№5 (58) СЕНТЯБРЬ 2017

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

Исследование скважин Уренгойского НГКМ

Газлифтная эксплуатация на Оренбургском НГКМ

РОСНЕФТЬ

Кислотные обработки на Гремихинском месторождении

Борьба с гипсовыми отложениями на Верхнечонском месторождении

НОВАТЭК

Повышение успешности разведочного бурения

ПОЛИТЕХНИКА

Склад ГСМ в считанные дни

БЕТОННОЕ ПОЛОТНО

Открытие первого в мире демонстрационного парка в Подмосковье

Available on the App Store

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

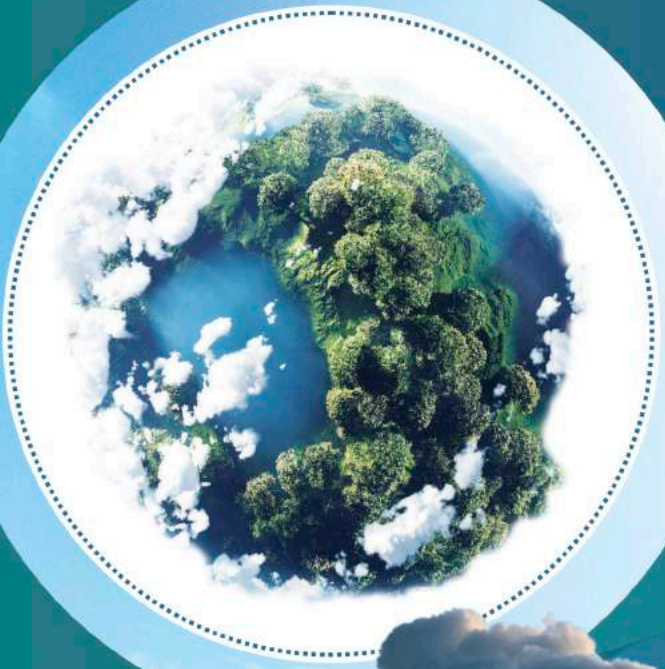
Подписывайтесь на нас в социальных сетях: facebook.com/runeft instagram.com/runeft

ЭКРОС ИНЖИНИРИНГ

СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

ЗАО «Экрос–Инжиниринг»
199178, Санкт–Петербург, ВО, Малый пр., д. 58 литера А

www.ingecros.ru



- Комплектация, монтаж и сервисное обслуживание аналитических приборов и лабораторного оборудования
- Создание и введение в эксплуатацию систем АСУ ТП

ЭКРОС ИНЖИНИРИНГ

- Создание технологических установок химического синтеза особо чистых и специальных веществ
- Проектирование и строительство комплексов переработки опасных и коммунальных отходов
- Проектирование и создание химических технологий и промышленное строительство

- Создание систем управления промышленными выбросами и экологического мониторинга территорий

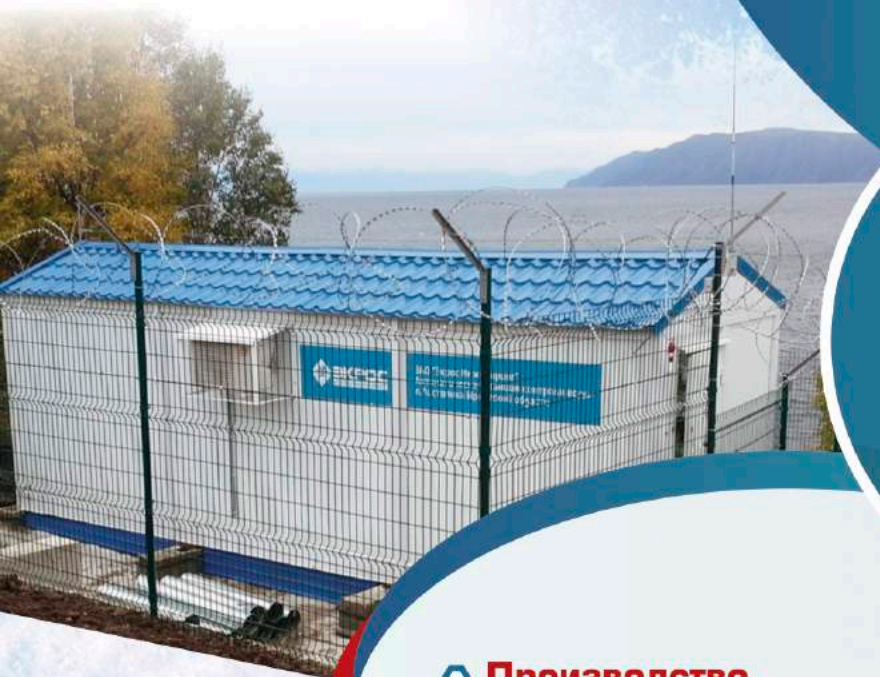
ЗАО «Экрос–Инжиниринг»
тел.: +7 (812) 322–71–77; 425–44–77; 425–44–10

Автоматические системы экологического мониторинга природных и сточных вод:

- **Передвижная экологическая лаборатория**
- **Автоматическая станция контроля поверхностных вод**
- **Плавучая станция экологического мониторинга поверхностных вод на основе навигационного буя**

info@ingecros.ru

УПРАВЛЕНИЕ ЭКОЛОГИЯ МОНИТОРИНГ
ЭКРОС-ИНЖИНИРИНГ



- **Производство измерительных приборов и комплексов для мониторинга, АПК ЭкоСмарт**

UNITED CONCRETE CANVAS RUSSIA

+7 (495) 937-77-80
www.uccr.su
info@uccr.su
г. Москва, ул. Никольская, 10

1 Обвалование

Используется для обвалования резервуарного парка, трубопровода, газопровода, скважин и других сооружений. Материал влагонепроницаемый и имеет высокую огнестойкость, обладает превосходной химической устойчивостью к агрессивным средам.

2 Футеровка бассейнов и резервуаров

Применяется для футеровки резервуаров с нефтепродуктами, ГСМ и химическими веществами, для футеровки пожарных бассейнов. Материал является превосходной защитой от затопления или разлива нефтепродуктов.

3 Укрепление склонов

Подходит для защиты любых склонов и насыпей от разрушения и вымывания под действием ветра, поверхностных стоков, осадков, подвижности грунта и деградации окружающей среды.

Посетите демонстрационный парк United Concrete Canvas Russia в Подмосковье

Подробнее на стр. 34

4 Укрепление траншей и канав

Универсальное решение для футеровки любых траншей, в том числе технического назначения. Материал обеспечивает полную гидроизоляцию, устойчив к гидрологическим нагрузкам, морозному пучению и резким перепадам температур.

5 Укрепление габионов

Долгосрочное решение для восстановления и укрепления габионов и других конструкций. Материал прочно фиксирует конструкцию, создавая каркас из армированного бетона, препятствуя сдвигам и разрушению.

6 Создание бетонных палаток

Создание временных жилых и складских сооружений. Сборка занимает всего час и уже через сутки палатка превращается в надежное долговременное сооружение, не подверженное неблагоприятному влиянию внешней среды.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геофизика

12 И.Г. Ященко География и физико-химические свойства сернистой нефти

21 Е.Е. Андреева, Л.З. Анисимова, А.С. Борисов, М.Я. Боровский Эколого-геофизический мониторинг и гидрогеохимия подземных вод территорий нефтеразработок

27 А.А. Куркин Причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении в Ямальской и Гыданской НГО

Связь и навигация

33 GTNT — спутниковая связь для решения любых задач!

Строительство

34 Возможности бетона в рулоне Concrete Canvas показали в демо-парке

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

36 С.Н. Трубавин, В.В. Ульянов, Е.А. Кибирев, К.В. Рымаренко, В.С. Бак, П.Е. Историн, М.Т. Нухаев. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ

41 Н.С. Булдакова, О.А. Овечкина, Н.В. Новикова, Е.Ю. Коробейникова, Э.З. Короткова. Повышение эффективности кислотных обработок на верейском объекте Гремихинского месторождения

46 Новая разработка ГК «ССТ» снижает энергозатраты при добыче высоковязкой нефти на 50%

49 Д.М. Васильев, Ю.А. Котенёв. Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения

55 И.В. Валекжанин, А.И. Волошин, Д.В. Кушнаренко, Р.У. Кунаев. Задавка ингибитора в пласт Верхнечонского месторождения для предупреждения отложения гипса из попутно-добываемых рассолов

Газовая промышленность

60 Г.С. Ли, О.А. Шигидин, А.С. Голованов. Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения

64 С. Барышев. ЭНЕРГАЗ — 10 лет в ТЭК

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (58) сентябрь 2017

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru
УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 09-17/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 05.09.2017
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

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

ТРАНСПОРТИРОВКА

Арматура

72 Запорно-регулирующая арматура марки «ТЕРМОБРЕСТ»

Компрессоры

75 ОАО «Бежецкий завод «АСО» Шагаем в ногу со временем

Трубопровод

76 С.Л. Голофаст, А.Ю. Владова. Интеграция результатов мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов

84 В.В. Шайдаков, К.В. Чернова. Эксплуатационные изменения свойств трубной стали в нефтедобыче

Коррозия

88 Почему крупные нефтегазовые компании уходят от привлечения подрядчиков на ремонтные работы?

Хранение

91 Склад ГСМ в считанные дни

Оборудование

92 Инженерные кадры «Зеленодольского завода имени А.М. Горького»

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Проектирование

96 Д.В. Синицын Комплексное проектирование технологических производств

КИПиА

Автоматизация

98 И.А. Шайнуров Станция телемеханики нового поколения на базе контроллера Phoenix Contact

Измерительные приборы

102 В.М. Карюк, А.В. Мальков, В.Н. Бойков, А.С. Суродеев. Экспериментальное определение методической погрешности измерения температуры газового потока в стальной трубе с помощью накладных датчиков температуры

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

106 ООО «СЭП»: Инновационные технологии и поставки оборудования нового поколения

МЕРОПРИЯТИЯ 108

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

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Перова Е.Г. / lepero@runeft.ru

