольца с преобразователями. Зачистка трубопровода до металлического блеска не требуется, установка кольца и производство замера занимает несколько минут. По результатам контроля генерируется отчет в форматах PDF и RTF. В рамках статьи приводятся примеры использования системы, краткое описание работы данного метода, рекомендации по его использованию.

Ключевые слова
длинноволновая УЗД, направленные волны, «Guided Ultrasonics», «Wavemaker», WPSS, симметричная особенность, несимметричная особенность

Трубопроводы являются одним из самых распространённых сооружений современного промышленного производства. Даже на небольшой нефтебазе, включающей в себя несколько резервуаров, железнодорожный слив, автоналив и насосную станцию, протяженность трубопроводов обычно измеряется километрами. А если взять нефтеперерабатывающий завод или нефтеналивной порт, то длина трубопроводов увеличивается на порядок. При этом надо принять во внимание, что большая часть трубопроводов находится в изоляции или расположена под землей.

Исходя из вышесказанного, понятно, что задача диагностики таких трубопроводов с обследованием их реального состояния становится необычайно сложной и затратной. Если для магистральных трубопроводов успешно применяется внутритрубная диагностика, то в случае технологических трубопроводов этот метод слабо применим из-за многообразия диаметров, наличия изгибов, переходов, ответвлений, отсутствием систем запуска инспекционных снарядов. Исходя из этого, перспективной выглядит применение системы длинноволновой ультразвуковой диагностики, одной из разновидностей которой является система «Wavemaker» компании Guided Ultrasonics Ltd.

Главная особенность этих систем — возможность получить сведения о состоянии участка трубопровода, ограниченного задвижками или фланцами, не снимая изоляции и не вскрывая его полностью.

В системе контроля труб «Wavemaker» используются направленные ультразвуковые волны относительно низкой частоты для проверки протяженных участков трубопроводов (до 100 м) с целью обнаружения дефектов — коррозионного износа, трещин, механических повреждений и т.д. Данный метод целесообразно использовать в совокупности с другими методами неразрушающего контроля — визуальным и измерительным, традиционным ультразвуковым, УК с применением фазированных решеток, методов РЕС (определение состояния металла под изоляцией) и т.д.

Принцип работы системы «Wavemaker»

Принцип работы основан на генерировании и возбуждении в трубопроводе ультразвуковых колебаний относительно низкой частоты (порядка десятков тысяч кГц). На трубопровод устанавливается кольцо с преобразователями и при помощи электронного блока сгенерированные волны испускаются в обе стороны от кольца по всему объему тела трубы. Любые отклонения в площади поперечном сечении трубы, такие как сварные швы, опоры, коррозионные повреждения, заплаты и наплавки, механические повреждения и т.д. дают отраженные сигналы, которые фиксируются прибором.

В результате оператор получает диаграмму, характеризующую зависимость амплитуды сигнала от расстояния до кольца, т.е. немного модифицированный А-скан, хорошо известный по традиционному ультразвуковому методу. Задача оператора и состоит в установке соответствия сигналов реальным особенностям трубы. Эту задачу помогает решать С-скан — развертка трубы с картой цветов, характеризующей амплитуду и распределение сигналов по окружности.

Рис. 1 — Общий вид системы «Wavemaker»

Из-за использования типов ультразвуковых волн, распространяющихся с постоянной скоростью, легко решается задача точного определения расстояния до дефектов. При использовании разных материалов возможна корректировка скорости ультразвука.

Состав комплекта

Комплексная система контроля труб «Wavemaker» включает следующие основные компоненты:

- кольца с пьезоэлектрическими преобразователями системы «Wavemaker» — специальные модульные конструкции, содержащие преобразователи, число которых зависит от диаметра. Кольцо устанавливается на трубопроводе в месте испытания. Кольца малых диаметров выполняют жесткими, больших — надувными;
- собственно прибор «Wavemaker» — электронный блок для управления работой кольца преобразователей, тестирования его исправности, сохранения данных и связи с компьютером;
- компьютер с программой «Wavemaker WavePro» — служит для управления работой системы и обработки данных, но непосредственно для сбора данных его можно не использовать.

Процесс контроля

С помощью традиционного ультразвукового метода проведение диагностики протяженных участков трубопровода является достаточно трудоемкой задачей в связи с возможностью контроля лишь небольшого участка трубопровода, расположенного непосредственно под преобразователем. Даже с учетом того, что разработаны EMAT-преобразователи, дефектоскопы с фазированными решетками, разнообразные автоматические сканеры, для контроля еще необходимо снять изоляцию и зачистить участок объекта контроля!

Использование длинноволновой ультразвуковой системы «Wavemaker» позволяет контролировать 100% тела трубы на участках длиной до нескольких десятков метров при помощи направленных волн, распространяющихся в обе стороны от места установки преобразователей. По результату определяются зоны повышенного внимания, в которых можно провести дополнительный контроль.

При работе с системой зачистка до металлического блеска поверхности трубопровода и контактная жидкость не требуются. Для установки кольца достаточно 3–5 мин. Процесс сбора данных занимает до 5 минут и осуществляется как при помощи переносного компьютера, так и без него — с сохранением данных в памяти прибора. Анализ результатов может проводиться в полевых или камеральных условиях.

Интерпретация результатов

Типичный результат контроля (А-скан) в программе «WavePro» выглядит так, как показано на рис. 3. По горизонтальной оси отложено расстояние в обе стороны от места установки кольца с преобразователями. Красная и черная кривые — это отражения от соответственно симметричных и несимметричных относительно осевой линии трубы особенностей. Нулевая точка соответствует точке

Рис. 2 — Сравнительная схема контроля традиционной УЗД и системой «Wavemaker»

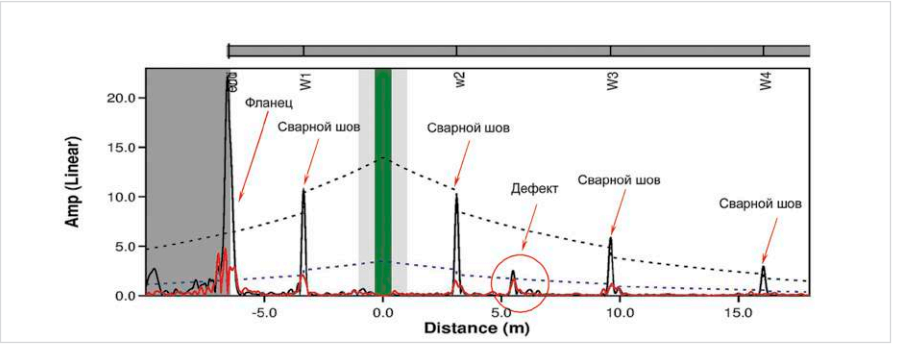


Рис. 3 — Вид диаграммы контроля трубопровода в программе WavePro

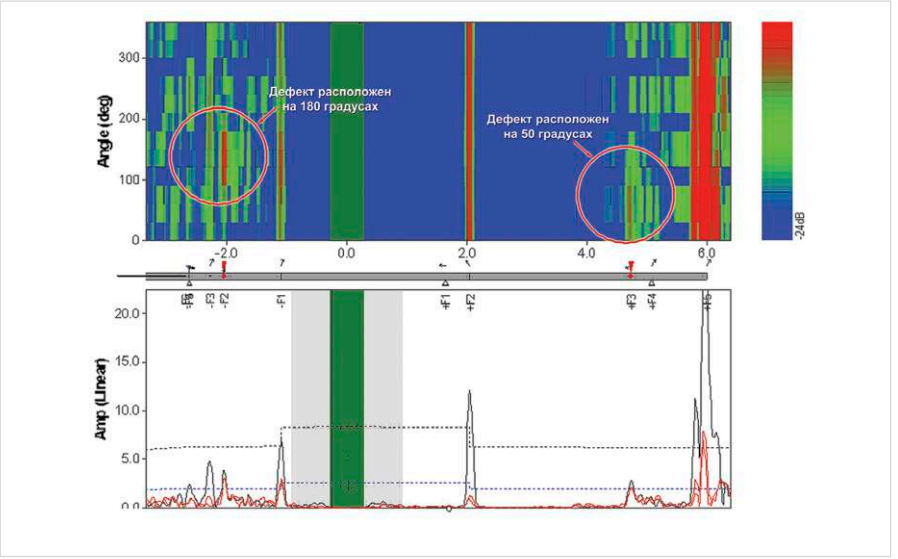


Рис. 4 — С-скан и А-скан трубопровода в программе WavePro

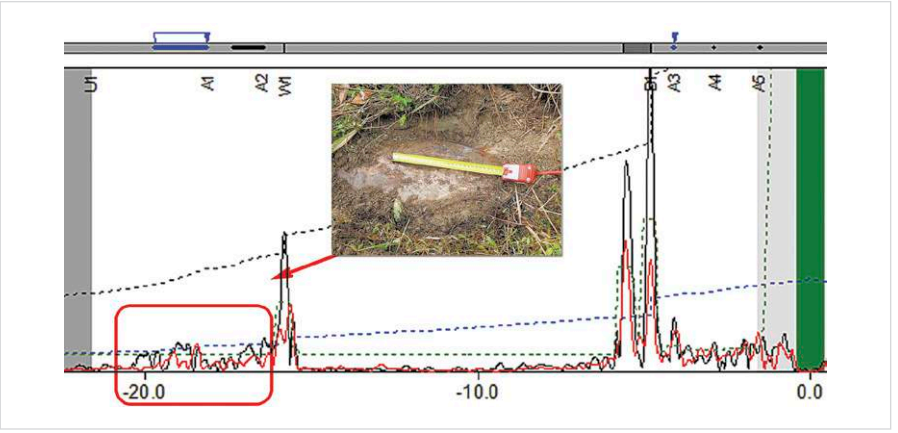


Рис. 5 — Пример выявления аномальной зоны (на расстоянии 16,3 м от установки кольца обнаружен дефект, при вскрытии участка обнаружена язвенная коррозия)

установки кольца. По вертикальной оси отложена амплитуда сигнала. На базе диаграммы программа автоматически создает отчет с указанием координат дефектов, сварных швов и других особенностей трубопровода.

Для упрощения интерпретации результатов программа содержит функцию продольной развертки трубы (С-скан), позволяющую определить расположение дефекта по окружности. При помощи градиента цветов (от голубого до красного) можно получить представление о распределении амплитуд сигнала по периметру трубы. Характерные прямые линии на С-скане — сварные швы, являющиеся важнейшим элементом анализа. По их амплитуде, геометрическим параметрам рассчитывается уровень кривой, по которой определяется допустимость дефектов (рис. 4).

Рис. 5 демонстрирует пример обнаружения дефекта на трубопроводе. Диагностировался переход через автомобильную дорогу. Под дорогой (расстояние от кольца от 7 до 13 м) дефектов выявлено не было. Вблизи установки кольца были выявлены нарушения изоляции, а на другой стороне дороги — коррозионные повреждения на подземном участке.

На рис. 6 изображен трубопровод и С-скан, полученный при помощи системы «Wavemaker». При визуальном контроле дефектов обнаружено не было. Ультразвуковая толщинометрия в месте установки кольца отклонений не выявила. На С-скане по нижней образующей выявлены обширные коррозионные дефекты. При разрезании трубы на фрагменты на внутренней стороне обнаружены множественные повреждения металла с утонением трубы до 3,0 мм (паспортная толщина — 8 мм) (рис. 7).

Преимущества и ограничения системы «Wavemaker»

- Дает возможность контроля участка трубопровода протяженностью в несколько десятков метров в обе стороны от кольца с преобразователями за один замер.
- На порядок повышает информативность контроля при тех же затратах на подготовку трубопровода. Можно определить общее состояние трубы, руководствуясь затуханием сигнала и амплитудой когерентного шума.
- Эффективно применяется для быстрого определения поврежденных участков трубопроводов в недоступных для осмотра местах:
  - под изоляцией;
  - на подземных переходах через железные и автомобильные дороги;
  - на подводных и воздушных переходах трубопроводов;
  - на переходах через обвалования резервуаров;
  - на эстакадах.
- Не требует нагружения трубопровода (может проводиться контроль как заполненного продуктом, так и пустого трубопровода).
- Дает возможность определения трещин и потери основного металла (более чем 5% от поперечного сечения трубопровода).
- Система портативна и автономна, что важно для использования в труднодоступных местах.

Ограничения системы «Wavemaker»:

- Система не позволяет определить точные размеры дефектов, а предназначена для экспресс-контроля — определения расстояния до аномальных зон и оценки степени повреждения трубопровода.