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

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

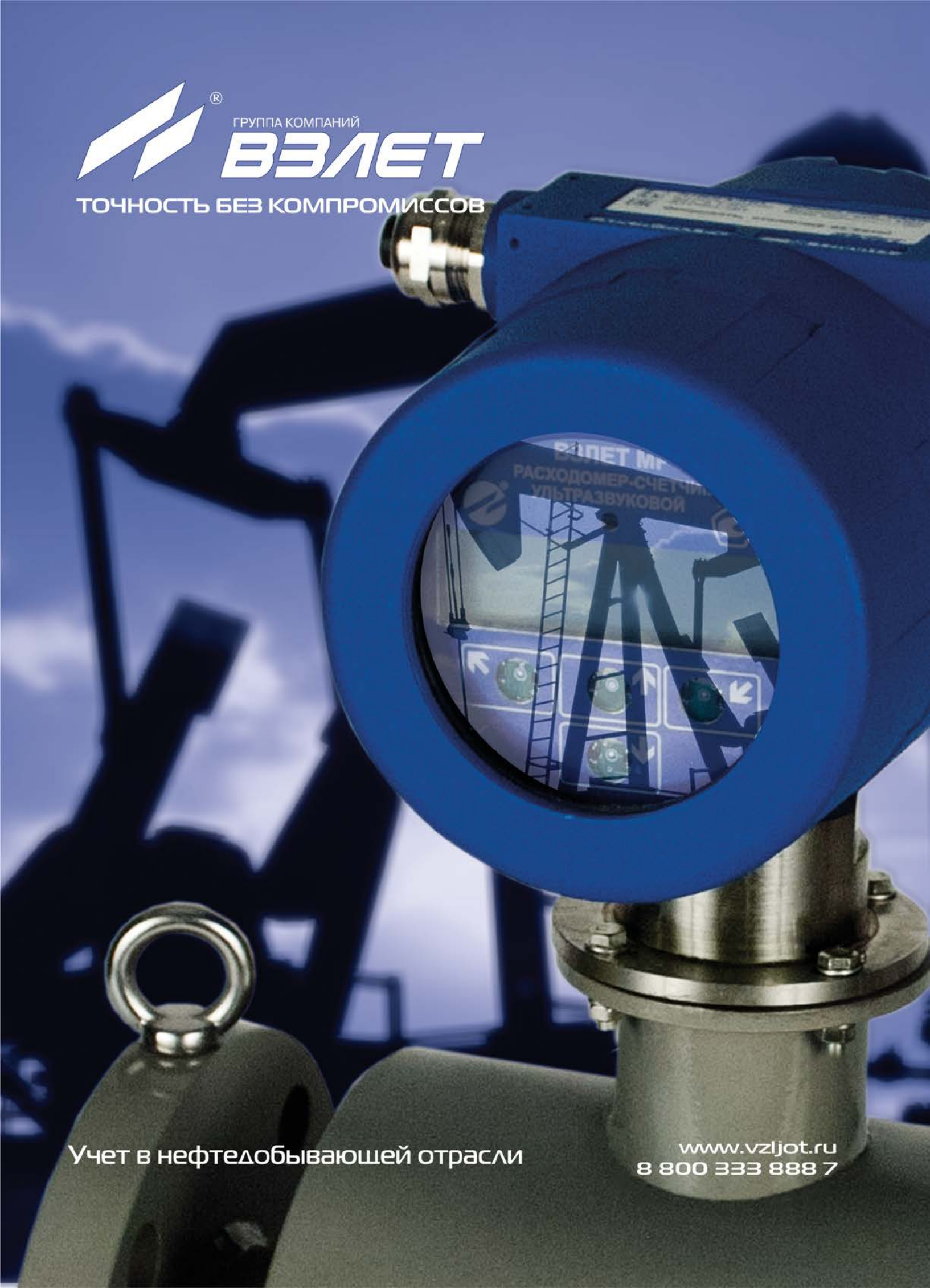
ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru
Николайзина А.И. / general@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / vsmanukov@gmail.com
Гогоненков Г.Н. / gogonenkov@vnigni.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru
Ахапкин М.Ю.
Индрупский И.М. / i-ind@ipng.ru

ГРУППА КОМПАНИЙ

ВЗЛЕТ®

ТОЧНОСТЬ БЕЗ КОМПРОМИССОВ



Учет в нефтедобывающей отрасли

www.vzljot.ru
8 800 333 888 7

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
5 (58) september 2017

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

DIRECTOR:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR IN CHIEF:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

EDITOR
Elena Perova / lepero@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru
Anastasia Nikolayzina / general@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / vsmanukov@gmail.com
Georgiy Gogonenkov / gogonenkov@vnigni.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru
Mikhail Akhapkin
Il'ya Indrupskiy / i-ind@ipng.ru

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

ISSUE DATE: 05.09.2017

CIRCULATION: 10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geophysics **12**

Irina.G. Yashchenko. Geography and physical-chemical properties of sulfur oils 12

Evgeniya E. Andreeva, Liliya Z. Anisimova, Anatoliy S. Borisov, Mikhail Y. Borovskiy. Ecological-geophysical monitoring and hydrogeochemistry of the underground water of oil fields 21

Aleksandr A. Kurkin Reasons for exploration failures of anticlinal prospects in Yamal and Gydan regions of West-Siberia 27

PRODUCTION

Oil production **36**

Sergey N. Trubavin, Vladimir V. Ul'yanov, Evgeniy A. Kibirev, Konstantin V. Rymarenko, Viktor S. Bak, Pavel E. Istorin, Marat T. Nukhaev. Results of pilot tests for gaslift optimization of the wells of the Orenburgskoe oil and gas condensate field 36

Nadezhda S. Buldakova, Olga A. Ovechkina, Nadezhda V. Novikova, Elena Y. Korobejnikova, Elvira Z. Korotkova. The efficiency increasing of acid treatments on the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe field 41

Dmitry M. Vasilev, Yury A. Kotenev
Rationale for choosing wells for well intervention of mature production fields 49

Il'ya V. Valekzhanin, Alexander I. Voloshin, Denis V. Kushnarenko, Roman U. Kunaev
The inhibitor squeezing into the reservoir of the Verkhnechonskoe field prevents from the gypsum scale precipitation of the associated salt waters 55

Gas industry **60**

Gerasim S. Li, Oleg A. Shigidin, Anton A. Golovanov
Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyskoe field 60

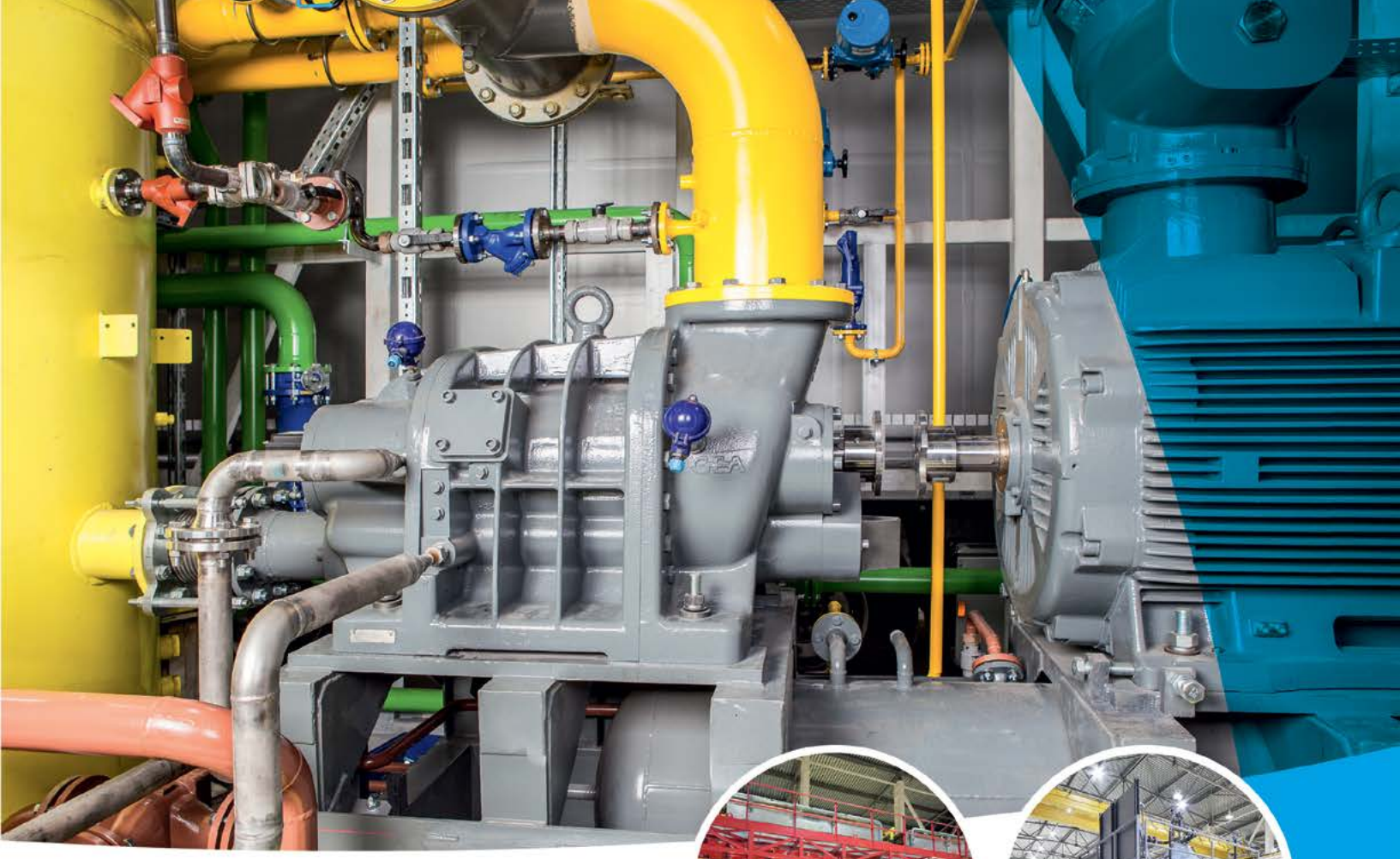
PRODUCTION

Pipeline **76**

Sergey L. Golofast, Alla Yu. Vladova
Integration of results of monitoring technical conditions of transfer pipelines 76

Vladimir V. Shaidakov, Katerina V. Chernova
Tube steel operation properties changes in oil production 84

Activities **108**



Оборудование и решения ГЕА

для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
- Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
- Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
- Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
- Склад запасных частей в Москве и области;
- Мировой опыт концерна;
- Производство в России.

СДЕЛАНО В РОССИИ

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6а.
Т: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

Уважаемые работники и ветераны нефтяной и газовой промышленности, дорогие коллеги!

От имени Министерства энергетики Российской Федерации и от себя лично поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Устойчивое развитие нефтегазового комплекса было и остается приоритетной для страны задачей. Российские нефтяники и газовики уже не раз доказывали свою способность мобилизовать все ресурсы и добиться нужного результата. На сегодняшний день отрасль демонстрирует высокие показатели, обеспечивая себе лидирующие позиции на мировых рынках. В прошлом году был поставлен национальный рекорд по добыче нефти — 547,5 млн т.

Перед нами стоят сложные задачи по модернизации, вводу новых крупных месторождений, строительству современных перерабатывающих предприятий, повышению эффективности добычи и производительности труда, подготовке кадров и экологическому контролю. Уверен, что благодаря вашей преданности делу, высокому профессионализму и славным традициям, заложенным много десятилетий назад, российский нефтегазовый комплекс достигнет всех поставленных целей.

Желаю вам новых трудовых побед, здоровья, бодрости духа и благополучия!

Министр энергетики
Российской Федерации
А.В. Новак

Дорогие коллеги!

Поздравляем с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

В прошлом году, отметив профессиональный праздник, ЛУКОЙЛ ввел в промышленную эксплуатацию проекты, которые укрепили фундамент развития Компании на десятилетия вперед — месторождения имени Владимира Филановского на Каспии, в запуске которого принял участие Президент России В.В. Путин, и Пякяхинское на Ямале.

Также завершена многолетняя программа модернизации нефтеперерабатывающей инфраструктуры, которой мы имеем все основания гордиться. Выведено на российский рынок наше новое инновационное топливо.

По ключевым финансовым показателям прошлого года мы были отмечены среди мировых лидеров, что нашло отражение в росте капитализации Компании.

Это основные, но далеко не все наши успехи.

Благодарности за добросовестный труд достоин каждый сотрудник ЛУКОЙЛа — на вахте Крайнего Севера и нефтяной платформе, в цехах и лабораториях, офисах и на АЗС.

Мы всегда стремились выполнять все обязательства перед нашим многотысячным коллективом, государством и обществом, так будет и впредь.

От всей души поздравляем вас с профессиональным праздником! Желаем здоровья, семейного благополучия и новых достижений!

Вагит Алекперов,
Президент ПАО «ЛУКОЙЛ»

Георгий Кирадиев,
Председатель Совета
МОПО ПАО «ЛУКОЙЛ»

УДК 550. 361:553.982

География и физико-химические свойства сернистой нефти

И.Г. Ященко
к.г.-м.н., зав. лаб.
sric@ipc.tsc.ru

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия

В условиях роста объемов добычи углеводородного сырья во всем мире, при существенном истощении запасов нефти средней и малой плотности и вязкости в относительно неглубоко залегающих горизонтах, становятся актуальными вопросы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Речь идет о сложных геологических условиях залегания (большие глубины, сложное строение залежи и т.д.) и характеристиках самих нефтей

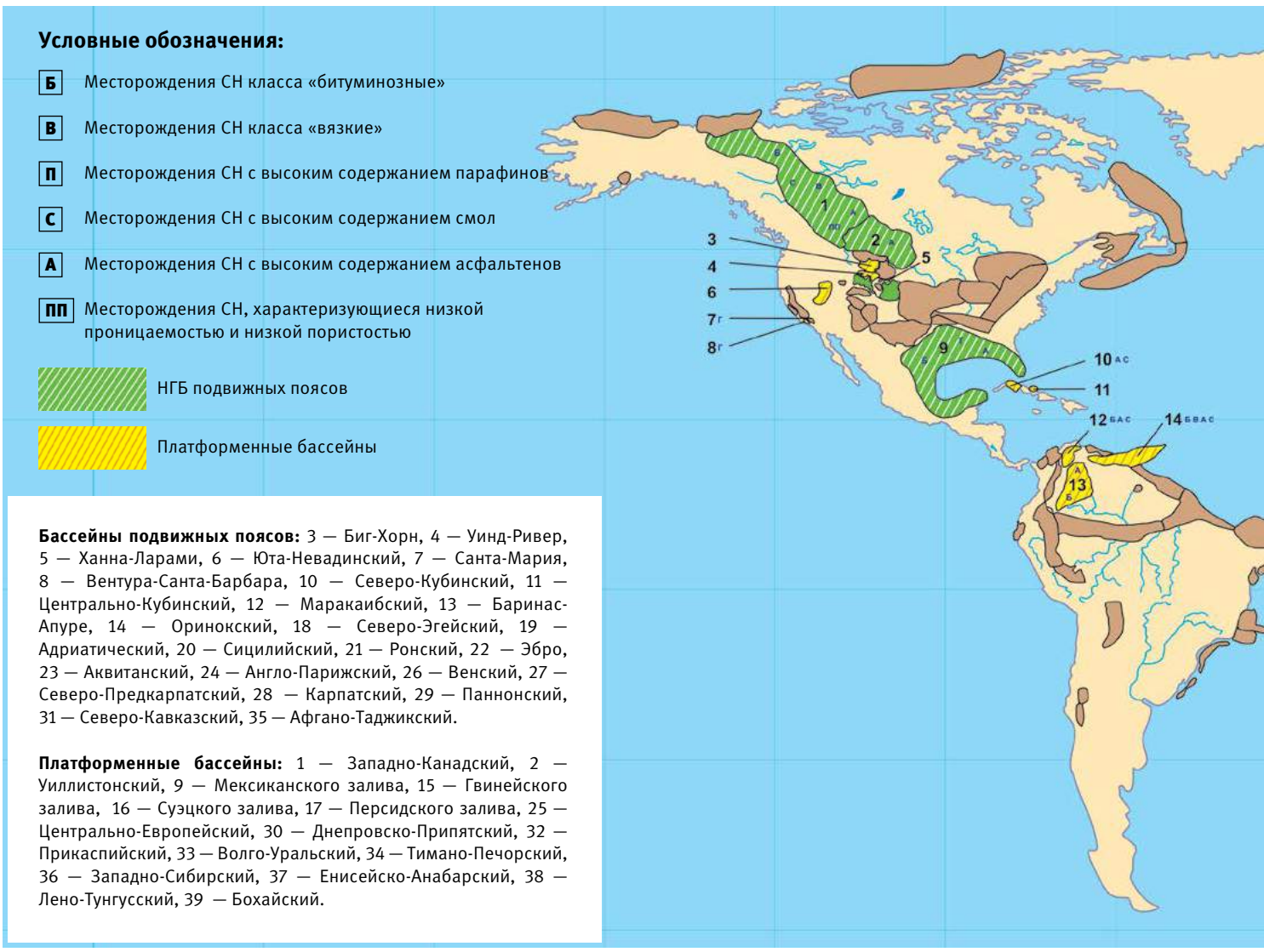
Сернистые нефти (СН), как трудноизвлекаемые нефти [1], известны такими качествами, как высокая плотность и вязкость. Помимо этого, в связи с высочайшей коррозионной способностью сероводорода, затрудняется реализация всех этапов освоения СН, особенно разработка залежей и переработка СН на нефтехимических предприятиях [2–5].

Известно, что высокое содержание серы в нефти влияет не только на технологии её освоения, транспортировки, переработки и утилизации, но и на степень неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Все это вынуждает исследовать размещение СН, содержание серы в этих нефтях и особенности физико-химических свойств и условий их залегания более детально.

Промышленное извлечение серы как побочного продукта при переработке нефтегазового сырья началось в 50–60-е гг. прошлого века, а с 1980-х гг. — большая часть серы в мире производится как побочный продукт при переработке нефти и газа.

Точных данных по объему мировых запасов серы не существует. По оценкам геологической службы США, они составляют около 5 млрд т, а по данным специалистов компании «Газпром», глобальные ресурсы серы только в газовых месторождениях могут достигнуть 10–20 млрд т [6–8]. Мировое производство серы в 2015 г. составило более 60 млн т. В дальнейшем прирост объемов производства будет обеспечен в основном за счет увеличения добычи и переработки нефти и природного газа, разработки и ввода в эксплуатацию новых нефтегазовых месторождений с высоким содержанием серы в сырье, ужесточения требований к содержанию серы в топливе, а также увеличения доли СН.

Во всем мире запасы СН очень велики. Для Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) проблема СН имеет особое значение. Здесь располагаются миллионы тонн разведанных запасов СН, что требует особого отношения к их производству и существенного изменения политики в подготовке запасов рассматриваемых нефтей как в этом бассейне, так и в новых центрах нефтедобычи [9].



Бассейны подвижных поясов: 3 — Биг-Хорн, 4 — Уинд-Ривер, 5 — Ханна-Ларами, 6 — Юта-Невадинский, 7 — Санта-Мария, 8 — Вентура-Санта-Барбара, 10 — Северо-Кубинский, 11 — Центрально-Кубинский, 12 — Маракаибский, 13 — Баринас-Апуре, 14 — Оринокский, 18 — Северо-Эгейский, 19 — Адриатический, 20 — Сицилийский, 21 — Ронский, 22 — Эбро, 23 — Аквитанский, 24 — Англо-Парижский, 26 — Венский, 27 — Северо-Предкарпатский, 28 — Карпатский, 29 — Паннонский, 31 — Северо-Кавказский, 35 — Афгано-Таджикский.

Платформенные бассейны: 1 — Западно-Канадский, 2 — Уиллистонский, 9 — Мексиканского залива, 15 — Гвинейского залива, 16 — Суэцкого залива, 17 — Персидского залива, 25 — Центрально-Европейский, 30 — Днепровско-Припятский, 32 — Прикаспийский, 33 — Волго-Уральский, 34 — Тимано-Печорский, 36 — Западно-Сибирский, 37 — Енисейско-Анабарский, 38 — Лено-Тунгусский, 39 — Бохайский.

Рис. 1 — Карта распределения нефтегазоносных бассейнов с сернистыми нефтями

с аномальными физико-химическими свойствами, в частности, сернистых нефтей (СН). Именно СН, являясь одним из видов трудноизвлекаемых нефтей, обладают параметрами, существенно затрудняющими процессы освоения их запасов.

Материалы и методы
База данных ИХН СО РАН по физико-химическим свойствам нефти, содержащая общий объем информации из 32300 описаний образцов нефти мира; методы геостатистического и пространственного анализа.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые нефти, физико-химические свойства нефти, сернистые нефти, нефтегазоносные бассейны

1. Особенности размещения, свойств и условий залегания СН

Для проведения исследований путем анализа многочисленных литературных источников в Институте химии нефти СО РАН собран обширный фактический материал по физическим свойствам и химическому составу нефтей мира, а также о геологических характеристиках нефтеносных бассейнов. На основе этого материала была сформирована база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей мира. При ее формировании в качестве источника информации используются все доступные справочники, монографии, научные статьи и др.

В настоящее время в БД представлено описание более 32300 образцов нефтей из 300 НГБ. Для исследования особенностей физико-химических свойств СН на основе информации из БД был сформирован массив данных. К СН, в соответствии с классификацией [9], относим образцы нефти с содержанием серы 3 мас.% и выше. Сформированный массив данных о свойствах СН составил 1003 записей по 389 месторождениям 39 НГБ на нефтегазоносных территориях Азии, Европы, Северной и Южной Америки, и Африки (рис. 1). Как видно из таб. 1, скопления СН довольно широко распространены в земной коре и свойственны почти всем геотектоническим типам НГБ (бассейны подвижных поясов, платформенные бассейны и бассейны переходных зон [10]). В таб. 1 приведен перечень основных НГБ двух геотектонических типов, а также указано количество месторождений с СН и средние (по территории НГБ) значения содержания серы в СН бассейна. Наибольшее количество скоплений СН связано с НГБ платформенного типа (древние и молодые платформы) — более 83% месторождений, в то время как на месторождениях НГБ платформенного типа в целом средне-бассейновое содержание серы ниже по сравнению с сернистостью нефтей бассейнов подвижных поясов: 4,56 и 6,00% соответственно, что согласуется с данными как нашей работы, так и работами других авторов [11–13].

На рис. 2 приведена диаграмма распределения запасов СН по НГБ. Далее, на наш взгляд, следует рассмотреть основные характеристики СН. В таб. 2 представлена информация о средних значениях физико-химических характеристик СН, пластовых температурах и давлениях, характеристиках коллекторов.