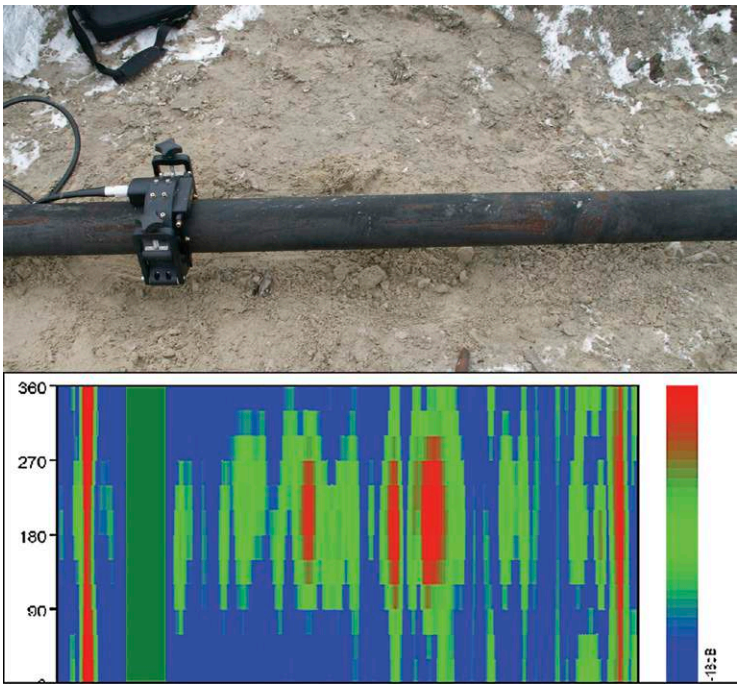


Рис. 6 — Пример выявления внутренней коррозии на трубопроводе

Рис. 7 — Вырезанные части трубы с коррозионными повреждениями (исходная толщина стенки — 8 мм, остаточная минимальная — около 3 мм)

Итоги

В результате проведения работ по диагностированию потенциально опасных участков трубопроводов в период с 2007 по 2015 гг. на объектах компаний «ТНК-ВР», «Лукойл-Западная Сибирь», «Лукойл-Пермнефть», «Новгороднефтепродукт», «Лукойл-Коми», Petrobras, KazTransOil и других выявлено, что наиболее эффективно применение системы «Wavemaker» для:

- диагностирования коротких участков трубопроводов (до 50 м) с ограниченным доступом к телу трубы (переходы через естественные и искусственные препятствия);
- локализации дефектных участков аномалий, выявленных магнитными бесконтактными методами;
- в качестве дополнительного метода контроля при проведении инструментальных обследований в шурфах (в том числе для определения размера катушек при ликвидации отказов трубопроводов);
- диагностирования трубопроводов, имеющих доступ к телу трубы (технологические, линейные на эстакадах, воздушные переходы и т.п.).

Выводы

Дополнительным дефектоскопическим контролем подтверждалось более 80% дефектов, обнаруженных системой «Wavemaker». Применение системы позволяет сократить общие затраты времени на выполнение контроля технического состояния трубопроводов за счёт необходимости проведения дополнительного неразрушающего контроля только в местах обнаруженных аномальных зон.

ООО «ЭКОЛ и НК»
198099, Россия, Санкт-Петербург,
ул. Калинина, д. 22, оф. 417
+7 812 252-41-58, +7 812 747-34-42
info@ekolink.ru
www.ekolink.ru

Балансировка роторов динамического оборудования

Р.А. Романов
к.т.н., директор по маркетингу и сбыту

ООО «Балтех» (Санкт-Петербург, Россия)

Снижение затрат на эксплуатацию, ремонт и техническое обслуживание нефтегазового оборудования — основные и приоритетные задачи всех предприятий нефтяной и газовой отрасли. На любом производстве по добыче, транспортировке и переработке нефти и газа в основе технологического оборудования большой спектр занимает роторное (динамическое) оборудование: электродвигатели, насосы, вентиляторы, компрессоры, редукторы, турбины.

По статистике компании «БАЛТЕХ» самыми распространенными дефектами динамического оборудования являются: дефекты подшипниковых опор, несоосность линии вала, неуравновешенность роторов (дисбаланс), и, как следствие, на всех типах машин и станков появляется повышенная вибрация.

Компания «БАЛТЕХ» имеет 15-летний опыт в обеспечении надежности динамического оборудования нефтегазовой отрасли. За годы нашей деятельности мы помогли организовать отделы надежности и диагностики на промышленных предприятий России и стран СНГ более чем на 2000 предприятиях разных отраслей промышленности: нефтехимия, энергетика, металлургия, машиностроение, транспорт, бумажная и пищевая отрасли. Кроме производства и поставки приборов и систем для технической диагностики, мы проводим курсы повышения квалификации для механиков и энергетиков, а также предлагаем сервисные диагностические услуги (аутсорсинг) с выездом на предприятие Заказчика. В статье мы хотим осветить только вопросы, связанные с балансировкой валов и роторов динамического оборудования и выбором варианта решения для данной задачи.

Балансировка – процесс измерения и устранения дисбаланса ротора, который возникает в сечениях тела ротора (или валопровода из нескольких валов) из-за неоднородности материала, погрешностей изготовления и сборки ротора (детали, изделия), износа, коррозии, налипания частиц рабочей среды на данный ротор.

Вначале нужно определиться, каким методом мы хотим устранить неуравновешенность роторов, т.е. каким средством выполнить балансировку.

Оборудование и решения для балансировки роторов:

1. На специальных балансировочных станках и статических стендах.
2. В собственных опорах на месте эксплуатации (в полевых условиях).
3. Безфазная балансировка.
4. С помощью автобалансиров (встроенных в машину балансировочных колец).

Виды неуравновешенности (дисбаланса) роторов:

Статический (симметричный) дисбаланс (Dст). Возникает при параллельном смещение оси симметрии (главной центральной оси инерции) ротора относительно оси вращения.

Моментный (кососимметричный) дисбаланс (Dм). Возникает при повороте оси симметрии ротора от оси вращения.

Динамический дисбаланс = (статический + моментный) дисбаланс.

Выбор типа балансировочного станка определяется типом изделия (ротора), которое необходимо отбалансировать на станке. Например, если изделие – ротор, который не имеет двух цапф вала, и его невозможно установить на горизонтальный балансировочный станок (с горизонтальной осью вращения ротора), то применяется вертикальный балансировочный станок.

Если ротор жесткий, и имеет две цапфы, то его балансировка возможна на тихоходном горизонтальном балансировочном станке.

Если ротор гибкий, и при его вращении на рабочей частоте возникает динамический прогиб линии вала (например, ротор центробежной компрессорной машины с консольным расположением рабочего колеса, или ротор турбины), обычно его называют модальный дисбаланс, то в этом случае недостаточно динамической балансировки на стандартном тихоходном станке. В этом случае необходимо проводить балансировку ротора на рабочих частотах вращения на вакуумном станке (стенде) для специальной динамической балансировки. Немаловажным является и количество изделий, которое вам необходимо будет балансировать ежедневно, ежемесячно или ежегодно. При объеме ремонта (производства) более тысячи роторов в месяц целесообразнее приобрести автоматизированные балансировочные линии или организовать участок из нескольких стандартных однотипных станков. Специалисты компании «БАЛТЕХ» в этом случае выполняют технико-экономический расчет и финансовое обоснование, которые позволяют сделать выбор более выгодной организации данного вида работ для конкретного производства.

При этом типы станков различаются в зависимости от собственной частоты ротора в опорах станка и делятся на три типа: дорезонансные, резонансные, зарезонансные.

Особенности и трудности балансировки вала на балансировочном станке, например, вала ротора электрической машины, возникают в случае, когда конструктором электрической машины (например, коллекторной машины постоянного тока) не предусмотрены специальные места установки уравновешивающих грузов для балансировки. Так, задача балансировки становится нестандартной, творческой и изобретательской. В данном случае, сервис-инженеры компании «БАЛТЕХ» для компенсации дисбаланса обмотки на роторе электрической машины при балансировке устанавливают специальный компаунд на эпоксидной основе. Компаунды могут применяться для уравновешивания роторов как на балансировочных станках, так и в собственных опорах с помощью портативных виброметров-балансировщиков BALTECH VP-3470 (рис. 1).

Компания «БАЛТЕХ» является поставщиком портативной аппаратуры для балансировки на месте, а также уникальных балансировочных станков: горизонтальных BALTECH HBM, вертикальных BALTECH VBM, специальных BALTECH SBM и автоматических серии BALTECH ABM. Для иллюстрации поисковой ситуации по выбору подходящего станка на схеме приведена классификация балансировки роторов и типов балансировочных станков.

При обращении в наши офисы мы готовы помочь вам в подборе оборудования для балансировки роторов весом от 1 гр. до 110 т, проведем обучение ваших технических специалистов по курсу TOP-102 «Основы динамической балансировки роторов» или выполним сервисные услуги по балансировке с помощью наших специалистов отдела технического сервиса у вас на предприятии.

Рис. 1 — Система BALTECH VP-3470 для балансировки роторов в собственных опорах

BALTECH

RELIABILITY TECHNOLOGIES

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ БАЛАНСИРОВКИ РОТОРОВ НА СТАНКАХ

БАЛАНСИРОВКА РОТОРОВ

- НА БАЛАНСИРОВОЧНЫХ СТАНКАХ И СТЕНДАХ
- НА МЕСТЕ (В СОБСТВЕННЫХ ОПОРАХ)
- БЕЗФАЗНАЯ БАЛАНСИРОВКА
- С ПОМОЩЬЮ АВТОБАЛАНСИРОВ

БАЛАНСИРОВКА РОТОРОВ НА БАЛАНСИРОВОЧНЫХ СТАНКАХ И СТЕНДАХ

- Балансировочный станок, это ИНСТРУМЕНТ для измерения дисбаланса РОТОРА (изделия).
- Установку (снятие) грузов на обычном станке (не автомат) выполняет оператор станка.
- Для автоматической корректировки масс используются опциональные приспособления, например BALTECH Autocorrector.

- Балансировка – это процесс измерения и устранения ДИСБАЛАНСА ротора установкой пробных балансировочных и уравновешивающих грузов напротив «скрытых неуравновешенностей ротора». Дисбалансы в сечениях тела ротора (валопровода) возникают из-за погрешностей материала, изготовления и сборки.

ТИПЫ БАЛАНСИРОВОЧНЫХ СТАНКОВ И СТЕНДОВ

» ТИХОХОДНЫЕ

для жестких роторов и устранения их дисбаланса в диапазоне технологических частот вращения при балансировке ротора 800…2000 об/мин.

» БЫСТРОХОДНЫЕ

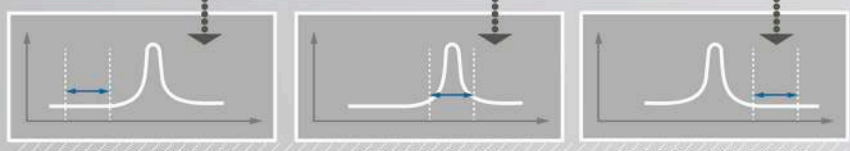
(вакуумные), для жестких и гибких роторов и устранения их дисбаланса в диапазоне рабочих и разгонных частот вращения ротора до 3000, 5000, 10000, 30000, 50000 об/мин (в зависимости от типа ротора).

» ВЕРТИКАЛЬНЫЕ

» ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ

» НАКЛОННЫЕ

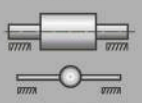
» АВТОМАТИЧЕСКИЕ



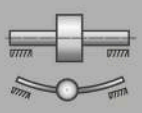
ДОРЕЗОНАНСНЫЕ | РЕЗОНАНСНЫЕ | ЗАРЕЗОНАНСНЫЕ

РОТОРЫ

ЖЕСТКИЕ



ГИБКИЕ



СОСТАВНЫЕ ЖЕСТКИЕ ЧАСТИ + ГИБКИЕ СВЯЗИ

ВИДЫ РОТОРОВ

ОДНООПОРНЫЕ | ДВУХОПОРНЫЕ | МНОГООПОРНЫЕ | КОНСОЛЬНЫЕ

РЕЗОНАНС

Явление резкого возрастания амплитуды вынужденных колебаний, которое наступает при совпадении частоты внешнего воздействия с некоторыми значениями (резонансными частотами), определяемыми свойствами системы.

- ГИБКОГО РОТОРА НА ЖЕСТКИХ ОПОРАХ
- ЖЕСТКОГО РОТОРА НА МЯГКИХ ОПОРАХ

МОДАЛЬНЫЙ ДИСБАЛАНС

Дисбаланс, воздействующий только на n-ю собственную моду изгибных колебаний системы «ротор - опора».

ТЕХНОЛОГИИ НАДЕЖНОСТИ Санкт-Петербург +7 (812) 335-00-85 info@baltech.ru www.baltech.ru

BALTECH SINCE 2000

Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
  - виброперемещения 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения 10 – 5000 Гц
  - виброскорости 10 – 1000 Гц
  - виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%
  - размаха напряжения переменного тока ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости 0,35 – 141 мм/с
  - виброперемещения 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 10 – 10000 Гц
  - виброскорости 10 – 2000 Гц
  - виброперемещения 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока 18 – 72В

ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3
Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

Датчик загазованности «Оптим-01» — передовые технологии, высокая надёжность, простота использования

Основным направлением деятельности компании «Электронные технологии» является разработка и производство промышленного и специального электронного оборудования, в т.ч. оборудования для систем газораспределения и газопотребления.