Плотность

СН обладают в среднем высокой плотностью (таб. 3) и относятся к классу «сверхтяжелая» (изменение плотности по классификации [9] — 0,92 ÷ 0,96г/см^3), что является одним из важных факторов отнесения СН к трудноизвлекаемым. Плотность изменяется в диапазоне 0,80–1,08 г/см^3. Величина более 1,00 г/см^3 характерна для плотности нефти

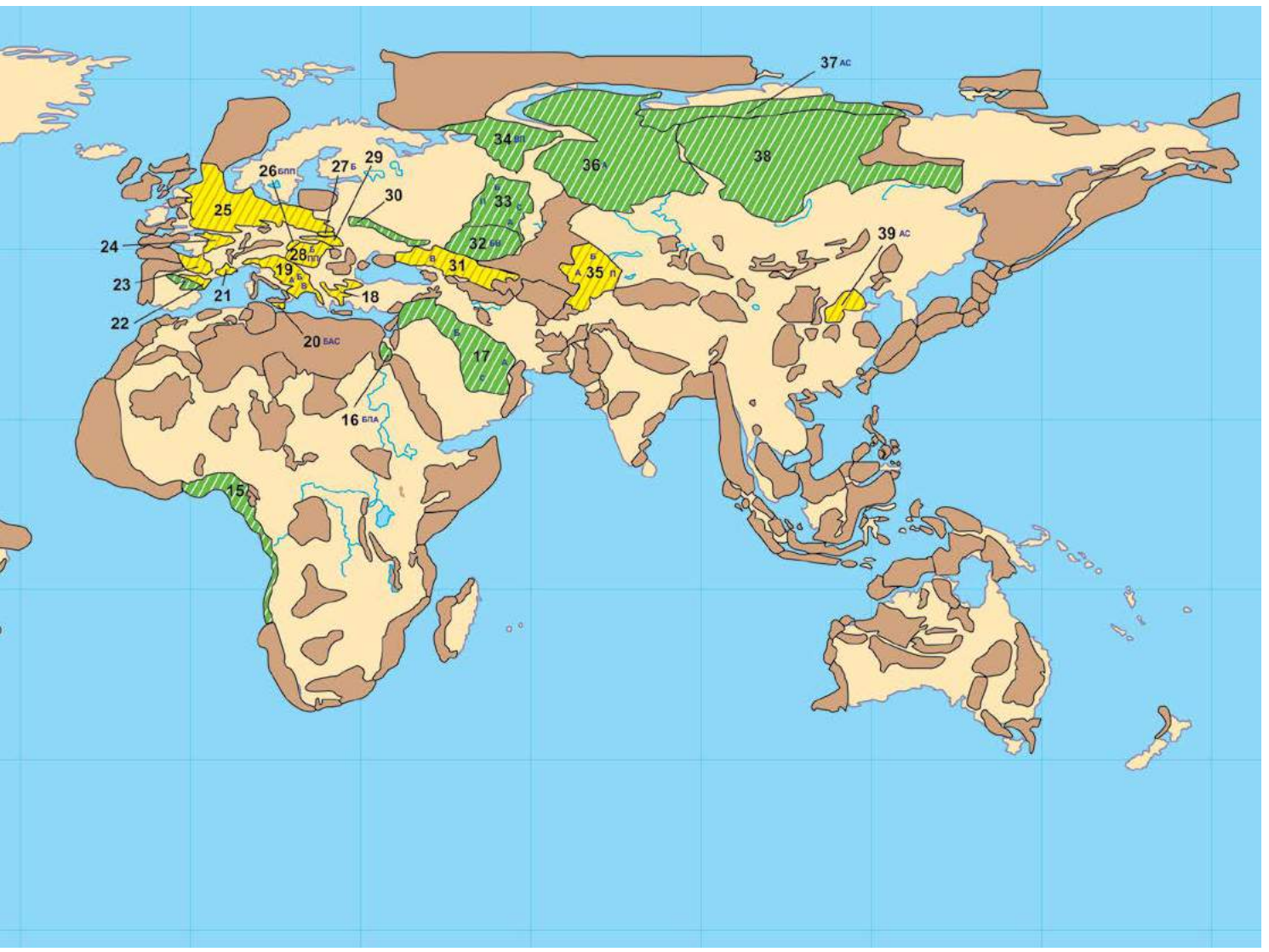


Fig. 1 — The allocation map of oil and gas basins with sulfur oils

класса «битуминозная» (более 0,96 г/см3 [9]) месторождений бассейнов подвижных поясов и платформенного типа, отмеченных на рис. 1 литерой «Б».

Вязкость при 20°С

СН в среднем являются сверхвязкими (вязкость более 500 мм2/с [9]), усугубляя тем самым свою трудноизвлекаемость. Всего из БД установлено 149 месторождений с сернистыми и вязкими нефтями, относящиеся к бассейнам платформенного типа, а также находящиеся в пределах НГБ подвижных поясов (рис. 1, литера «В»).

Содержание парафинов

Этот компонент является одной из важнейших характеристик СН. Во многих из них парафины содержатся в незначительных количествах, в целом содержание парафинов СН изменяется от минимальных значений (менее 1%) до 19%, в среднем СН относятся к классу «среднепарафинистая нефть». НГБ с парафинистыми месторождениями представлены на рис. 1 литерой «П» (содержание парафинов 1,5 ÷ 6% [9]). Максимальное значение парафинистости (18,6% и выше) определено для СН месторождений Афгано-Таджикского НГБ).

Тип нефтегазоносного бассейна	Нефтегазоносный бассейн	Количество месторождений с СН	Средне-бассейновое содержание серы в СН, мас. %
Бассейны подвижных поясов	Адриатический	7	5,23
	Аквитанский	2	4,40
	Англо-Парижский	1	4,6
	Афгано-Таджикский	12	4,70
	Баринас-Апуре	1	6,20
	Биг-Хорн	4	3,27
	Венский	1	6,00
	Вентура-Санта-Барбара	1	4,10
	Карпатский	3	6,46
	Маракаибский	4	4,83
	Оринокский	7	4,32
	Паннонский	1	3,30
	Ронский	1	5,00
	Санта-Мария	4	4,75
	Северо-Кавказский	2	14,50
	Северо-Кубинский	4	5,65
	Северо-Предкарпатский	1	8,00
	Северо-Эгейский	1	4,00
	Сицилийский	1	7,90
	Уинд-Ривер	1	20,10
	Ханна-Ларами	1	3,00
	Центрально-Кубинский	1	4,90
	Эбро	1	5,00
	Юта-Невадинский	1	3,90
Платформенные бассейны (древние и молодые платформы)	Бохайский	1	3,01
	Волго-Уральский	224	3,79
	Гвинейского залива	1	3,10
	Днепровско-Припятский	4	5,75
	Енисейско-Анабарский	1	3,40
	Западно-Канадский	6	4,78
	Западно-Сибирский	6	4,25
	Лено-Тунгусский	4	6,34
	Мексиканского залива	24	4,16
	Персидского залива	26	5,54
	Прикаспийский	5	4,41
	Суэцкого залива	11	3,75
	Тимано-Печорский	6	3,30
	Уиллистонский	4	3,23
	Центрально-Европейский	1	9,60

Таб. 1 — Данные о СН основных нефтегазоносных бассейнах мира
Tab. 1 — The data on the sulfur oils of the main oil and gas basins of the world

Содержание смол

Концентрация смол изменяется в очень широких пределах. Максимальное содержание смол, около 78%, отмечается на месторождении Волго-Уральского НГБ — Ашальчинское. Чрезвычайно высокие концентрации смол (более 30%, нефть класса «сверхвысокосмолистая» [9]) характерны для многих Волго-Уральских месторождений и других месторождений платформенных бассейнов: Атабаска и Ллойдминстер (Западно-Канадский НГБ), Южно-Тигянское (Енисейско-Анабарский НГБ), Кайяра (бассейн Персидского залива), Шэнли (Бохайский НГБ). Отмечены месторождения со сверхвысокосмолистыми нефтями и в пределах НГБ подвижных поясов, это в основном нефти Афгано-Таджикского бассейна, а также месторождений Джела (Сицилийский НГБ), Боскан (Маракаибский НГБ), Варадеро (Северо-Кубинский НГБ), Питч Лейк (Оринокский НГБ).

Содержание асфальтенов

В среднем СН относятся к классу «среднеасфальтеновая нефть» (3 ÷ 10%, таб. 2). Высокое содержание асфальтенов (более 10%, нефть класса «высокоасфальтеновая») характерно для СН бассейнов как платформенного типа, так и для месторождений НГБ подвижных поясов (рис. 1, литера «А»). Максимальные концентрации асфальтенов (30–60%) наблюдаются в нефтях месторождений следующих НГБ: Западно-Канадского, Оринокского, Баринас-Апуре, Адриатического, Волго-Уральского.

Газосодержание

Содержание нефтяного газа в СН низкое, изменяется от 0,5 до 198 м^3/т, что является еще одним фактором отнесения СН к трудноизвлекаемым. Наиболее обеднены нефтяным газом СН месторождений Волго-Уральского, Афгано-Таджикского, Уиллистон. Газосодержание более 100 м^3/т отмечено для НГБ подвижных поясов — Вентура-Санта-Барбара, Санта-Мария, бассейнов платформенного типа — ВУНГБ, Днепровско-Припятский, Персидского залива.

Пластовая температура

Нефти в залежах с пластовой температурой ниже 20 и выше 100°С относятся к трудноизвлекаемым [9]. Температура залежей СН изменяется в широких пределах — от 7,2 до 106°С, в среднем пластовая температура не достигает 34°С. Самая низкая температура пласта (7,2°С) с малой глубиной залегания 150 м установлена для месторождения Атабаска Западно-Канадского бассейна. Пластовая температура от 75 до 100°С отмечена на глубине 1600–4000 м в месторождениях бассейна Персидского залива, Днепровско-Припятского, Мексиканского залива, Сицилийского и Юта-Невадинского. Максимальная температура — более 100°С — установлена для «горячих» пластов с глубиной залегания 3884 м месторождения Бузырган Персидского залива.

Проницаемость и пористость

Эти показатели очень важны для характеристики коллекторов, в которых залегает СН, и определяют нефти как трудноизвлекаемые при проницаемости ниже 0,05 мкм^2 и пористости пород менее 8%, такие значения пористости

и проницаемости установлены для некоторых бассейнов, отмеченных на рис. 1 литерой «ПП».

Распределение по глубине

Отложения, содержащие залежи СН, характеризуются широким глубинным диапазоном — от поверхности до 4000 м. Распределение мировых запасов СН по глубине представлено на рис. 3

Стратиграфическое распределение

СН характеризуются широким возрастным диапазоном: образцы СН встречаются в кайнозойских отложениях, в мезозойских отложениях, а также в палеозойских. При этом абсолютное большинство запасов сосредоточено в мезозойских отложениях и составляет почти 90% мировых запасов, в молодых кайнозойских породах запасы СН наименьшие и доля равна более 3%, более древние палеозойские СН также имеют невысокие запасы — 7% (рис. 4) [9].

2. Особенности СН России

Как можно увидеть на рис. 1, российские СН расположены в 6 НГБ: Волго-Уральском, Западно-Сибирском, Енисейско-Анабарском, Лено-Тунгусском, Северо-Кавказском и Тимано-Печорском. Как было указано, на территории России наибольшими запасами СН обладают Волго-Уральский и Западно-Сибирский НГБ: в сумме около 5,4% мировых запасов СН (рис. 2). Уникальными и крупными по запасам являются следующие месторождения: в ВУНГБ — Ромашкинское, Туймазинское, Мухановское, Юсуповское, Шкаповское, Аксубаево-Мокшинское, Гремихинское, Чутырско-Киенгопсинское, Манчаровское и т.д., в Западной Сибири — Самотлорское, Самбургское, Южно-Сургутское и Усть-Балыкское.

В процессе исследования был сформирован массив данных о свойствах российских СН, объем которого составил 698 образца из 244 месторождений. Большинство месторождений расположено на территории ВУНГБ — 225 месторождений; в Западной Сибири и Тимано-Печорском НГБ — по 6 месторождений; в Лено-Тунгусском НГБ — 4; в Северо-Кавказском — 2 (Красно-Камышанское и Олейниковское); в Енисейско-Анабарском — 1 месторождение (Южно-Тигянское).

Волго-Уральские СН (98%) залегают в основном до 2000 м и только нефти 6 месторождений (Елгачихинское, Репьевское, Сергеевское, Султангулов-Заглядинское, Тананыкское и Шафрановское) залегают ниже 2000 м. СН ВУНГБ являются палеозойскими, в основном находятся в каменноугольных отложениях (76,2% образцов), в пермских и девонских отложениях — 13,8 и 10% соответственно.

В Западной Сибири СН находятся в пластах с глубинным интервалом 2083–2750 м, стратиграфический диапазон — от верхней юры до нижнего мела. Тимано-Печорские СН имеют более широкое стратиграфическое и глубинное распределения: от верхнего девона до нижнего и среднего триаса, пределы глубины залегания — от 950 до 3207 м. В Лено-Тунгусском бассейне СН залегают от 30 до 2144 м. Северо-Кавказские СН являются нижнемеловыми, залежи в Олейниковском месторождении на глубине 978 м, в Красно-Камышанском — 2232 м. СН Южно-Тигянского месторождения из Енисейско-Анабарского НГБ относятся к нижнепермским отложениям.

В данной работе были проанализированы основные характеристики СН рассматриваемых бассейнов. В таб. 3 представлена информация о средних значениях физико-химических свойств российских СН [9]. По сравнению со свойствами среднемировых СН, Волго-Уральские, Западно-Сибирские, Ленно-Тунгусские и Северо-Кавказские менее тяжелые, а Тимано-Печорские и Енисей-Анабарские нефти, наоборот, характеризуются наибольшей плотностью по сравнению с среднемировыми СН. Вязкость российских СН намного ниже значения вязкости остальных СН, исключение составляют СН ВУНГБ, вязкость которых сопоставима с вязкостью среднемировых нефтей. Необходимо отметить, что СН Лено-Тунгусского и Северо-Кавказского бассейнов, по своим физическим свойствам, относятся к легким и маловязким. По имеющимся данным, парафинистость Тимано-Печорских и Северо-Кавказских СН гораздо выше уровня среднемировых (более чем в 2 раза), а Волго-Уральские и Западно-Сибирские — с меньшим содержанием парафинов, смол и асфальтенов, но по значению сернистости равны или чуть выше среднемировых значений (таб. 2). Самыми сернистыми и парафинистыми оказались СН Северо-Кавказского НГБ.

Рассмотрим более подробно свойства СН ВУНГб и ЗСНГБ, как основных российских бассейнов с залежами СН. Установлено, что в ЗСНГБ максимальное количество серы отмечено в нефти Самбургского месторождения (9,16%), для Волго-Уральского НГБ сернистость максимальна (7,8%) в природных битумах месторождения Садкинское (Средне-Волжская нефтегазоносная область), далее содержание серы в диапазоне 5–7% характерно в основном для СН месторождений

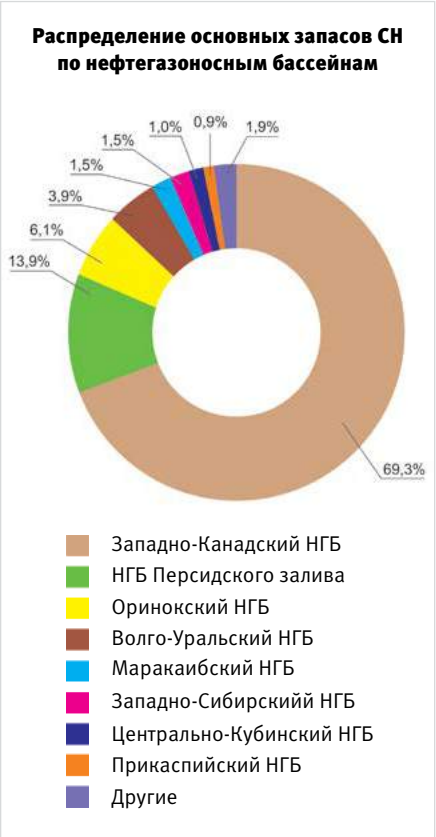


Рис. 2 — Распределение основных запасов СН по нефтегазоносным бассейнам

Fig. 2 — The allocation of the sulfur oils reserves within oil and gas basins of the world

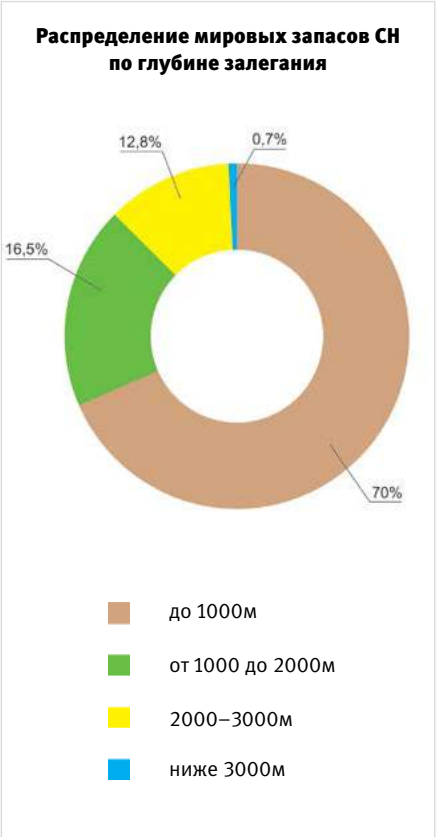


Рис. 3 — Распределение мировых запасов СН по глубине залегания

Fig. 3 — Physical and chemical properties of the sulfur oils and conditions of their occurrence

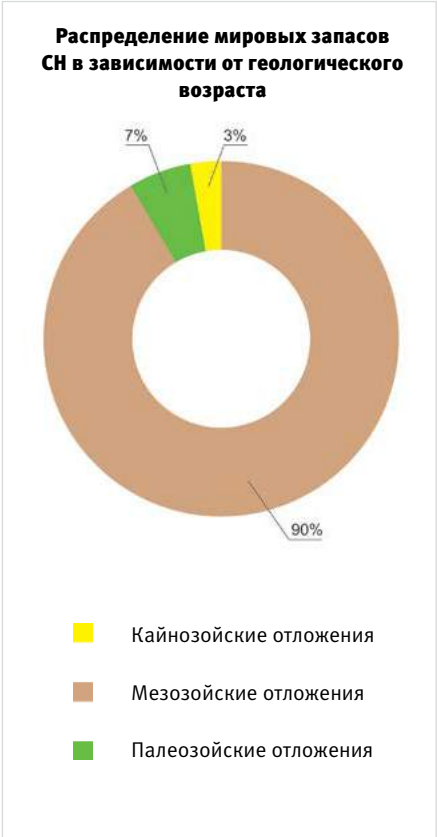


Рис. 4 — Распределение мировых запасов СН в зависимости от геологического возраста

Fig. 4 — The allocation of the sulfur oils world reserves according to the geological time

Мелекесско-Абдулинской и Татарской Волго-Уральских нефтегазоносных областей.

Волго-Уральские и Западно-Сибирские СН обладают в среднем высокой плотностью (таб. 3) и относятся к классам «с повышенной плотностью» (плотность от 0,88 до 0,92 г/см^3) и «сверхтяжелая» (плотность выше 0,92 г/см^3). Установлено, что плотность СН ВУНГБ изменяется в диапазоне 0,83–01,03 г/см^3. Величина более 1,00 г/см^3 характерна для плотности нефти месторождений Татарской нефтегазоносной области (Аверьяновское, Беркет-Ключевское, Горское, Екатериновское, Нагорное, Северо-Ашальчинское и Шугуровское); в Уфимской НГО — месторождение Арланское; в Пермско-Башкирской НГО — Осинское месторождение; в Средне-Волжской области — это месторождение Садкинское.

Сверхвязкими СН (вязкость при 20°С более 500 мм^2/с) являются Волго-Уральские нефти Аксубаево-Мокшинского, Ашальчинского, Бавлинского, Вишнево-Полянского, Горского, Нагорного, Сугушлинское (Татарская нефтегазоносная область) и Аканского, Западно-Радужного, Правдинского месторождений Мелекесско-Абдулинской области. Самыми вязкими являются залежи Сугушлинского и Горского месторождений.

Во многих СН ВУНГБ и ЗСНГБ парафины практически отсутствуют или содержатся в незначительных количествах, в среднем нефти относятся к классу «среднепарафинистая нефть». Парафинистые нефти (содержание парафинов более 6%) составляют из общей выборки рассматриваемых СН всего 8,6%, в основном, это нефти месторождений Мелекесско-Абдулинской области (Аллагуловское, Вишенское, Мордовоозерское, Новобесовское, Правдинское, Радаевское, Северо-Каменское, Сосновское), а максимальное содержание парафинов 15,6% отмечено на месторождении Новобесовское, глубина залегания составляет 1670–1680 м.

Концентрация асфальто-смолистых компонентов изменяется в очень широких пределах. Максимальное содержание смол, более 60%, отмечено на месторождениях ВУНГБ Ашальчинское и Репьевское, минимальное — 2% на месторождении Вишенское, глубина 1500–1514 м. Максимальное содержание асфальтенов (около 60%) отмечено в природных битумах месторождения Спиридоновское, минимальное — до 2% характерно для нефтей Березовского, Верхнечусовского, Калиновского и Шугурского месторождений. В Западной Сибири высокой смолистостью отмечена нефть Южно-Сургутского месторождения, где концентрация смол и асфальтенов составляет 34,3 и 11,2% соответственно.

Резюмируя вышеизложенное, следует отметить, что запасы СН во всем мире очень велики. При этом их скопления из Западно-Канадского, Персидского залива и Оринокского бассейнов в сумме составляют почти 90% мировых запасов СН. В России подобные нефти сосредоточены в 244 месторождениях, большинство из которых (92%) приходится на Волго-Уральский НГБ.

Итоги

Проведен пространственный анализ размещения сернистых нефтей мира. Использована информация о свойствах 1000 образцов нефтей с повышенным содержанием серы, полученная из мировой базы данных по физико-химическим свойствам нефти. Выявлены закономерности залегания этих нефтей и их особенности. Представлен анализ физико-химических свойств сернистых нефтей Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ.

Выводы

В работе приведены результаты анализа физико-химических свойств сернистых нефтей и особенностей географии их размещения в планетарном масштабе. Показано, что нефти с высоким содержанием серы являются сверхтяжелыми и сверхвязкими, с повышенным содержанием асфальто-смолистых веществ и пониженным содержанием топливных фракций. Результаты исследования могут быть использованы при разработке новых и усовершенствовании существующих методов и технологий переработки нефти с повышенным содержанием серы.