Для контроля параметров загазованности был разработан и запущен в серийное производство оптический датчик загазованности взрывоопасных газов (метан, пропан) — «ОПТИМ-01».

Датчик разработан с использованием современных техническим решений, соответствует индустриальным стандартам и обладает целым рядом конкурентных преимуществ.

- Инфракрасный оптический сенсор не подвержен эффекту «отравления», не требует замены на протяжении всего срока службы датчика, позволяет получить высокую точность и стабильность показаний. Диапазон измерений 0...100% НКПР, основная погрешность не превышает ±(3+0.02*С) %НКПР (С — значение концентрации измеряемого газа в % НКПР).
- Взрывозащита вида «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» (маркировка -0ExiaIICT6 X) и выходной токовый сигнал 4–20мА в сочетании с 2-х проводной схемой подключения максимально упрощают монтаж во взрывоопасных зонах (не требуется применение бронированного кабеля).
- Поддержка стандарта обмена данными по токовой петле – HART позволяет производить настройку и поверку датчика непосредственно на объекте, не демонтируя и не отключая его от системы сбора данных.
- Длительный срок службы — 10 лет минимизируют затраты на обслуживание.
- Условия эксплуатации: температура окружающей среды от -40 до +45 °С, относительная влажность от 20 до 98 % без конденсации влаги, атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

Датчик загазованности «ОПТИМ-01» соответствует требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и внесен в реестр средств измерений.

С более подробной информацией вы можете ознакомиться на нашем сайте: www.eltech.tver.ru

ООО «ЭЛТЕХ». Разработка в области промышленной электроники.
Серийное производство оборудования для защиты от коррозии, систем телеметрии и видеонаблюдения.

Станции катодной защиты со встроенной телеметрией серии «Тверца»
- **СКЗ «Тверца 900» выходная мощность 900 Вт (15А, 60В)**
- **СКЗ «Тверца 900» Каскад – каскадное включение двух силовых модулей «Тверца-900» выходная мощность 1800 Вт (30А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца-3000» выходная мощность 3000 Вт (50А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца СМ» модульная станция в конструктиве 19'.**

Контроллеры телеметрии
- Модуль телеметрии «Тверца ТМ» для оснащения телеметрией любых СКЗ сторонних производителей.
- Блок измерения потенциала «БИП-01» с автономным источником питания с периодичностью замены не менее 2 лет. Измерение мгновенных и средних значений поляризационного потенциала на КИП.
- Контроллер измерения технологических параметров «КИТП-01». Контроллер индикации технологических параметров КИТП-01. Имеет 12 каналов измерения — 6 аналоговых и 6 цифровых с возможностью расширения до 24.
- Контроллер с автономным питанием КИТП-02.

Вся продукция имеет сертификаты РОСТЕСТ, РОСТЕХНАДЗОР, ГАЗСЕРТ и внесена в реестр средств измерения.

ООО «Элтех» 170000, г. Тверь, пл. Гагарина, д. 1. Тел.: +7 (4822) 34-68-10, 34-68-17
E-mail: mail@eltech.tver.ru www.eltech.tver.ru

С днем нефтяника!

KROHNE
measure the facts

Уважаемые коллеги и работники нефтяной и газовой промышленности

Невозможно переоценить важность Вашей профессии!

Результат Вашей работы - это топливо, без которого был бы невозможен современный прогресс.

Позвольте от всей души поздравить Вас с профессиональным праздником и пожелать достижения новых высот в карьере, а также счастья и гармонии в личной жизни!

С искренними пожеланиями,
коллектив КРОНЕ Инжиниринг и КРОНЕ-Автоматика

В 2015 году ООО «КРОНЕ-Автоматика» запустило в эксплуатацию новое производственное здание. Это ультрасовременный комплекс, открывающий большие возможности для развития не только предприятия ООО «КРОНЕ-Автоматика», но и региона в целом. Здесь созданы все условия для выпуска технологичных, высокоточных, современных контрольно-измерительных приборов в России.

В новом здании организованы производство и сборка продуктов нашей новой линейки, расширение которой ООО «КРОНЕ-Автоматика» анонсировало в начале 2015 года:

- Расходомеры ультразвуковые для жидкостей **OPTISONIC 3400, UFM 500-030 HT**
- Расходомеры ультразвуковые для газа **OPTISONIC 7300**
- Расходомеры вихревые **OPTISWIRL 4070**
- Расходомеры электромагнитные **OPTIFLUX 2000 / 4000**
- Уровнемеры радарные **OPTIWAVE 6300/7300**
- Уровнемеры рефлекс-радарные **OPTIFLEX 1300**
- Уровнемеры буйковые **BW 25**
- Уровнемеры байпасные **BM 26**

ООО «КРОНЕ-Автоматика» на данный момент располагает 2-мя калибровочными установками: «**Flow master mini**», с диапазоном расходов 0,05...40 м³/ч и «**Flow master**» с диапазоном расходов до 500 м³/ч. В 2015 году пройдет открытие новой расходомерной проливной установки «REFERENCE TOWER RSTR 04», которая позволит осуществлять калибровку расходомеров диаметром до 1600 мм и с расходом до 10 000 м³/ч.

Новая калибровочная башня ООО «КРОНЕ-Автоматика»

Отличительные особенности:

Установка поверочная для расходомеров с условным диаметром **80...1 600 мм**

- Высота башни: 22,5 м
- Диапазон воспроизводимых расходов: до 10 000 м³/ч
- Калибровка выполняется по воде

Контактные данные в России:

Россия, Самарская обл.,
Волжский р-н, пос. Стромилово
Тел.: +7 (846) 230-04-70
Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

Контактные данные в Казахстане:

050020, Казахстан, г. Алматы,
пр-т Достык, 290 а
Тел.: +7 727 356 277 0,
Факс: +7 727 356 277 1
pr@krohne.su

www.krohne.ru

Контроль энергопотребления с помощью многоканального счетчика электроэнергии PMAC201-HW

Д.П. Кнышук
генеральный директор[1]
zakaz@energometrika.ru

[1]ООО «Энергометрика», Москва, Россия

Решение задачи учета электрической энергии в центрах обработки данных (ЦОД), на объектах телекоммуникаций и связи, в офисных зданиях, в торговых центрах, на промышленных или других объектах, с большой концентрацией точек учета, всегда начинается с выбора оборудования: и прежде всего — счетчика электроэнергии.

Многоканальный электросчетчик PMAC201-HW предназначен для использования в промышленности, энергокомпаниях, транспорте, банковской сфере, офисных зданиях, на телекоммуникационных и военных объектах. Этот прибор устанавливается в существующих или новых электрощитах без изменения монтажа и позволяет производить измерения электроэнергии и основных параметров сети по 12 однофазным или 4 трехфазным каналам.

Подключение токов производится через специальные внешние разъёмные токовые трансформаторы на 100А, 200А, 400А, 600А, 800А, 1000А, поставляемые вместе с прибором. Расстояние от прибора до токового трансформатора может достигать 100–150 м.

Пользователи PMAC201-HW могут быть уверены в том, что он совместим как с новейшими проектами, так и с уже существующими. Гибкая настройка, обеспечивающая возможность ведения учета потребляемой электроэнергии и мощности, является большим преимуществом, особенно для центров обработки данных (ЦОД), и на объектах телекоммуникаций и связи.

Встроенный программируемый контроллер позволяет настроить регистрацию событий при понижении или повышении значения фазного, межфазного напряжений, тока, частоты, мощности.

Четырехзначный цифровой LED дисплей отображает информацию о параметрах настройки порта коммуникации, также с передней панели прибора осуществляется настройка основных параметров порта с помощью трех кнопок навигации.

Рис. 1 — Общий вид многоканального электросчетчика PMAC201-HW

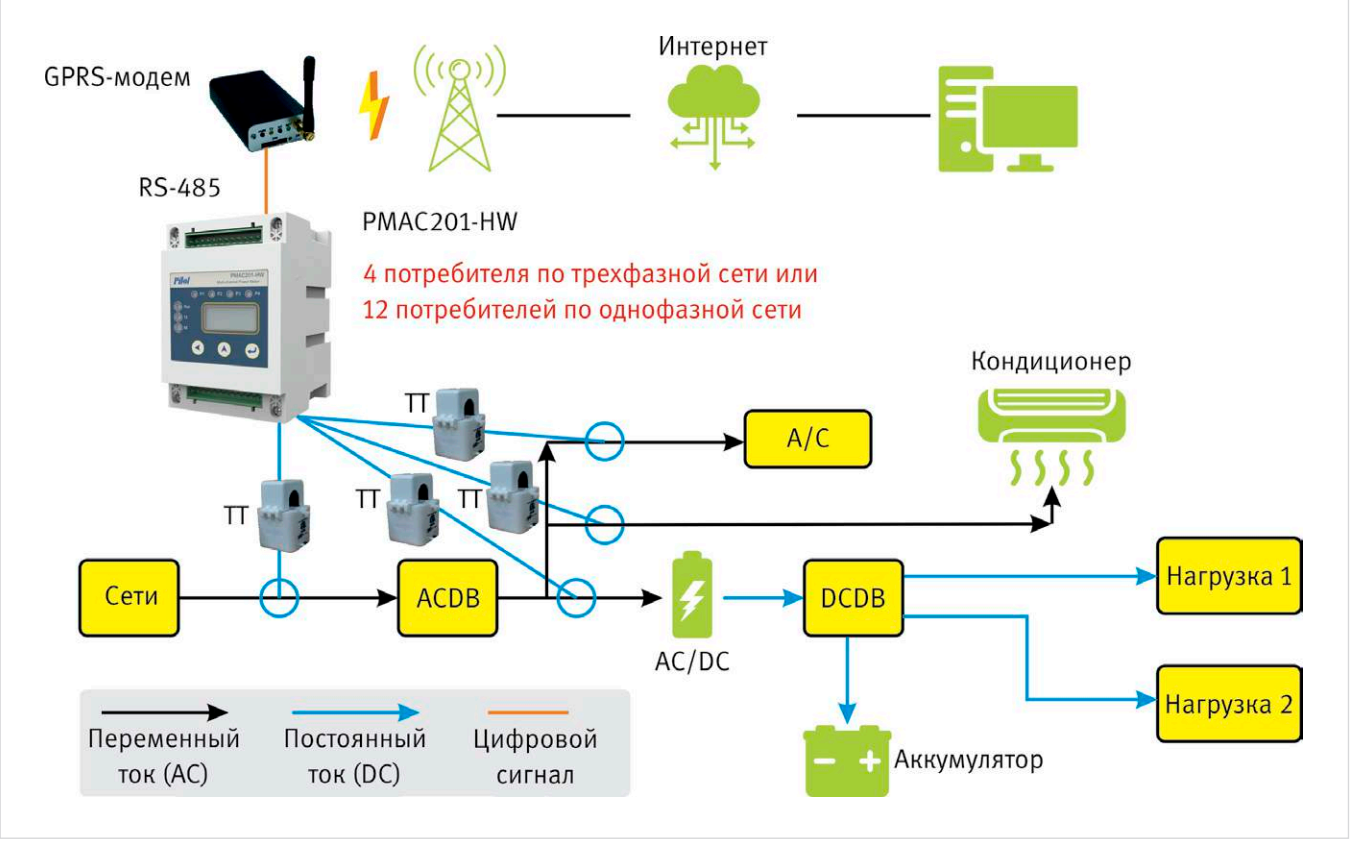


Рис. 2 — Пример подключения многоканального электросчетчика PMAC201-HW

На передней панели многоканального электросчетчика размещены также 7 LED индикаторов, отображающие следующую информацию: рабочее состояние прибора, состояние коммуникационного порта — прием или передача данных, динамику потребляемой активной энергии по каждому трехфазному потребителю.

Вместе с прибором поставляется программное обеспечение, которое используется для задания параметров настроек электросчетчика PMAC201-HW через порт связи, а также для получения данных в реальном времени (мониторинга) и зарегистрированных данных и событий. При этом используется встроенный порт связи: RS-485 с поддержкой стандартного протокола Modbus RTU.

Основные характеристики многоканального электросчетчика PMAC201-HW:

- учет активной и реактивной электроэнергии;
- контроль электрических параметров трехфазной или однофазной сети (ток, напряжение, частота, активная, реактивная и полная мощность, cosφ (коэффициент мощности);
- автоматический профиль нагрузки на год с шагом 15 минут для измеряемых параметров (по каждому каналу);
- встроенный программируемый регистратор событий SOE (Event Log) с разрешением 1 мс;
- журнал регистрации на 20000 событий для всех определяемых пользователем параметров;
- встроенная энергонезависимая память 64 Мбит;
- прочное исполнение, крепление на DIN-рейку;
- питание 18-72 В DC, габаритные размеры 110x75x80 мм;
- функционирует при температуре окружающей среды от -20 до +65°С.

Сегодня PMAC201-HW активно внедряется на предприятиях многих российских промышленных компаний и предприятий.

Около 60% установленных приборов — Дата-центры (ЦОД);

20 % — торгово-офисные центры;

20 % — промышленность.

Многоканальный электросчетчик PMAC201-HW обладает достаточными возможностями, которые делают его привлекательным для потребителей при решении задачи учета электроэнергии при эксплуатации электрического хозяйства.

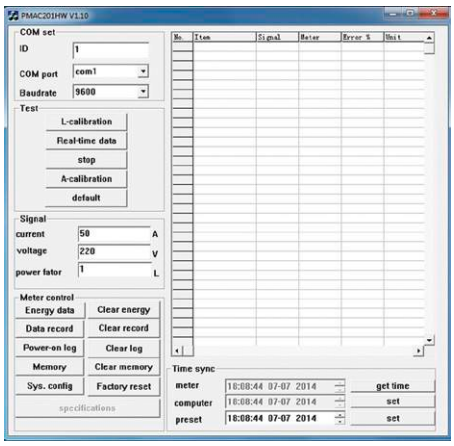


Рис. 3 — Программное обеспечение

Рис. 4 — Разъемные трансформаторы тока

ЭНЕРГОМЕТРИКА
www.energometrika.ru

Компоненты автоматизации для систем контроля качества электроэнергии, АСУ ТП, «Интеллектуальное» здание, системы учета параметров электроэнергии. SCADA системы.

PMAC201-HW предназначен для решения задачи учета электрической энергии и мониторинга параметров электроэнергии на следующих объектах:

- центрах обработки данных (ЦОД);
- жилом секторе;
- офисных зданиях;
- торговых центрах;
- промышленных предприятиях;
- других объектах, с большой концентрацией точек учета.

- Используется для одновременного контроля 4-х потребителей стандартной 3-х фазной сети или 12-ти потребителей однофазной сети переменного тока;
- Измерение тока, напряжения по каждой фазе, активной и реактивной энергии, активной и реактивной и полной мощности, коэффициента мощности (PF), частоты;
- Автоматический регистратор событий SOE (Event Log) с разрешением 1 мс — отклонений от заданных параметров (значений выходящих за пределы);
- Оперативное хранение измеренных данных в буфере (емкость 64 Мбит) с шагом 5 мин. Общий объем сохраненных данных — до 20 000 значений (объем хранимых данных — до одного года);
- Питание 18-72 В DC;
- LED дисплей;
- Крепление на DIN-рейку, размеры 75x80x110мм;
- RS-485 (ModBus RTU);
- В комплекте идут 12 разъемных трансформаторов тока, первичный ток до 100А.

Используя PMAC201-HW, вы значительно экономите на монтажно-наладочных работах при установке и отладке, а также минимизируете эксплуатационные расходы.

ООО «Энергометрика» тел. +7 495 510-11-04, +7 495 276-05-10
zakaz@energometrika.ru | www.energometrika.ru

УДК 65.011.56

Основные решения и преимущества СУУТП компании Иокогава

М.Р. Хатимов
инженер СУУТП (APC) центра решений[1]
Marat.Khatimov@ru.yokogawa.com

А.В. Богачёв
руководитель отдела APC-решений и сетевой безопасности технического центра[1]
Andrey.Bogachev@ru.yokogawa.com

Б.М. Низамеев
инженер-теплотехник центра решений[1], аспирант[2]
Bulat.Nizameev@ru.yokogawa.com

Д.А. Рыжов
к.т.н., руководитель центра решений[1], доцент[3]
Denis.Ryzhov@ru.yokogawa.com

[1]ООО «Иокогава Электрик СНГ», Москва, Россия
[2]Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
[3]Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

Система усовершенствованного управления технологическими процессами (СУУТП) позволяет нефтеперерабатывающим и нефтехимическим компаниям эксплуатировать производственные процессы с наивысшей безопасностью, минимизацией эксплуатационных затрат, надёжностью и в соответствии с существующими экологическими ограничениями. При одновременном использовании с другими технологиями оптимизации, СУУТП может проявить себя как чрезвычайно выгодная, экономически обусловленная технология.

Материалы и методы

Контроллеры СУУТП функционируют на базе динамических моделей первого или второго порядка с запаздыванием по времени. Виртуальные анализаторы (ВА) системы СУУТП разрабатываются в виде линейных и нелинейных регрессионных моделей. Для нелинейных моделей ВА используется математический аппарат частного случая нейронных сетей.

Ключевые слова

система усовершенствованного управления технологическими процессами, многопараметрический контроллер, виртуальные анализаторы качества, устойчивость (робастность) контроллера СУУТП, оптимизация технологических процессов, экономический эффект

Основные цели СУУТП

1. Контролировать качество продуктов установки в заданных диапазонах.
2. Увеличивать выход более ценных продуктов за счет менее ценных.
3. Максимально увеличить производительность установки по сырью по отношению к уже достигнутому операторами значению, приближаясь к ограничениям (проектным или технологическим).

Система усовершенствованного управления технологическими процессами компании Yokogawa основывается на методологии предиктивного управления (от англ. MPC — Model Predictive Control), которая использует схему прогнозирования будущего состояния выходов на основании измеренных прошлых значений управляемых величин и измеренных переменных внешних воздействий в прямом канале управления.

Подход предиктивного управления технологическими процессами характеризуется высокими адаптивными свойствами разработанных систем управления и на сегодняшний день имеет достаточно большое число положительных результатов применения в различных отраслях промышленности.

Основные решения, программные продукты СУУТП компании Yokogawa рассматриваются ниже.

1. Многопараметрический оптимизирующий контроллер SMOC (Shell Multivariable Optimising Controller) является основной частью СУУТП. По сравнению с ПИД-контуром, элементарной ячейкой РСУ, которая управляет одним параметром (давление, расход, температура и т.д.), контроллер SMOC позволяет управлять несколькими параметрами одновременно и предоставляет средства, необходимые для разработки, реализации и использования на практике перспективных стратегий многопараметрического управления, позволяющие добиться гораздо более стабильной работы и максимального увеличения прибыли на предприятиях нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической отраслей промышленности.

Основные характеристики контроллера SMOC:

- Максимальное время безотказной работы (и, как следствие, максимизация прибыли);
- Применение моделей неизмеряемых возмущений и моделей «серого ящика», использующих прогнозные значения и сопоставляющих их текущему состоянию процесса, и обеспечивающих таким образом робастность (устойчивость) работы системы СУУТП;
- Удобство в работе, инструментарий для моделирования в автономном режиме;
- Интеграция с РСУ различных производителей, оказание всего спектра услуг по внедрению СУУТП, включая анализ рентабельности, непосредственную разработку системы, её ввод в эксплуатацию и последующее техническое обслуживание.

В СУУТП компании Yokogawa входят следующие интегрированные программные модули:

Пакет AIDA для моделирования в автономном режиме

Усовершенствованная идентификация и анализ данных AIDA (Advanced Identification and Data Analysis) — программный пакет на базе ОС Windows, который используется для обработки динамических тестовых данных технологического процесса с целью создания модели, необходимой в дальнейшем для построения контроллера SMOC. Удобная справочная система, графические средства и окна для вывода вычисленных статистических данных позволяют быстро идентифицировать и проверить новую модель. Пакет AIDA проектировался и испытывался с акцентом на устойчивость к шумам и ошибкам, которые, как правило, присутствуют в выборках параметров технологического процесса и лабораторных данных.

Пакет SMOC для проектирования контроллера в автономном режиме

PC-SMOC — программный пакет на базе ОС Windows, интегрированный с пакетом AIDA и используемый для разработки, проверки модели и создания контроллеров SMOC. Динамическая модель техпроцесса генерируется пакетом AIDA с помощью визуального графического построителя моделей. С целью проверки и корректировки, пакет PC-SMOC позволяет эмулировать работу контроллера, испытывать его устойчивость к ошибкам и оптимизировать рабочие характеристики. На завершающем этапе проектирования в автономном режиме создаётся файл контроллера SMOC, который впоследствии прогружается на сервер СУУТП и непрерывно функционирует в режиме онлайн.

Контроллер SMOC, работающий в режиме онлайн

В онлайн контроллере предусмотрены все функции, необходимые для эксплуатации в реальном времени, включая инициализацию, проверку сигнала и сброс параметров режима, функции ядра контроллера и функции стандартного интерфейса оператора и инженера. Контроллер SMOC может быть разработан и внедрен для различных платформ РСУ (Yokogawa, Honeywell, Emerson, Foxboro и т.д.) посредством стандартного OPC-протокола.

2. Виртуальные анализаторы качества RQE (Robust Quality Estimator) создаются на базе статистической корреляции лабораторных данных или существующего поточного анализа и данных технологического процесса. Через взаимосопоставление данных качества и данных процесса можно построить

виртуальный анализатор, непрерывно рассчитывающий качество продукта установки в режиме реального времени. RQE — это многофункциональный и удобный в работе программный пакет, предназначенный для разработки схем измерений качества продуктов, используя в расчетах изменения косвенных параметров технологического процесса (температура, давление и расходы потоков внутри оборудования и трубопроводов рассматриваемой установки).

Применение виртуальных анализаторов качества RQE

Косвенно измеряемая величина есть переменная, вычисляемая исходя из результатов простых измерений (температуры, давления, расхода и т.д.). Она служит для прогнозирования текущего значения качества продукции или текущего значения сложного технологического параметра, которое либо не представляется возможным измерить в режиме реального времени, либо его возможно измерить только в определённые моменты, со значительной задержкой или с малой достоверностью. Типичным применением виртуального анализатора RQE является вычисление технологического параметра для управления замкнутым контуром. Польза RQE особенно ощутима, если виртуальный анализатор применяется в сочетании с технологией оптимального многопараметрического управления. Среди приложений RQE — оценка качества продуктов ректификационных колонн с несколькими параметрами качества (температура выкипания, вспышки и прочие), оценка качества лёгких фракций (состав, давление насыщенных паров и т.д.), оценка качества продуктов реакций (октановое число продуктов риформинга, содержание серы в продуктах гидроочистки и т.д.).

RQE — универсальный программный пакет, который может использоваться для создания виртуальных анализаторов качества продуктов непрерывных технологических процессов нефтепереработки, нефтехимии и химической промышленности.

Как правило, виртуальные анализаторы RQE используются в двух различных конфигурациях:

- *Совместно с поточным анализатором*

Схемы косвенных измерений обеспечивают непрерывную оценку качества продукта без временной задержки, когда измерения с помощью поточных анализаторов выполняются с большой задержкой и/или с перерывами. Кроме того, виртуальные анализаторы качества будут продолжать рассчитывать качество потока при выходе поточного анализатора из строя или во время его калибровки.

- *В сочетании с механизмом обновления значений на основе данных лабораторного анализа*

Параметр качества продукта, рассчитанный виртуальным анализатором по косвенным измерениям, периодически обновляется с учётом результатов лабораторного анализа (таким образом осуществляется подстройка виртуального анализатора). Такая схема может служить заменой поточному анализатору, если использование анализатора экономически нецелесообразно или технически нереализуемо.

Программный пакет RQE для автономной работы представлен на рис. 1, имеет полнофункциональный графический интерфейс Microsoft Windows XP, Vista, 7, 8.1 Pro, Windows Server 2008, 2012 для оперативного проектирования и обслуживания косвенных схем измерений. Этот пакет выполняет следующие функции:

- *Анализ и обработка данных.* Данная функция позволяет пользователю осуществлять импорт, отображение и статистический анализ наборов значений технологических параметров, которые будут использоваться для моделирования.
- *Моделирование схем косвенных измерений.* На этапе моделирования выполняется выбор входных параметров для расчётов, выбор типа модели, оценка модельных параметров и проверка корректности окончательной модели. Среди вариантов выбора типа используемой модели предоставляется возможность выбрать линейные модели, а также модели на базе нейронных сетей. От пользователя не требуется детального знания технических аспектов моделирования. Моделирование, включая выбор входных параметров и временных задержек, может быть полностью автоматическим, и состоять из небольшого числа шагов, которые, тем не менее, обеспечат высокую надёжность.
- *Разработка процедуры обновления (подстройки) виртуальных анализаторов качества.* Эта функция RQE даёт пользователю возможность проверки и настройки различных опций для обновления модели прогнозирования на основании данных, полученных от поточных анализаторов или от лаборатории. В эти опции входит выбор правил статистической корреляции, использование фильтра Калмана и стандартный механизм обновления по отклонению. При разработке пакета RQE может быть также использован особый тип моделей нейронных сетей — радиальная базисная функция (RBF). Для сетей RBF, в отличие от обычных нейронных сетей, могут использоваться методы автоматического выбора структуры сети в сочетании с обновлением модели прогнозирования с использованием фильтра Калмана. Механизм обновления с помощью фильтра Калмана обладает лучшими характеристиками с точки зрения фильтрации шумов измерений. Кроме того, он позволяет всей модели адаптироваться к меняющимся условиям технологического процесса, например, к изменению выхода ввиду нелинейных или зависящих от времени процессов (снижение активности катализатора, ухудшение проходимости трубопроводов и оборудования, снижение эффективности теплообмена и т.д.). По сравнению с традиционными механизмами обновления смещений, калмановская фильтрация обладает лучшим качеством прогнозирования, значительно большей точностью и достоверностью косвенных измерений RQE в режиме реального времени, и снижает расходы на техобслуживание.