Список литературы

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. №6. С. 33–35.
2. Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И. Трудноизвлекаемые запасы нефти.

Характеристики нефти	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см^3	949	0,9325
Вязкость при 20 °С, мм^2/с	446	8739,84
Температура застывания, °С	186	-19,06
Содержание серы, % мас.	1000	4,13
Содержание парафинов, % мас.	517	3,79
Содержание смол, % мас.	539	23,86
Содержание асфальтенов, % мас.	614	8,23
Содержание фракции н.к. 200 °С, % мас.	128	13,26
Содержание фракции н.к. 300 °С, % мас.	128	27,49
Содержание фракции н.к. 350 °С, % мас.	114	33,47
Газосодержание в нефти, м^3/т	256	21,50
Условия залегания СН		
Температура пласта, °С	234	33,87
Пластовое давление, МПа	228	13,93
Проницаемость коллекторов, мкм^2	75	0,80
Пористость коллекторов, %	93	18,93

Таб. 2 — Физико-химические свойства СН и условия их залегания
Tab. 2 — Physical and chemical properties of the sulfur oils and conditions of their occurrence

Характеристики нефти	Волго-Уральский	Западно-Сибирский	Тимано-Печорский	Лено-Тунгусский	Северо-Кавказский	Енисейско-Анабарский
Плотность, г/см^3	0,9244	0,8935	0,9326	0,8362	0,8265	0,9427
Вязкость при 20°С, мм^2/с	5893,71	67,82	508,39	1,82	14,10	237,00
Содержание серы, % мас.	3,79	4,25	3,30	6,34	14,50	3,40
Содержание парафинов, % мас.	3,52	2,62	8,67	Нет данных	8,90	Нет данных
Содержание смол, % мас.	23,72	15,40	Нет данных	11,06	5,00	31,39
Содержание асфальтенов, % мас.	7,44	3,67	Нет данных	Нет данных	Нет данных	12,87

Таб. 3 — Физико-химические свойства СН России
Tab. 3 — Physical and chemical properties of the sulfur oils of the Russian Federation

Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. №6. С. 21–26.
3. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2. С. 1–11.
4. Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. 2005. №6. С. 36–40.
5. Рыльков А.В., Потеряев В.В. Нафтеновые нефти мира (распространение, генезис, применение) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. №1. С. 32–44.
6. Хохлов А.В. География мировой серной промышленности. М.: Влант, 2003. 51 с.
7. Ким С. Сера и кислота // The Chemical Journal. 2011. №9. С. 34–39.
8. Кириллов Д. Стратегическая сера // Нефть России. 2012. №12. С. 56–61.
9. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
10. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Ханин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2004. 415 с.
11. Шумилов В.А., Кирсанов А.Н., Крупнин С.В., Попов И.П., Рыльков А.В. Тяжелые нефти и битумы мира (распространение, технологии разработки пути использования). Тюмень: ТИУ, 2016. 200 с.
12. Ященко И.Г. Сернистые нефти мира — особенности распространения, геологических условий залегания и их физико-химических свойств // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №3. С. 12–18.
13. Ященко И.Г., Перемитина Т.О., Лучкова С.В. Исследование особенностей физико-химических свойств сернистых нефтей с применением кластерного анализа и метода главных компонент // Геология нефти и газа. 2016. №4. С. 70–76.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Geography and physical-chemical properties of sulfur oils

UDC 550. 361:553.982

Author:
Irina.G. Yashchenko — Ph.D., the head of the laboratory; sric@ipc.tsc.ru

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

Abstract
The questions, concerning with the development of hard-to-recover reserves assume prominence under the conditions of volume growth of hydrocarbon production, taking into account the reserves depletion of middle- and low-density and viscosity of the oil of shallow horizons. The article is devoted to the description of geological conditions of occurrence (deep depth, the complex structure of deposits, etc.) and the characteristics of oils with abnormal physical-chemical properties, especially characteristics of sulfur oils. Sulfur oils are considered to be hard-to-recover oils as they are characterized with the properties, that make the development difficult.

Materials and methods
The database of the Institute of Petroleum Chemistry (Siberian Division of the Russian Academy of Sciences) on physical-chemical properties of 32,300 samples of oils of the world; methods of geostatistical and dimensional analysis.

Results
The dimensional analysis of sour oils distribution of the world was carried out. The information about the properties of 1000 samples of oils with high content of sulfur, which was obtained from the global database of physical and chemical properties of oil, was used in the article. Patterns of the occurrence of these oils and features of their properties was identified. The analysis of physical and chemical properties of sulfur oils of the Volga-Ural and the West Siberian Basins is presented in the article.

Conclusions
The results of the analysis of physical-chemical properties of sulfur oils and their location worldwide are described in the article. It was shown that oils with high content of the sulfur are extra-heavy and high-viscosity oils with increased concentration of asphalt-resin substances and with low content of fuel factions.
The results can be used for developing new and improving of existing methods and technologies of processing oils with high content of the sulfur.

Keywords
hard-to-recover oils, physical and chemical oil properties, sulfur oils, oil and gas basins

References
1. Lisovskiy N.N., Khalimov E.M. *O klassifikatsii trudnoizvlekaemykh zapasov* [The classification of hard to recover reserves]. Vestnik TsKR Rosnedra, 2009, issue 6, pp. 33–35.
2. Purtova I.P., Varichenko A.I., Shpurov I. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefti. Terminologiya. Problemy i sostoyanie osvoeniya v Rossii* [Hard to recover oils. The terminology. The problems and the degree of exploration]. MIPTEK, 2011, issue 6, pp. 21–26.
3. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. *Dinamika doli otnositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti v obshchem balance* [The dynamics the proportion of hard to recover oils in the total amount]. Neftegazovaa Geologia: Teoria i Praktika, 2007, Vol. 2, pp. 1–11.
4. Maksutov R., Orlov G., Osipov A. *Osvoenie zapasov vysokovyazkikh neftey v Rossii* [The exploration of high-viscosity oils in Russia]. Tekhnologii TEK, 2005, issue 6, pp. 36–40.
5. Ryl'kov A.V., Poteryaev V.V. *Naftenovye nefti mira (rasprostranenie, genezis, primenenie)* [Global naphthene-base crudes (propagation, genesis, application)]. Journal «Higher Educational Institutions News. Oil and Gas», 2013, issue 1, pp. 32–44.
6. Khokhlov A.V. *Geografiya mirovoy sernoy promyshlennosti* [The geographical spread of the world sulfuric industry]. Moscow: Vlant, 2003, p. 51.
7. Kim S. Sera i kislota [The sulfur and the acid]. The Chemical Journal, 2011, issue 9, pp. 34–39.
8. Kirillov D. *Strategicheskaya sera* [Strategical sulfur]. Neft' Rossii, 2012, issue12, pp. 56–61.
9. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. *Trudnoizvlekaemye nefti: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya* [Difficult-to-recover oils: physicochemical properties and patterns of distribution of oil]. Tomsk: V-Spektr, 2014, 154 p.
10. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khanin V.E. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza: uchebnik* [Petroleum geology and geochemistry]. Moscow: MGU, 2004, 415 p.
11. Shumilov V.A., Kirsanov A.N., Krupnin S.V., Popov I.P., Ryl'kov A.V. *Tyazhelye nefti i bitumy mira (rasprostranenie, tekhnologii razrabotki puti ispol'zovaniya)* [Heavy oils and the asphalt (broadening, pressure maintenance strategy of the ways of utilization)]. Tyumen: TIU, 2016, 200 p.
12. Yashchenko I.G. *Sernistye nefti mira — osobennosti rasprostraneniya, geologicheskikh usloviy zaleganiya i ikh fiziko-khimicheskikh svoystv* [Sulfur oils of the world - some specific features of distribution, geological conditions of occurrence and their physical and chemical properties]. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2015, issue 3, pp. 12–18.
13. Yashchenko I.G., Peremitina T.O., Luchkova S.V. *Issledovanie osobennostey fiziko-khimicheskikh svoystv sernistykh neftey c primeneniem klasternogo analiza i metoda glavnykh komponent* [Investigation of physical and chemical properties of sulphurous oils using factor analysis and principal components analysis]. Oil and gas geology, 2016, issue 4, pp. 70–76.

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета

Главное здание Казанского федерального университета

Презентация 3D GEO Center на выставке «Газ. Нефть» президенту РТ Р.Н. Минниханову

Лаборатория изотопного и элементного анализа

Институт предоставляет самый широкий в отрасли спектр продуктов и услуг — от проведения геологоразведочных работ до управления добычей, а также комплексные решения, охватывающие весь производственный цикл — от пласта до трубопровода.

Силами наших ученых разработано огромное количество инновационных технологий, методов и методик для эффективного освоения нефтегазовых месторождений.

На базе Института работает многофункциональный центр геолого-гидродинамического моделирования «3D GEO Center» с программными продуктами от ведущих мировых разработчиков программного обеспечения, также работает более 20 научно-исследовательских лабораторий, оснащенных современным аналитическим оборудованием мирового уровня.

Мы предлагаем:

- Исследования пластовых флюидов
- Геохимические исследования
- Геолого-гидродинамическое моделирование и анализ разработки
- Интерпретация геофизических данных
- Геомеханические исследования
- Исследования керна
- Стратиграфическое расчленение разрезов
- Гидрогеологические исследования
- Полевые геофизические исследования
- Инженерная геология
- Геологоразведочные работы
- Научно-исследовательские и конструкторские работы

Казанский федеральный УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ геологии и нефтегазовых технологий

Директор Института:
Данис Карлович Нургалиев
420111, г. Казань ул. Кремлевская, д. 4/5
+7 (843) 292-72-88, (843) 233-71-61
geofak@kpfu.ru, chukmarov@mail.ru

www.kpfu.ru/geology-oil,
www.ecooil.kpfu.ru

Центр дополнительного образования, менеджмента, качества и маркетинга Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета

Уникальные возможности КФУ и его партнеров используются при проведении курсов повышения квалификации, тренингов, стажировок и профессиональной переподготовки. Институт геологии и нефтегазовых технологий применяет передовой опыт российских и зарубежных компаний и собственные разработки для нефтегазовой отрасли. Для качественной реализации программ дополнительного профессионального образования КФУ сочетает более 200-летние традиции классического университета и прогрессивные технологии обучения.

Программа повышения квалификации сотрудников ПАО «Татнефть»

Наш Центр является лауреатом международного конкурса «Лучшие товары и услуги — ГЕММА»

НАШИ ПРЕПОДАВАТЕЛИ — мировые эксперты нефтегазовой отрасли, лучшие преподаватели Казанского федерального университета и других ведущих университетов России и мира.

НАШИ ВЫПУСКНИКИ становятся успешными и хорошо известными специалистами и руководителями.

МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ учебного процесса соответствует мировому уровню. Мы проводим обучение в лучших научно-исследовательских лабораториях Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ.

УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС обеспечен полным комплектом учебно-методической литературы. Освоение программ возможно в любой форме: очные программы в стенах Института геологии и нефтегазовых технологий, дистанционное обучение под четким контролем преподавателей КФУ, по индивидуальной траектории.

Мы предлагаем более 150 курсов повышения квалификации и профессиональной переподготовки в области:

- Геология
- Геофизика
- Моделирование
- Геомеханика
- Разработка месторождений нефти и газа
- Бурение
- Гидрогеология
- Метрология
- Геодезия и маркшейдерское дело
- Кадастровая деятельность
- Экономика и менеджмент в нефтегазовой отрасли

Готовы создать и реализовать образовательную программу в соответствии с вашими потребностями!

Мы объединяем возможности всех для успеха каждого!

ЦЕНТР ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ИГиНГТ КФУ

Директор: Ильдус Адгамович Чукмаров
420111, г. Казань ул. Кремлевская, д. 4/5
+7 (843) 233-79-70, 233-79-72
chukmarov@mail.ru cdogeo@mail.ru

www.cdogeo.ru,
www.kpfu.ru/geo/cdo

Поздравляем вас с профессиональным праздником работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Нефтегазовая отрасль занимает особое место в нашем промышленном секторе и отечественной экономике. Благодаря Вашему самоотверженному труду у нас есть энергия и тепло. Многие горизонты покорились Вам, и впереди — большие задачи и важные открытия. Мы желаем Вам и Вашим близким благополучия, стойкости, успехов во всех начинаниях и хорошего настроения!

Генеральный директор
ПАО «Уралавтоприцеп» **В.И. Филатов**

ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДАЖА ТЯЖЕЛОЙ ПРИЦЕПНОЙ ТЕХНИКИ
МОДЕЛИ ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬЮ ОТ 10 ДО 2000 ТОНН

Основан в 1943 году
ЧМЗАП®

ЧМЗАП 99908-010

НИЗКОРАМНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП-ТЯЖЕЛОВОЗ С ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ РАМОЙ

ОБНОВЛЁННАЯ ВЕРСИЯ

НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ НА ТЕРРИТОРИИ РФ

грузоподъемность	100 000 кг
собственная масса / полная масса	26 000 кг / 126 000 кг
нагрузка на ссу / на дорогу	30 000 кгс / 96 000 кгс
тормозная система	пневматическая с EBS (WABCO)
подвеска	рычажная гидробалансирная (TRIDEC) с системой принудительного управления поворотом всех колес, первые две оси подъемные
двускатная ошиновка	245/70R17,5 141G (32+2)
рама	телескопическая, 2 степени раздвижки
рабочая площадка	11730...25730x2540 мм
шкворень	88,9 мм

ПАО «УРАЛАВТОПРИЦЕП»
454038, Россия, г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
многоканальный тел.: +7-351-217-01-00
sales@cmzap.ru • www.cmzap.ru

8-800-200-02-74
звонок по России бесплатный

УДК 550.83

Эколого-геофизический мониторинг и гидрогеохимия подземных вод территорий нефтеразработок

Е.Е. Андреева
с.н.с.[1]
aee8277@rambler.ru

Л.З. Анисимова
н.с.[1]

А.С. Борисов
д.г.-м.н., с.н.с.[1]
basgeo49@mail.ru

М.Я. Боровский
к.г.-м.н., ген. директор[2]
lilabor@mail.ru

[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
[2]ЗАО НПО «Репер», Казань, Россия

Рассматриваются возможности одного из мобильных геофизических методов — вертикального электрического зондирования — для количественного определения минерализации подземных вод основных водоносных горизонтов территории нефтеразработок юго-востока Республики Татарстан. Предложенная методика позволяет строить детальные карты минерализации водоносных горизонтов изучаемых площадей и определять степень защищенности подземных вод от загрязнений.

Материалы и методы
Метод вертикального электрического зондирования.

Ключевые слова
геофизический мониторинг, минерализация, перетоки подземных вод, удельное электрическое сопротивление, аномалия

В последние годы все более пристальное внимание уделяется геоэкологической обстановке территорий [2, 8]. Для Республики Татарстан (РТ) это особенно актуально в густонаселенных районах юго-востока, где сосредоточены основные предприятия нефтедобычи, подготовки, транспортировки и переработки нефти. Для принятия правильных и своевременных управленческих решений необходимы достоверные и оперативные сведения об изменениях, происходящих в геологической среде. Разработаны и реализуются различные концепции геоэкологического мониторинга [2–5, 7, 9, 10, 12]. Существенная роль во всех этих концепциях отводится методам экологической геофизики. В отличие от стационарных методов мониторинга геофизика обладает высокой мобильностью, широтой охвата и различной детальностью [1, 4]. Геофизические данные, наряду с геохимическими и гидрогеологическими, обеспечивают построение детальных физико-геологических моделей, формирование которых сопряжено с получением независимых сведений о геологическом и инженерно-геологическом строении объектов [14]. При этом должны учитываться такие факторы, как изменчивость палеорельефа, фациальный состав верхней части разреза, фильтрационные свойства пород, наличие разрывных нарушений, ослабленных зон и др. Все указанные факторы в совокупности определяют устойчивость геологической среды по отношению к различным видам геодинамического, вещественного и энергетического загрязнений [3]. Они обуславливают синергетическое воздействие разнородных природных и техногенных факторов: напряженное состояние массивов пород; динамику подземных вод; приливные деформации литосферы; влияние удаленных очагов землетрясений, локальных вибрационных, гравитационных, электромагнитных и термических полей [5].

Методы экологической геофизики, применяемые для решения задач мониторинга геологической среды, разнообразны и сводятся к изучению гравитационных, электромагнитных, сейсмоакустических, тепловых и радиационных полей. При этом выполняются либо специальные экогеофизические исследования, либо осуществляется экологическая переинтерпретация ранее полученных геофизических данных другого целевого назначения:

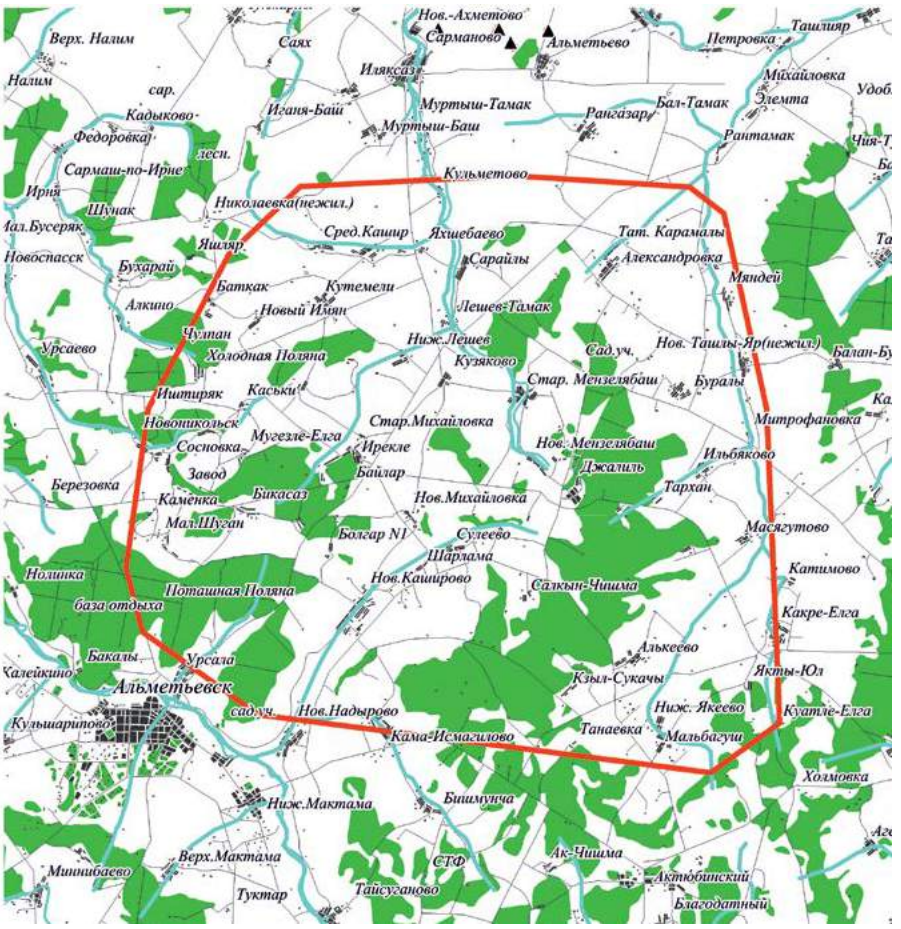


Рис. 1 — Республика Татарстан. Обзорная карта области исследования, м, 1:300 000
Fig. 1 — The Republic of Tatarstan. The areal map of the research area, m, 1:300 000

глубинной, региональной, разведочной, инженерной геофизики [13, 16, 18, 20]. Многочисленные исследования в Волго-Уральском нефтеносном регионе (М.Я. Боровский, Э.К. Швыдкин [2, 4, 20]) показали, что при выявлении очагов загрязнения и засолонения пресных подземных вод и почвогрунтов весьма эффективны методы электроразведки.

Объекты исследований

Площадь исследований занимает около 1100 км^2 на юго-востоке РТ. На рис. 1 представлена обзорная схема и границы территории исследований. Точки измерений метода вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) равномерно расположены по территории с шагом около 300 м. Целью выполненных работ являлся детальный гидрогеохимический мониторинг состояния и состава водоносных горизонтов верхней части геологического разреза юго-восточной части территории РТ.

На исследуемой площади водоносные горизонты приурочены как к терригенным, так и карбонатным породам [9, 19]. Карбонатные породы занимают небольшую долю в суммарной мощности исследуемой части разреза, однако, обладая высокой трещинной (реже — трещинно-кавернозной) пористостью на ряде участков, они являются хорошими резервуарами воды. Практически все достаточно протяженные пласты известняков в районе являются водоносными горизонтами. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) карбонатных пород изменяется от тысяч до первых ом-м [17]. Плотные, неразрушенные известняки обычно имеют УЭС в сотни и первые тысячи ом-м, трещиноватые разности ($К_п$ = 10–25%) при минерализации насыщающих вод менее 1 г/л имеют УЭС около 100 ом-м и более, при минерализации более 15 г/л их УЭС уменьшается до 10 ом-м и ниже. В районе исследований, на глубинах ниже 80–100 м, практически не отмечаются пласты плотных известняков и доломитов, они, как правило, выветрены, трещиноваты, иногда закарстованы. По результатам количественной интерпретации, УЭС таких известняков не превышает 200–300 ом-м.

Верхняя часть геологического разреза изучаемой территории (более 90% мощности) слагается песчано-глинистыми породами, коллекторские свойства и глинистость которых изменяются в широких пределах. Пористость слабозаглинизированных песчаников достигает 2–30% (песчаники верхнеуфимского подъяруса и отдельные пласты песчаников верхнеказанского подъяруса). Максимальная УЭС песчано-глинистых отложений составляет 100–120 ом-м и в значительной степени зависит от минерализации поровых вод. При насыщении пород пресными водами, УЭС песчаных пород достигает величин 100–300 ом-м и значительно превышает УЭС глинистых разностей. При увеличении минерализации до 1–2 г/л УЭС песчано-глинистых толщ практически не зависит от литологического состава, а определяется только пористостью и сцементированностью пород. При большой минерализации вод УЭС песчаных разностей становится меньше УЭС глин. Принимая во внимание процессы диффузии солей в толщах глин в зонах засолонения, картина изменения УЭС в породах района становится чрезвычайно сложной.