Результатом моделирования в среде RQE является файл модели, в который входят все параметры, необходимые для реализации виртуального анализатора качества в режиме реального времени.

Основные особенности пакета RQE:

- тщательная проверка сигналов поточного анализатора, включая обработку выхода за пределы диапазона, обнаружение замороженных показаний и аномально резких скачков;
- интерфейс оператора для анализа лабораторных данных с возможностью предварительного просмотра результатов ввода;
- обработка входных сигналов (динамическая компенсация, нелинейное преобразование, комбинирование параметров, фильтрация);
- расчёты прогнозов и обработка выходных сигналов (фиксация, асимметричная фильтрация);
- обновление всей модели с использованием фильтра Калмана (на основании данных поточного анализатора или на основании результатов лабораторного анализа);
- обработка нелинейных свойств в рамках нелинейной модели нейронной сети либо с использованием встроенных конфигурируемых характеристических функций;
- проверка вводимых результатов лабораторного анализа до обновления модели прогнозирования;
- методы статистического управления

Рис. 1 — Программный пакет RQE для автономной работы

входных данных, включая использование оценочных карт, CUSUM и отсев резких изменений;
- опционально: регистрация установившегося состояния;
- надёжная работа в случае недостаточно достоверных данных и различных задержек при контрольных измерениях качества;
- графический интерфейс оператора и графический интерфейс инженера;
- сообщения и сигнализации.

Для обновления модели в RQE используется уникальный механизм точной компенсации задержек меняющейся или неизвестной заранее длительности, которые возникают при отборе проб и измерения лабораторией. Данный механизм значительно повышает точность и надёжность прогнозов RQE. Пакет RQE для режима онлайн может использоваться на большинстве платформ РСУ (Yokogawa, Honeywell, Emerson, Foxboro и т.д.) посредством стандартного OPC-протокола.

3. Прогнозирующая модель технологического процесса — контроллер системы СУУТП производит расчёты прогнозных значений переменных, входящих в объём разработанной модели технологического процесса. Спрогнозированные таким образом манипулируемые, контролируемые и промежуточные переменные позволяют СУУТП иметь информацию о направлении и скорости изменения (отклонения от заданных диапазонов) параметров процесса. Обрабатывая фактические изменения процесса и рассчитывая прогнозные значения один раз в заданный промежуток времени (например, один раз в минуту или чаще), контроллер СУУТП, следуя от конца в начало модели, генерирует управляющее воздействие на подчинённые ПИД-контуры на необходимую величину с тем, чтобы контролируемые переменные (цели управления) были выдержаны в заданном оператором диапазоне. Следуя по этому пути, контроллером СУУТП учитываются переходные характеристики не только между манипулируемыми и контролируемыми параметрами, но и все переходные характеристики промежуточных переменных, связывающих входные параметры модели (задания на ПИД-контуры) и выходные параметры модели (цели управления, например, температуру и качество).

4. Система СУУТП обладает экономическими оптимизирующими функциями, которые позволяют сформулировать для установки определенную экономическую цель, увеличить прибыльность завода. Например, увеличение выхода светлых фракций как на установке, так и на заводе в целом, увеличение выхода более ценных продуктов, за счет менее ценных (в случае АВТ: выход бензина за счет ДТ, ДТ за счет мазута, ВГ за счет гудрона).

На рис. 2 представлено взаимодействие программных продуктов СУУТП с РСУ процесса посредством OPC-протокола.

На рис. 3 графически представлено сравнение между работой оператора и СУУТП. Разница заключается в том, что СУУТП, в сравнении с работой оператора, проводит более частый анализ изменения технологического процесса, и, в случае отклонений, вносит изменения в задания на подчинённые ПИД-контуры, с целью удержания параметров процесса в регламентируемом диапазоне. Видно, что в случае работы оператора среднеквадратичное отклонение выше, по сравнению с работой СУУТП. В случае работы СУУТП, процесс по данному целевому (контролируемому) параметру протекает более стабильно, в результате появляется возможность сместить среднее значение ближе к установленной спецификации по параметру (значение 100 на рис. 3). Изменение среднего значения контролируемой переменной, не нарушая установленные границы, в дальнейшем пересчитывается в экономический эффект внедрения СУУТП.

5. Мониторинг и анализ функционирования СУУТП в режиме реального времени реализуется благодаря программному модулю MDpro (Monitoring and Diagnosis), путем непрерывного анализа целевых производственных переменных CV системы СУУТП, в результате чего оценивается % нарушений по данным контролируемым параметрам управления (какой % времени каждая из переменных CV находилась за пределами заданного оператором диапазона). MDpro подключается к серверу базы данных реального времени (PI, ExaQuantum, PHD и т.п.) по Ethernet — рис. 4.

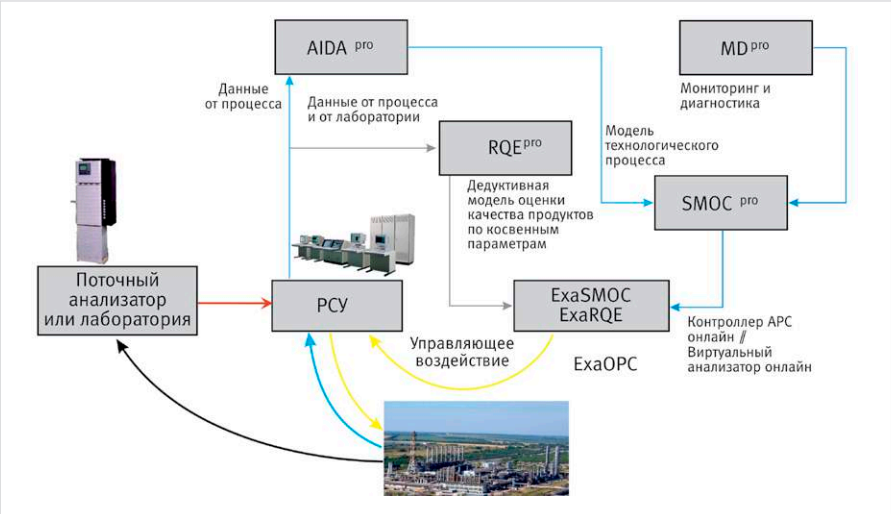


Рис. 2 — Взаимодействие приложений СУУТП

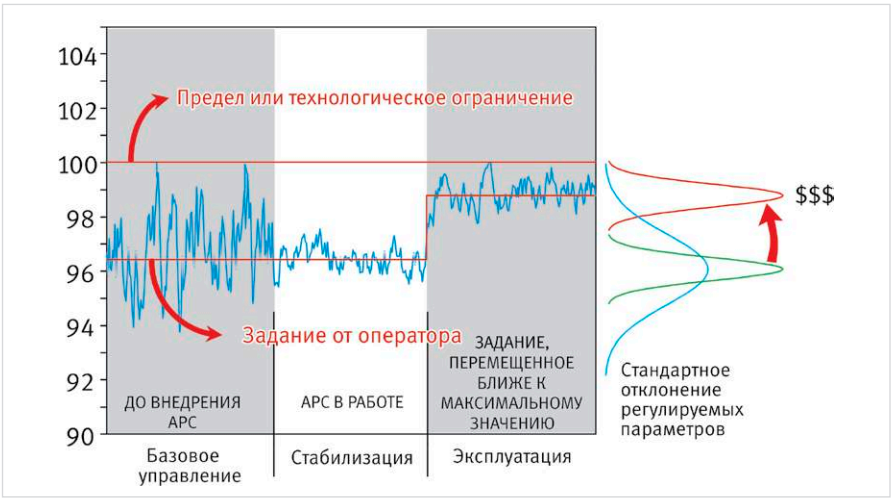


Рис. 3 — Достижение экономического эффекта

Основные преимущества СУУТП компании Yokogawa

1. Принцип прозрачного графического построителя модели «серого ящика» (рис. 5), отображающего коэффициенты и динамику переходных характеристик между входными, промежуточными и выходными переменными модели. При необходимости, инженер СУУТП в любое время может вручную обновить коэффициенты или временные переменные, характеризующие динамику процесса.
2. Философия модели «серого ящика» открывает уникальную возможность включения одной и более промежуточных переменных, располагающихся в модели между входными и выходными переменными. Между каждой из таких переменных определяется индивидуальная переходная характеристика, что в итоге дополнительно повышает робастность (устойчивость на различных технологических диапазонах) модели контроллера СУУТП.
3. Концепция модели неизмеряемых возмущений, позволяющая контроллеру системы СУУТП работать робастно (устойчиво в различных технологических диапазонах).
4. Надёжный алгоритм обработки неопределённостей во времени отбора проб лабораторией, что позволяет повысить точность прогнозирования качества продуктов виртуальными анализаторами — компонентами СУУТП.
5. Принцип построения контроллеров

СУУТП как отдельными единицами для каждого технологического блока, так и единого глобального контроллера, включающего в себя от двух до нескольких десятков субконтроллеров, управляющих смежными технологическими блоками и динамически взаимодействующими друг с другом при прогнозировании по упреждающему алгоритму feedforward. Данный подход вносит дополнительный вклад в обеспечение робастности разработанного контроллера.

Итоги

Практика внедрения СУУТП подтверждает эффективность функционирования на производственных площадках. Статистика результатов экономических эффектов включает в себя экономию энергоресурсов, увеличение производительности по сырью, увеличение выхода наиболее прибыльных продуктов и увеличение периода пробега катализатора.

Выводы

Оптимизация технологических процессов с помощью программных продуктов СУУТП – это не одномоментное решение, она должна осуществлять непрерывные действия по улучшению эксплуатационных характеристик в постоянно изменяющихся динамических системах.

Системы СУУТП компании Иокогава внедряются с 1993 года по всему миру, с референцией внедрения около 2000 приложений на предприятиях нефтепереработки, нефтехимии и химической промышленности, позволяя производственным площадкам улучшить рентабельность, снизить закупки энергоресурсов извне, увеличивая производительность по сырью, и корректировать выработку продукции согласно изменениям конъюнктуры рынка автоматически.

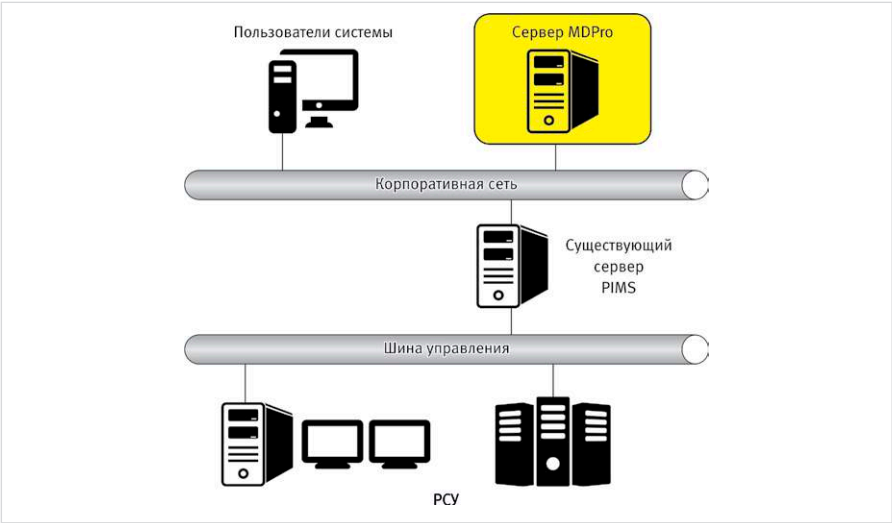


Рис. 4 — Схема подключения MDpro к серверу базы данных

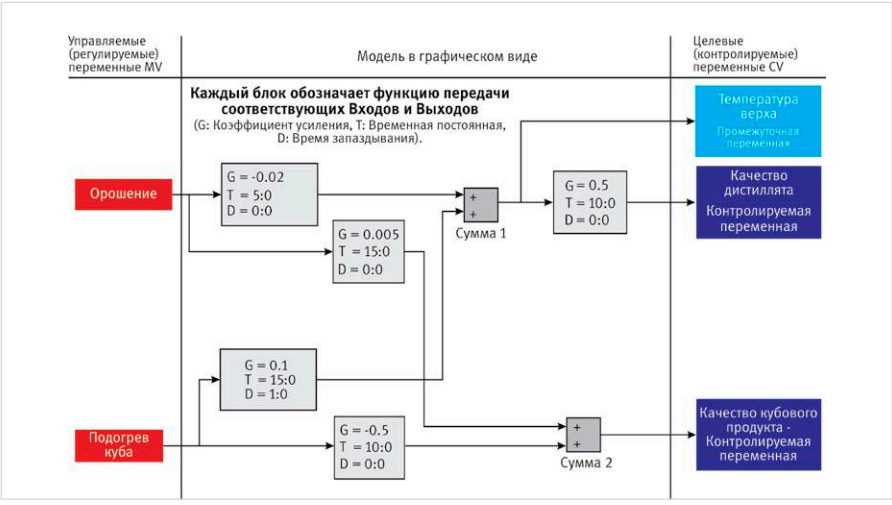


Рис. 5 — Прозрачная структура: модель «серого ящика»

ENGLISH **SOFTWARE**

Main solutions and advantages of Yokogawa' APC

UDC 65.011.56

Author:
Marat R. Khatimov — APC engineer[1]; Marat.Khatimov@ru.yokogawa.com
Andrey V. Bogachev — head of APC solutions & NW security department[1]; Andrey.Bogachev@ru.yokogawa.com
Bulat M. Nizameev — EMS engineer[1], postgraduate[2]; Bulat.Nizameev@ru.yokogawa.com
Denis A. Ryzhov — Ph. D., head of solutions center[1], associate professor[3]; Denis.Ryzhov@ru.yokogawa.com

[1]Yokogawa Electric CIS, Moscow, Russian Federation
[2]Kazan state power engineering university, Kazan, Russian Federation
[3]Kazan national reserch techological university, Kazan, Russian Federation

Abstract

Advanced process control (APC) enables the refining and petrochemical companies to run industrial processes with the highest safety and reliability, minimize an operating cost and keep production with respect to existing environmental regulations. The combination of APC application with other optimization technologies may prove it is beneficial and profitable in operation.

Materials and methods

APC controllers perform based on mathimatical modaels of first and second orders with time delay. Quality Estimators (QE) of APC system are being developed as linear and non-linear regression models. For non-linear QE a mathematical apparatus is used based on a special case of neural network.

At the base of APC controllers there are dynamic models of the first or second order with time delay.

Results

Application of Advanced process control system proves functional effectiveness on industrial sites. Statistic of economic benefits includes energy saving, throughput increase of the most valuable products and catalyst lifecycle extension.

Conclusions

Process optimization with APC is not one-time action. It should be performing continuous actions to improving operation parameters in continuously changing dynamic systems. Yokogawa APC systems are implemented on refining, petrochemical and chemical enterprises all around the World since 1993 in quantity of about 2000 applications. It lets the production sites to increase plant's profitability and production rates, decrease in energy purchases from outside and maintain the product yields automatically to market changes.

Keywords

advanced process control, multivariable controller, virtual quality analyzers, APC controller stability (robustness), technology processes optimization, economic benefits

УДК 65.011.56

Оборудование Мицубиси Электрик для задач автоматизации процессов нефтедобычи

С.П. Титов
менеджер по развитию бизнеса
(нефтегазовый сектор)[1]
Sergey.Titov@mer.mee.com

[1]ООО «Мицубиси Электрик (РУС)», Москва, Россия

Компания Мицубиси Электрик производит широкий спектр оборудования для промышленной автоматизации. В том числе хорошо зарекомендовавшие себя в нашей стране преобразователи частоты и различные сервосистемы, промышленные роботы. Для инженеров АСУТП среди всего разнообразия производимой продукции японского концерна, в первую очередь представляет интерес контроллерная техника.

В настоящий момент Мицубиси Электрик производит четыре типа ПЛК (рис. 1).

В разрезе применения ПЛК для задач автоматизации объектов нефтедобычи контроллеры можно условно разделить на две группы:

- для построения локальных систем автоматики серия Alpha и FX;
- для площадочной автоматизации серия L и SystemQ.

Ниже мы подробно рассмотрим отличительные характеристики оборудования для промышленной автоматизации Мицубиси Электрик с привязкой к типовым объектам нефтегазового комплекса, а также примеры реализации проектов площадочной автоматизации и перспективные разработки для объектов локальной автоматики.

Площадочная автоматизация

К объектам площадочной компоновки можно отнести технологические установки: дожимные насосные станции (ДНС), установки предварительного сброса воды (УПСВ), установки подготовки нефти (УПН), компрессорные станции (КС), насосно-перекачивающие станции (НПС), блочные кустовые насосные станции (БКНС), резервуарные парки. Количество сигналов в системах АСУТП на объектах данного типа может насчитывать до 2 тысяч точек ввода/вывода. При этом система содержит большое количество аналоговых сигналов (давление, температура, уровень), а также контуров ПИД-регулирования (изменение уровня в сепараторах и отстойниках, температурные режимы работы установок). Необходимо отметить, что технологические процессы на блочно-модульных объектах носят непрерывный характер, установки должны бесперебойно функционировать 24 часа в сутки. В связи с этим к системам автоматики предъявляются повышенные требования по надежности и функциональной готовности.

Учитывая вышеизложенные требования для систем АСУТП блочно-модульных объектов, наиболее оптимально в качестве платформы автоматизации выглядит применение модульного контроллера Мицубиси Электрик серии SystemQ. Данный тип контроллеров отличается высокой производительностью, масштабируемостью, а также возможностью построения резервированных систем автоматизации повышенной надежности.

Контроллер серии SystemQ обладает классической модульной архитектурой с использованием базового шасси, и устанавливаемого на шасси набора функциональных

Рис. 1 — Контроллеры Мицубиси Электрик

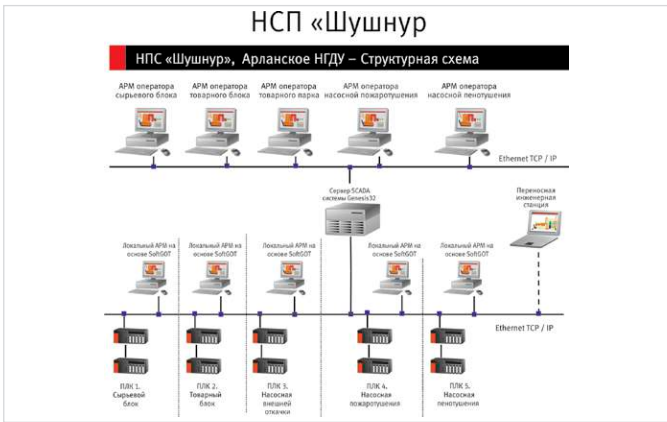


Рис. 2 — Структурная схема АСУТП НСП «Шушнур»

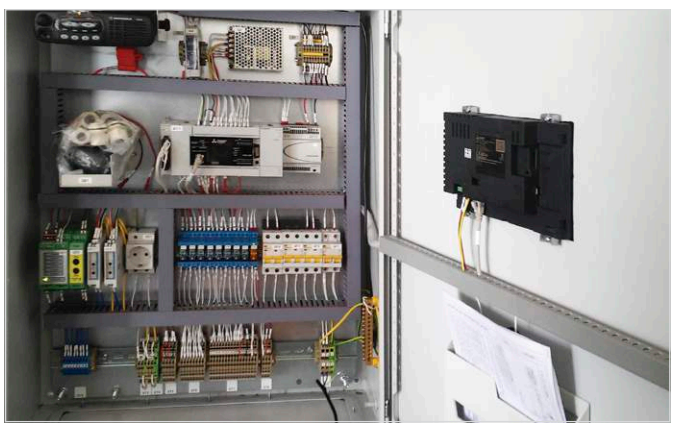


Рис. 3 — Шкаф управления АГЗУ на базе ПЛК FX

Рис. 4 — Технические требования и схема подключений к ПЛК АГЗУ

модулей — модуля питания, ЦПУ, модулей системы ввода/вывода и связи. Под каждый проект есть возможность подобрать индивидуальную конфигурацию, наиболее оптимальным образом отвечающую техническим требованиям. Модульная конструкция определяет потенциал для масштабируемости системы: систему ввода/вывода можно расширять как локально (за счет установки шасси расширения), так и за счет подключения дополнительных удаленных станций ввода/вывода. Для обеспечения расширения и модификации системы в будущем есть возможность резервировать пространство адресов и пустые слоты на шасси контроллера.

Среди всего разнообразия различных функциональных модулей ПЛК SystemQ, применительно к задачам управления непрерывными процессами, можно выделить:

- специализированный модуль ПИД-регулирования (с поддержкой многоуровнего каскадного регулирования и с функцией автонастройки).
- модуль для обработки аналоговых сигналов повышенной точности (32 разряда, 0,05% приведенной погрешности).
- модуль математического со-процессора (softPLC), поддерживающего программирование сложных алгоритмов на языках высокого уровня (C/C++).

Отдельно необходимо отметить функции контроллера SystemQ относительно обеспечения непрерывного режима работы технологических установок. Для повышения функциональной готовности системы АСУТП контроллеры SystemQ поддерживают режим горячего резервирования методом дублирования, при котором параллельно работает пара ПЛК основной/резервный. Резервирование осуществляется на уровне системы питания, модуля ЦПУ и коммуникационных модулей. В случае возникновения сбоя в основном ПЛК, происходит автоматический безударный переход на резервную систему (время переключения составляет 22 мс и незаметно для технологического процесса). Также контроллеры SystemQ поддерживают режим «горячей» замены модулей ввода/вывода (так называемый hot-swap), без остановки программы ПЛК и, соответственно, без останова работы установки.

Контроллеры SystemQ являются полностью открытой платформой, поддерживающей большинство популярных на сегодняшний день протоколов информационного обмена (Ethernet, Profibus, CCLink, Modbus). Благодаря этому системы АСУТП, построенные на платформе SystemQ, без особых проблем внедряются в уже существующие на предприятии системы автоматизации, а также интегрируют в себя подсистемы АСУТП других производителей.

Программирование ПЛК осуществляется на промышленных языках программирования стандарта МЭК61131-3, включая язык функциональных блоков и структурированного текста.

В качестве примера проекта площадочной автоматизации на базе ПЛК SystemQ можно привести систему АСУТП НСП «Шушнур» Арланского УДНГ АНК «Башнефть». Проект реализован в 2008 г. компанией ООО НПФ «Экситон-Автоматика». Общее количество сигналов системы — более 1490. Структурная схема АСУТП приведена на рис 2.

Системы локальной автоматики

К классу систем локальной автоматики можно отнести: системы автоматизации скважин (добывающих, нагнетательных, водозаборных), блок местной автоматики куста скважин, система автоматизации групповой замерной установки, блока дозирования реагентов, станции управления насосными агрегатами. Из основных характеристик данного класса объектов АСУТП можно отметить — небольшое количество сигналов ввода/вывода (не более 200), относительно невысокие требования к производительности, доступность по цене (так как речь идет о большом количестве типовых распределенных объектов), но, естественно, не в ущерб надежности, так как нежелательные сбои в работе объекта могут потребовать выезда «в поле» зачастую за сотни километров от опорного сервисного пункта.

Исходя из перечисленных выше требований к системам локальной автоматики, с точки зрения применяемой аппаратной платформы можно рекомендовать компактные контроллеры Мицубиси Электрик серии FX. Данный тип контроллеров обладает оптимальным соотношением необходимых функций, и вместе с этим остаются доступными по цене. ПЛК серии FX построены по моноблочной концепции, базовый блок контроллера уже включает в себя систему питания, ЦПУ, систему ввода/вывода (дискретные и аналоговые сигналы), интерфейсы связи (Ethernet, RS-485), слот для карты памяти SD-card. При необходимости функции контроллера можно расширить под требования проекта, подключив дополнительные модули.

Все каналы системы ввода/вывода контроллера FX являются гальванически изолированными, что повышает защиту ПЛК от перенапряжений и коротких замыканий. Для разработчиков прикладного ПО следует отметить возможность создания библиотеки типовых функциональных блоков для последующего многократного использования (например, учет энергоресурсов, управление АГЗУ, СУ ШГН, кустовой контроллер и т.д.). Для применения в задачах телемеханики контроллеры FX обладают возможностью организации и хранения локального архива данных большой глубины на встроенной карте памяти SD-card, а также возможностью удаленного перепрограммирования ПЛК (при достаточном уровне доступа при авторизации).

Учитывая положительный опыт работы ООО НПФ «Экситон-Автоматика» с ПЛК SystemQ для площадочной автоматизации, было решено реализовать также и универсальную платформу для локальной автоматизации на базе ПЛК FX. При разработке решения основными критериями являлись: доступная стоимость, стандартизация и унификация программных алгоритмов и функциональных блоков для последующего повторного использования, унификация сервисных и диагностических инструментов. В качестве пилотной установки был разработан универсальный шкаф управления АГЗУ (рис. 3).

Технические требования, структура подключений к ПЛК АГЗУ и спецификация оборудования Мицубиси Электрик приведены на рис. 4 и в таб. 1.

Среди особенностей и преимуществ новой разработки следует отметить:

- возможность масштабируемости системы на различные объекты локальной автоматики за счет дополнительных модулей расширения ПЛК, а также за счет объектоориентированного подхода при создании прикладного ПО контроллера. При этом созданная библиотека функциональных блоков может быть использована для всей линейки ПЛК Мицубиси Электрик;
- возможность стыковки в систему телемеханики по протоколу МЭК61870 с передачей данных с меткой времени. Предусмотрены: ведение локальных архивов и журналов, а также возможность удаленного изменения ПО контроллера без выезда на объект;
- использование сенсорной панели оператора в качестве местного пульта управления позволяет в удобной форме мнемосхем выводить информацию для контроля и управления АГЗУ по месту.

Компания Мицубиси Электрик, совместно со своими инженерными партнерами, заинтересована в развитии сотрудничества с нефтегазовыми компаниями России и СНГ в части внедрения локальных и площадочных систем автоматизации и предлагает следующие услуги:

- Техническая поддержка по реализованным проектам.
- Регулярные курсы повышения квалификации обслуживающего персонала без отрыва от производства.
- Обучение и консультации сотрудников НИПИ на этапе проектирования.
- Предоставление перспективных разработок и нового оборудования на ОПИ, в том числе и разработанного универсального ШУ АГЗУ.

№	Артикул	Модель	Товары (работы, услуги)	Кол-во	Ед.
1	280491	FX5U-32MT/ESS	Контроллер FX5U ~100-240 В; 16 входов = 24 В; 16 выходов транзисторы (source); 2 аналоговых входа; 1 аналоговый выход; Ethernet; RS485; SD	1	шт
2	280514	FX5-485ADP	Коммуникационный адаптер RS-485 для FX5	1	шт
3	280498	FX5-8EX/ES	Модуль раширения: 8 дискретных входов = 24 В	1	шт
4	283559	FX5-4AD-ADP	Модуль расширения (адаптор): 4 аналоговых входа	1	шт
5	273362	GS2107-WTBD	Графическая тактильная панель 7"; TFT-Display, 800x480, 65 536 цветов, сенсорный экран, Ethernet; RS422; RS232; USB (dev 1ch); SD-карта, питание 24 В DC; IP65F	1	шт
6	209031	ALPHA POWER 24-2.5	Блок питания ALPHA POWER 24-0.75 100-240V AC	1	шт

Таб. 1 — Спецификация оборудования Мицубиси Электрик для ШУ АГЗУ

Общество с ограниченной ответственностью

Завод "Калининградгазавтоматика"

Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ПАО «Газпром автоматизация»

Разработка, производство и внедрение на объекты газовой, нефтяной и других отраслей промышленности распределительного и взрывозащищенного электрооборудования, систем автоматики и прочих приборов.

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., д. 15
Тел: (4012) 576-032, факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
e-mail: zavod@kga.ru; Web.: www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Тел.: (495)933-62-30, факс:933-62-32
e-mail: info@invest-gaz.ru
Web.: www.invest-gaz.ru

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Web.: www.gazauto.gazprom.ru

СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ «СУЖ-П-И»

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах. Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia IIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искробезопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а.
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

Дорогие наши нефтяники!

В этот праздничный сентябрьский день разрешите мне искренне и от всего сердца поздравить вас с этим прекрасным профессиональным праздником с днем нефтяника!!!

Это праздник тех, кто добывает газ и бурит нефтяные скважины, занят переработкой и транспортировкой нефтепродуктов – всех, кто связал свою жизнь с одной из самых важных для России отраслей промышленности. Топливно-энергетический комплекс является фундаментом благосостояния нашей страны. Нефть и газ, которые добываются тружениками отрасли, – это тепло и свет в домах, топливо для транспорта, сырье для промышленности.

Пусть работа дарит вам только радость и успех, рабочие будни будут спокойными и счастливыми, а ваши близкие пусть всегда вами гордятся!

Примите самые теплые поздравления с профессиональным праздником! Желаем вам здоровья, удачи, счастья и благополучия!

С уважением, генеральный директор
АО «КавказКабель» Кузнецов В.М.

Государственную инновационную политику и новые технологии в нефтегазовой промышленности обсудят в Ялте

Топливно-энергетический комплекс оказался в сложной ситуации: требуется срочное замещение иностранных технологий отечественными инновациями и разработками.

К старым проблемам добавились новые

Нефтегазовый сектор — локомотив российской экономики. Поэтому развитие нефтегазодобывающих предприятий является наиболее актуальным вопросом в сложившейся непростой экономической и политической обстановке.

Увы, устойчивому поступательному росту нефтегазового сектора препятствует целый ряд нерешенных вопросов. Устаревшее оборудование, дефицит кадров, административные барьеры, которые, несмотря на взвешенную политику властей, все еще значительно влияют на работу добывающих компаний и сервисных предприятий, не дают нефтегазовому сектору максимально эффективно использовать богатства, которыми так щедро одарила Россию природа.

В минувшем году российская нефтегазодобывающая отрасль столкнулась с новыми, беспрецедентными трудностями. Неблагоприятная конъюнктура, зарубежные санкции, выход иностранных партнеров из совместных проектов ставит предприятия в жесткие рамки экономии, заставляет отказываться от разработки многообещающих месторождений. Это негативно сказывается на перспективах развития ТЭК и может подорвать позиции России как ведущей энергетической державы.

Государство играет ведущую роль во внедрении новых технологий

Ответом на новые и старые вызовы должно стать обширное внедрение инноваций и импортозамещение технологий и современного иностранного оборудования отечественными образцами. Однако в разрезе современной действительности и сложной ситуации, в которой оказались нефтегазодобывающие компании, ведущая роль в инновационной деятельности в области ТЭК отводится государству, а не частным компаниям.

Законодательные и профильные органы власти, определяя «правила игры», направляют инновационную деятельность в заданном русле. Приступая к разработкам, компании принимают выполняют требования государства в области безопасности окружающей среды и охраны труда, и уделяют внимание наиболее перспективным в современных условиях направлениям.

Кроме того, власти напрямую участвуют во внедрении инноваций через управление крупнейшими нефтегазодобывающими компаниями с государственным участием и финансируют львиную долю фундаментальных исследований, проводя наиболее перспективные, но затратные и рискованные в плане коммерциализации изыскания.

Таким образом, государство определяет стратегию инновационной деятельности в топливно-энергетическом комплексе, является главным и наиболее надежным партнером всех заинтересованных агентов. Поэтому для формирования продуманной инновационной политики необходим тесный контакт органов власти с нефтедобывающими и научно-производственными предприятиями.

Необходимо тесное сотрудничество

К сожалению, на пути инноваций часто встают непреодолимые преграды. Несмотря на постоянное совершенствование, законодательная база еще значительно отстает от требований времени. Вместо того, чтобы полностью посвятить себя инновациям, инженерно-техническим работникам, зачастую, приходится тратить силы на преодоление бюрократических барьеров.

И даже готовые отечественные разработки внедряются с большим скрипом. Процесс применения инноваций в крупных компаниях затруднен в виду длительности принятия решений. Особенно сложно приходится малым инновационным предприятиям, которым бывает трудно пробиться в крупные компании и пройти сложный процесс закупки.

Для своевременного и эффективного внедрения отечественных инновационных решений и разработок необходимо тесное сотрудничество государства, крупных нефтедобывающих компаний, ученого сообщества и научно-производственных предприятий. В этой связи конференция «Государственная инновационная политика и новые технологии в нефтегазовой промышленности» должна стать той площадкой, на которой органы власти, потребители и производители инновационных разработок смогут узнать об истинном положении дел в области инноваций и начать взаимовыгодное сотрудничество.

В конференции примут участие все заинтересованные во внедрении инноваций стороны

Проведение научно-практической конференции поддержали Госсовет Республики Крым, комитеты ГД по экономической политике, инновационному развитию и предпринимательству и по науке и наукоемким технологиям, Союз нефтегазопромышленников России, Союз производителей нефтегазового

оборудования, АНО «Международный центр содействия развитию предприятий по переработке нефтешламов».

В качестве выступающих и гостей форум посетят представители ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», АО НК «КазМунайГаз», ОАО «Газпром нефть», ООО «Газпром бурение», ОАО «Стройтрансгаз», ООО «Стройгазконсалтинг», ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «НОВАТЭК», Группа ERIELL, Компания «Шлюмберже», KCA Deutag, ООО «Интегра-Бурение», ООО «Буровая компания «Евразия», Halliburton и др.

Стоит отметить, что при подготовке научно-практической конференции проводились консультации с государственными учреждениями и крупнейшими компаниями с гос. участием, определялись наиболее важные направления инновационной деятельности в области ТЭК. Итогом кропотливой подготовительной работы стало решение провести конференцию с участием представителей предприятий инновационной направленности и компаний потребителей новых технологий и разработок.

Выбор места проведения научно-практической конференции также не случаен. Форум пройдет 19–20 октября на Крымском побережье в роскошном отеле «Ялта-Турист». Полуостров Крым обладает обширными запасами углеводородов. Однако действие санкций в этом регионе делает невозможным любое сотрудничество с иностранными сервисными предприятиями и ставит под вопрос возможность разработки перспективных месторождений на Черноморском и Азовском шельфах. Поэтому проблема внедрения отечественных технологий и разработок в нефтегазодобывающей сфере для Крыма стоит особенно остро.

Программа конференции затронет широкий спектр вопросов

Повестка конференции разрабатывалась с учетом обширного опыта ООО НПФ «Политехника» как инновационного предприятия, плотно сотрудничающего с госструктурами.

В настоящее время «Политехника» является партнером МЧС и Министерства обороны Российской Федерации. Изделия научно-производственной фирмы с успехом применяются на многих стратегически важных проектах по разработке новых месторождений и строительству заводов по сжижению природного газа в сложных условиях Дальнего Востока и Крайнего Севера. Значительный багаж разработанных и успешно применяемых инноваций в области организации полевых складов для хранения горючего, нефти и нефтепродуктов и устройства гибких рукавных трубопроводов позволяет «Политехнике» наиболее полно представлять потребности ТЭК.

В ходе интенсивных консультаций с научно-производственными фирмами, нефтегазодобывающими компаниями и государственными органами был разработан спектр наиболее важных тем:

- законодательное обеспечение внедрения передовых технологий в области разведки, добычи, хранения, транспортировки и переработки углеводородов;
- государственное регулирование применения новых технологий добычи углеводородов на шельфе;
- инновационные технологические решения в области транспортирования, хранения и переработки углеводородов;
- экологические аспекты разработки нефтегазовых месторождений на шельфе;
- высокоэффективные технологии и новое оборудование для нефтегазовых предприятий;
- современные композитные эластомеры — эффективные решения для ТЭК;
- защита объектов ТЭК от неблагоприятных природных и техногенных факторов.

Положительный опыт внедрения инноваций

Опыт ООО НПФ «Политехника» показывает, что разработка и внедрение инновационных решений в области транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов дает неоспоримые преимущества на всех этапах нефтедобычи от геологоразведки до прекращения работы и сворачивания вахтовых поселков. Уже 18 лет компания активно занимается производством эластичных мобильных резервуаров, рукавных трубопроводов, газгольдеров и другого необходимого ТЭК оборудования.

К примеру, эластичные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов способны в разы ускорить организацию полевых складов горючего (ПСГ) при обустройстве вахтового поселка или разработке нового месторождения. Выпускаемые «Политехникой» резервуары в десятки раз компактнее, легче и значительно более просты в эксплуатации, чем традиционные стальные горизонтальные и вертикальные резервуары. Их доставка осуществляется любым видом транспорта (ПСГ на 3000 т умещается в кузове грузового автомобиля!), а развертывание занимает от нескольких часов до нескольких дней. Кроме того, в отличие от стальных резервуаров схожего объема, эластичные ПСГ легко сворачиваются и могут использоваться многократно.

Высокая эффективность и надежность изделий из композитных эластомеров подтверждает тот факт, что продукция ООО НПФ «Политехника» используется в таких стратегически важных проектах, как строительство завода по производству сжиженного газа «Ямал СПГ» и морского порта Сабетта в Ямало-Ненецком автономном округе. Партнерами компании являются многие крупные нефтегазодобывающие компании, МЧС и Министерство обороны.

Для участия в научно-практической конференции «Государственная инновационная политика и новые технологии в нефтегазовой промышленности» в качестве докладчиков и делегатов приглашаются все стороны, имеющие опыт научных разработок в области ТЭК и заинтересованные во внедрении инноваций. Мы с удовольствием ответим на Ваши вопросы и постараемся организовать Ваше участие.

Оргкомитет конференции:
+7 (495) 783-01-67, доб. 112
v.rogol@poli.ru

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة

UNDER THE PATRONAGE OF H.H. SHEIKH KHALIFA BIN ZAYED AL NAHYAN, PRESIDENT OF THE UNITED ARAB EMIRATES

ADIPEC أديبك

The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference

9-12 November 2015

One global industry. One city. One meeting place.

85,000 ATTENDEES	**7,000** DELEGATES	**110,000** GROSS SQM	**2,000** EXHIBITING COMPANIES
23 INTERNATIONAL PAVILIONS	**15** EXHIBITION HALLS	**15** NATIONAL OIL COMPANIES	**15** INTERNATIONAL OIL COMPANIES

THE ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION & CONFERENCE

REGISTRATION NOW OPEN www.adipec.com/visreg

SUPPORTED BY

UNITED ARAB EMIRATES MINISTRY OF ENERGY

ADNOC

غرفة أبوظبي ABU DHABI CHAMBER

هيئة أبوظبي للسياحة والثقافة ABU DHABI TOURISM & CULTURE AUTHORITY

OFFICIAL PUBLICATION: Pipeline

VENUE: ADNEC

CONFERENCE ORGANISER: SPE Society of Petroleum Engineers

ADIPEC ORGANISED BY: dmg::events

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

15-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

12-14 апреля 2016

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

Find out more at
www.oil-gas.kz

ORGANISED BY ITECA
ITeca ITE
PART OF THE ITE GROUP

Межрегиональная специализированная выставка

НЕФТЬ • ГАЗ ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГО 2015

29 - 30 октября 2015г.
г.Ноябрьск

ОРГАНИЗАТОРЫ:
Администрация г. Ноябрьск
Выставочная компания СибЭкспоСервис-Н» г. Новосибирск

SIB Expo SERVICE

ООО «СибЭкспоСервис-Н»
630090, Новосибирск, пр. Коптюга 4, оф. 113
Тел./факс: (383) 335-63-50 (многоканальный)
E-mail: ses@avmail.ru

Генеральный информационный партнер: экспозиция НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный спонсор: 2GIS ДубльГис-Ноябрьск 0+

Межрегиональная специализированная выставка

Нижневартовск. Нефть. Газ

1965 – 2015
САМОТЛОР

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

Выставка проводится в рамках празднования 50-летия Самотлорского месторождения

25-27 ноября 2015г.

Организаторы:
Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская Торгово-Промышленная палата
ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”, г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SIB Expo SERVICE

E-mail: ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

24-27 мая

ufi Approved Event

Российский союз выставок и ярмарок

XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии

Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ

БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19–20 апреля 2016
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ – 2016

18–21 апреля 2016
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

XV ЮБИЛЕЙНАЯ ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2015

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

27–31 октября 2015 г.
Москва, ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3

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

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

Участники: Мы приглашаем геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГ и Европы принять активное участие в работе конференции.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- **научно-практическая конференция** (устные и стендовые доклады);
- **коммерческие и некоммерческие презентации компаний-участников**: инновационные технологии сбора сейсмической информации, согласование мероприятий по **импортозамещению отечественным программным обеспечением** для обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых и других данных. для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки и ГРП при эксплуатации месторождений низкопроницаемых коллекторов и решения других задач.

Темы устных и стендовых докладов:

- **Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D,** интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП – непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРР. Эффективность применения ВСП в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- **Изучение трещиноватости** коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП, локализация зон трещиноватости по данным многоволнового акустического каротажа, использования рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещноватости.
- **Микросейсмические методы** изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучением. Низкочастотное сейсмическое зондирование для разведки малоразмерных и сложно построенных залежей УВ. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП. Использование рассеянных обменных поперечных и других типов волн для прогноза и изучения зон трещиноватости коллекторов.
- **Повышение нефтеотдачи** пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли на расширение и сжатие горных пород. Мониторинг много-стадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи.
- **Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки**. Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программных комплексов DV-Discovery, DV-SeisGeo и DV-Geo. О новом методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей фокусировкой и других новациях.

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

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

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

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

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

По вопросам публикации обращаться в редакцию журнала Экспозиция Нефть Газ
+7 499 681-04-25, +7 8552 38-51-26
www.runeft.ru

N-G-K.ru

Нам 10 лет!

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

14 октября 2015

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

---

8 декабря 2015

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

---

17 марта 2016

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

---

24 мая 2016

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

Сентябрь 2016

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OGT EXPO

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА 2015

20-я международная выставка "Нефть и Газ Туркменистана 2015"

17-19 НОЯБРЬ 2015

Здание ТПП Туркменистана, ул.Чандыбил
Ашхабад / Туркменистан

108 ЭКСПОНЕНТЫ ИЗ 19 СТРАН В 2014 ГОДУ

net organization

T: +90 212 272 61 62
info@ogtexpo.com
www.ogtexpo.com

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ СЕНТЯБРЬ-НОЯБРЬ 2015

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 2–4 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ**
Геленджик, 7–10 сентября
EAGE.RU

17-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ**
Ижевск, 8–10 сентября
VCUDMURTIA.RU

Добыча, переработка и сбыт нефти и газа. Оборудование, геология и геофизика, техника и технологии для добычи нефти и газа, нефтепереработки и нефтехимии. Сервисные услуги. РТИ.

выставка
НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ
Самара, 9–11 сентября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленностей при участии компаний Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 10 сентября
N-G-K.RU

Основной вопрос — импортозамещение технологий, оборудования, катализаторов и программных средств для переработки углеводородов.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 10–11 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

выставка **ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ. НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ**
Москва, 15–17 сентября
NGV.RU

Площадка для делового общения, запуска новых проектов, ознакомления с мировыми тенденциями и перспективами развития в вопросах импортозамещения.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 15–18 сентября
EXPO72.RU

Цель – содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.

конференция **ИННОВАЦИИ В КРС, ЗБС И ПНП, ГРП**
Тюмень, 16–17 сентября
TOGC.INFO

Инновации. Автоматизация процессов. Геолого-технические мероприятия для эксплуатации скважин высоковязкой нефти. Ремонтно-изоляционные работы. Колтюбинговые технологии.

конференция **KDR-2015 1-Й КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ**
Астана, Казахстан, 17 сентября
KAZAKHSTANDRILLINGROUNDTABLE.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит при поддержке АО НК «КазМунайГаз».

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 21–26 сентября
CONF2.OILGASCONFERENCE.RU

Обзор вопросов развития технологий, материалов и оборудования в области бурового и сопутствующих видов сервиса, текущего и капитального ремонта скважин.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ.**
Сургут, 23–25 сентября
YUGCONT.RU

Обзор последних разработок и достижений российских и зарубежных компаний в области добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА**
Южно-Сахалинск, 28 сентября–1 октября
SAKHALIN-OIL-GAS.COM

Только один раз в году и в одном месте — более 500 руководителей нефтегазовой индустрии, заинтересованных в новых проектах на Дальнем Востоке России.

выставка **СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ БУРЕНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ ДАВЛЕНИЯ**
Хьюстон, США, 4–10 октября
CAPITALBE.CO.UK

Ознакомление слушателей с последними достижениями колтюбинговых технологий и бурения на депрессии.

выставка **KIOGE**
Алматы, Казахстан, 6–9 октября
KIOGE.KZ

Трибуна, с которой крупномасштабно, объемно и в то же время детально и профессионально обсуждаются пути развития нефтегазовой индустрии Казахстана и стран Каспийского региона.

конференция **СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ**
Москва, 9 октября
RPI-CONFERENCES.COM

Обзор тенденций развития нефтесервисного рынка, анализ последних достижений индустрии, обсуждение возможностей повышения эффективности бизнеса компаний-поставщиков.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС**
Ялта, Крым, 12–16 октября
TOGC.INFO

Комплексное изучение всех технологических операций, входящих в процесс строительства горизонтальных и разветвленных скважин, с их последующим анализом и нахождением инновационных предложений.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 13–16 октября
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами ЛУКОЙЛа, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

ГОДОВОЙ ПЛАН — http://runeft.ru/activity/

TABLE OF EVENTS SEPTEMBER-NOVEMBER 2015

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 14 октября
N-G-K.RU

Традиционное место встречи представителей нефтегазовых компаний со своими подрядчиками, занятых капитальным ремонтом скважин, для обмена мнениями.

выставка **РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**
Абердин, Шотландия, 18–24 октября
CAPITALBE.CO.UK

Рассмотрение последних достижений в области разработки, изготовления и применения буровых растворов, новейших технологических решений для повышения эффективности и оптимизации добычи.

конференция **ГОСУДАРСТВЕННАЯ ИННОВАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Ялта, Крым, 19–20 октября POLI.RU/SITE/CONFERENCE

Форум призван информировать о реальном положении дел в области инноваций, и поможет установить деловые контакты между заказчиками и подрядчиками.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ - КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 19–22 октября
CONFERENCE.DEEPOIL.RU

Постоянно действующая, ежегодная конференция для научного сообщества геологов-нефтяников бывшего постсоветского пространства.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 19–24 октября
CONF4.OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ.**
Москва, 20–22 октября
EAGE.RU

Несмотря на огромный интерес и повсеместное бурение горизонтальных скважин до сих пор существует огромное количество нерешённых вопросов, которые предлагается обсудить в рамках семинара.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ**
Альметьевск, 20–22 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ, ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Абердин, Шотландия 25–31октября
CAPITALBE.CO.UK

Ознакомление слушателей с последними достижениями в области новейших технологий по успешному применению и внедрению ПНП.

выставка **SPE**
Москва, 26–28 октября
SPE.ORG

Техническая конференция, дающая возможности обмена опытом и идеями в некоммерческой неконкурентной среде для экспертов отрасли и молодых специалистов.

выставка **БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ НЕДЕЛЯ 2015**
Санкт Петербург, 26–30 октября
CCAPITAL.CO.UK

Единственная площадка, объединяющая все звенья нефтегазовой цепочки региона — трейдеров, представителей нефтепереработки, транспортно-логистических и бункерных компаний.

выставка **PCVEXPO: НАСОСЫ. КОМПРЕССОРЫ. АРМАТУРА**
Москва, 27–30 октября
PCVEXPO.RU

Выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, которую посещают представители компаний: «СИБУР», «Татнефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и др.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ — ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 27–31 октября
GEOVERS.COM

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 28–30 октября
CTTIMES.ORG

Старейший на постсоветском пространстве профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей нефтегазосервисного оборудования.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО**
Ноябрьск, 29–30 октября
SES.NET.RU

Первая выставка в г. Ноябрьске, объединяющая на одной площадке главные направления в развитии города.

выставка **ADIPEC**
Абу Даби, ОАЭ, 9–12 ноября
ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби — естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.

выставка **MANGYSTAU OIL & GAS**
Актау, Казахстан, 10–12 ноября
MANGYSTAU.OIL-GAS.KZ

Традиционная площадка для делового общения казахстанских и зарубежных специалистов, ознакомления с новыми технологиями и демонстрации потенциала региона.

выставка **САХАПРОМЭКСПО-2015. НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск, 10–12 ноября
SES.NET.RU

Продуктивное и деловое событие для региона. Ведущие предприятия отрасли ежегодно представляют здесь свои достижения, а для молодых компаний выставка — хороший старт.

конференция **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 11 ноября
ROGSUMMIT.RU

Площадка взаимодействия для руководителей отраслевых и сервисных нефтегазовых компаний, представителей федеральных министерств, а также экспертов сегмента «upstream».

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Президента Республики Татарстан, Правительства Республики Татарстан,
Министерства Промышленности и Торговли РТ, ТПП РФ, ТПП РТ,
Администрации города Набережные Челны и ПАО КАМАЗ

KAMAZ

23–25 СЕНТЯБРЯ 2015

II МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

ВЫСТАВКА-ПЛОЩАДКА ПО ЗАКУПКАМ ПАО «КАМАЗ»

КАМСКИЕ ЗАВОДЫ

НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ
ЗДАНИЕ ПП «ЧЕЛНЫ-АГРЕГАТ»
НАПРОТИВ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ
ДИРЕКЦИИ ПАО «КАМАЗ»

АДРЕС: АВТОСБОРОЧНЫЙ ПРОЕЗД, 13А
ТЕЛ. +7 (8552) 38-49-47

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

WWW.KAMZAVOD.COM

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 681-04-25. new-m@mail.ru

TATNEFT 65 лет

70 лет НГДУ "Лениногорскнефть" 1945–2015

ТАТБУРНЕФТЬ управляющая компания 60 лет

20-22 ОКТЯБРЯ 2015

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК

Выставка проводится при поддержке: Президента Республики Татарстан, Правительства Республики Татарстан, Министерства Промышленности и Торговли РТ, Министерства экологии и природных ресурсов РТ, ТПП РФ, ТПП РТ, Академии Наук Республики Татарстан,Администрации Альметьевского района и города Альметьевск

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 350-13-85, new-m@mail.ru

12+
КАЖДЫЙ ДЕНЬ –
НОВЫЙ ВЫЗОВ
КАЧАЯ НЕФТЬ:
РЕАЛЬНЫЕ БУДНИ
4 СЕНТЯБРЯ В 22.00 (МСК)
Discovery HD
CHANNEL
тмс-групп.рф
discoverychannel.ru