Определение минерализации подземных вод, по данным ВЭЗ

Непосредственно определить параметры минерализации подземных вод по данным электроразведки ВЭЗ невозможно [15, 17]. УЭС в терригенных разрезах зависит от наличия в исследуемых породах трех фаз вещества: твердой, жидкой и газообразной. Твердая фаза, в свою очередь, может быть разделена на глинистую (d ‹ 0,01 мм) и скелетную компоненты. Скелетная компонента является непроводящей (УЭС › 104ом-м), а глинистая компонента, за счет огромной удельной поверхности, обладает значительной поверхностной проводимостью (~101 ом-м).

Газообразная фаза (воздух, инертные и углеводородные газы) является диэлектриком и не участвует в электропроводности. Наиболее хорошо проводит электрический ток жидкая фаза, представляющая в исследуемых породах минерализованную воду (электролит). УЭС электролитов описывается следующей формулой [11]:

$$P_k=10/(\Sigma(C_a \cdot V_a \cdot f_a+C_k \cdot V_k \cdot f_k)) \quad (1)$$

где: C_a и $C_к$ — число грамм-эквивалентов анионов и катионов, V_a и V_k — подвижность анионов и катионов, f_a и f_k — коэффициенты, зависящие от концентрации и состава солей.

На рис. 2 [11] приведены зависимости УЭС электролитов различного состава от концентрации. При концентрации около 0,01 г/л сопротивление растворов изменяется в пределах 500–1000 ом-м, при концентрации около 1,0 г/л, УЭС составляет около 10 ом-м и ниже. Можно констатировать, что при минерализации С ‹ 0,1 г/л (ультрапресные воды), УЭС насыщающих вод практически не оказывает влияние на УЭС горных пород. При минерализации С › 5–10 г/л УЭС поровых вод полностью определяет УЭС пород, даже при малых величинах пористости.

Необходимо также отметить, что растворы хлоридов обладают большими проводимостями, нежели растворы сульфатов и, в особенности, гидрокарбонатов (рис. 2). Обнаруживаемое различие (более чем в 2 раза) может иметь значение при геофизических исследованиях в тех случаях, когда в разрезах встречаются воды принципиально различающегося состава.

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования [8, 10, 11] позволили установить, что УЭС *(р)* пористых и трещиноватых пород имеют зависимость от минерализации насыщающих вод вида:

$$lgp= lga-B*lgC \quad (2)$$

где *С* — минерализация поровых вод, *а* —коэффициент, варьирующий от 0,4 до 1,4 в зависимости от литологии, коэффициент *В~1* — для неглинистых пород.

Совершенно очевидно, что расчет минерализации, по данным количественной интерпретации данных ВЭЗ, в общем случае невозможен, так как УЭС пород зависит как от литологических параметров (пористость, форма и размеры пор, глинистость и др.), так и от минерализации. На локальных участках, где литологические параметры изменяются слабо, можно проводить оценки минерализации по УЭС с учётом постоянства параметра пористости. Еще одна проблема возникает в связи с тем, что при количественной интерпретации данных ВЭЗ, выделяемые геоэлектрические комплексы могут не совпадать с гидрогеологическими. Например, один геоэлектрический слой может включать в себя пачку трещиноватых известняков, насыщенных минерализованной водой и глин, имеющих одинаковое УЭС.

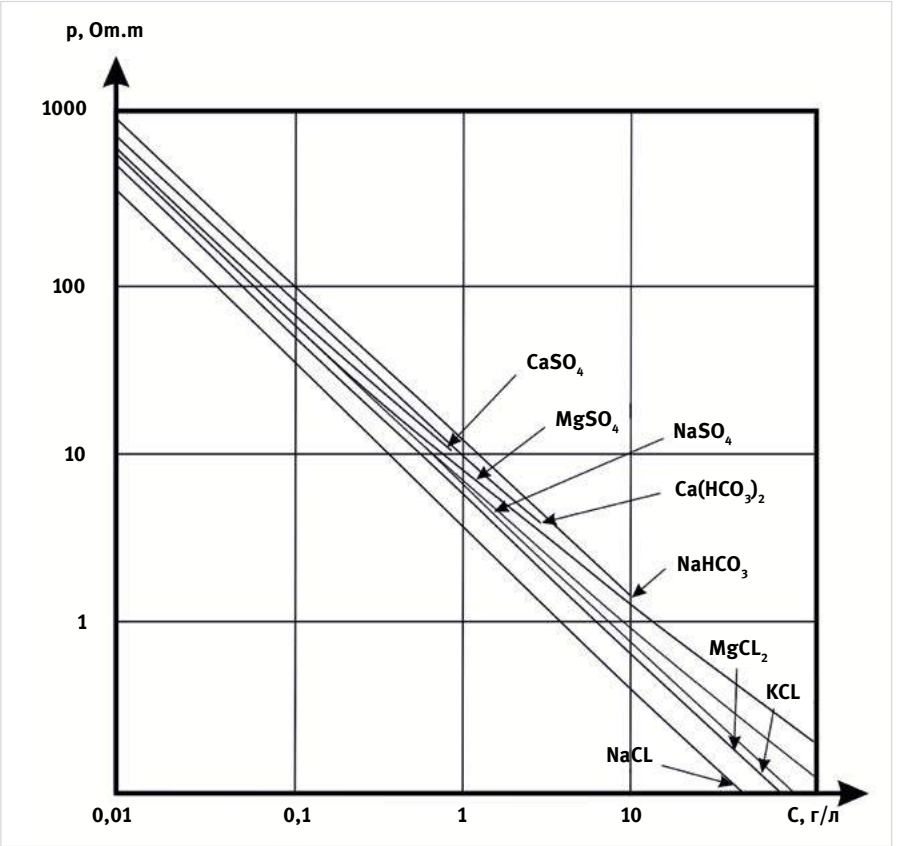


Рис. 2 — Зависимость УЭС различных растворов от степени их минерализации (В.Н. Дахнов)

Fig. 2 — The dependence of the specific electric resistance of different liquids from the salinity (V.N. Dakhnov)

Принципиальная возможность оценки минерализации подземных вод, в особенности ее изменения возможны при повторных наблюдениях на одних и тех же точках, где наблюдаются реальные изменения, минерализации. В этом случае, когда опорные опробуемые водопункты и данные ВЭЗ относятся к одним и тем же водоносным горизонтам, удается определить степень минерализации по результатам повторных измерений ВЭЗ. Следует отметить, что точность определения минерализации, по данным ВЭЗ, на опорных точках составляет 1–5%, во втором случае (по точкам с известным геологическим строением) составляет ~20%, а в третьем случае (по точкам с полным отсутствием информации) может быть ниже 50%.

Результаты расчета зависимостей минерализации подземных вод на опорных и рядовых точках наблюдений методом ВЭЗ

Все кривые ВЭЗ были подвергнуты количественной интерпретации по методике, описанной выше [6, 17]. Было выделено 37 точек, в которых располагались пункты водоотбора и в которых была известна минерализация по трем климатическим сезонам. Эти опорные точки ВЭЗ позволили построить базовые зависимости УЭС водоносных горизонтов от степени их минерализации для всей исследуемой территории (рис. 3).

Используя логарифмическую зависимость УЭС от минерализации (2), по данным сезонных наблюдений, получали для каждой точки ВЭЗ систему из трех уравнений (2), решение которой позволяло рассчитать коэффициенты *a* и *B* в опорных точках. В остальных точках, где неизвестна минерализация и геологическое строение, была проведена интерполяция коэффициентов. В результате, полученный набор коэффициентов позволяет произвести расчет минерализации подземных вод во всех точках геофизического мониторинга по наборам кривых ВЭЗ сезонных наблюдений.

С целью анализа динамики изменения минерализации, определения степени защищенности подземных вод «сверху» и «снизу» были построены карты рассчитанных значений средних минерализаций по трем сезонам (рис. 4,5). Цветовая шкала показывает общую картину изменения минерализации подземных вод; в точках ВЭЗ указаны рассчитанные значения минерализации в десятичном формате. Большая густота точек ВЭЗ позволяет увидеть детальную картину изменения минерализации подземных вод исследуемой территории. В южной области выделяются три крупные аномалии минерализации. Самая крупная из них (1) — юго-восточная аномалия между структурными скв. №2 и №15. Эта аномалия подсечена только одной точкой стационарного гидромониторинга, то есть, необходимо либо ее проверить в других водопунктах, либо провести бурение экологической скважины. Геоморфологически аномалия приурочена к долине реки Мелля. В структурном плане, по кровле верхнепермских лингуловых глин, данная территория приурочена к северному борту локального поднятия. Другое поднятие, также являющееся зоной питания данной аномалии, располагается несколько севернее, в области скв. №29. Здесь абсолютные отметки кровли лингуловых глин также достигают +150 м. В области между упомянутыми скв. №29 и скв. №2, метод ВЭЗ, из-за большой глубины залегания основных водоносных горизонтов, не может дать надежную информацию. Однако можно предположить, что аномалия 2 (рис. 4) также имеет область питания вблизи указанных структур. Аномалия минерализации 3 (рис. 4) также располагается на склоне структуры, выделяемой по кровле лингуловых глин (скв. №36, 38, 39). Это поднятие по кровле лингуловых глин имеет абсолютные отметки +135 м и более.

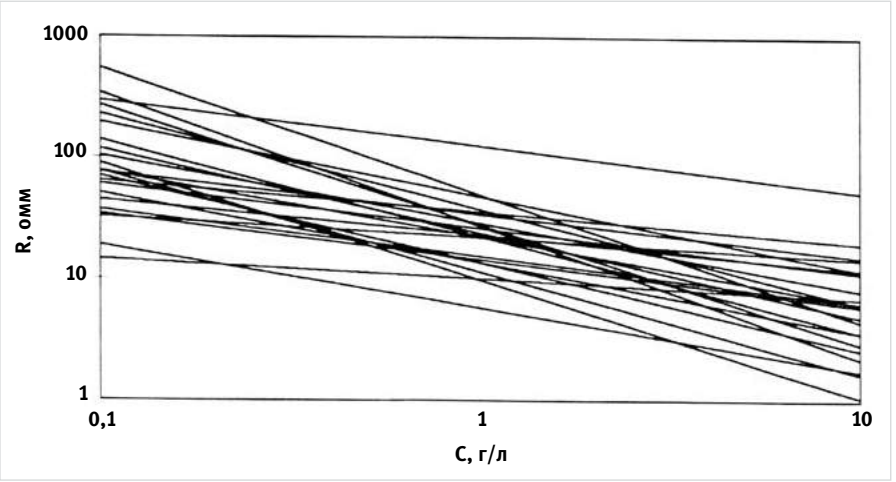


Рис. 3 — Базовые зависимости УЭС (R) от степени их минерализации (C) для опорных точек ВЭЗ

Fig. 3 — The basic dependences of the specific electric resistance (R) from their salinity (C) for datum points of the VES survey

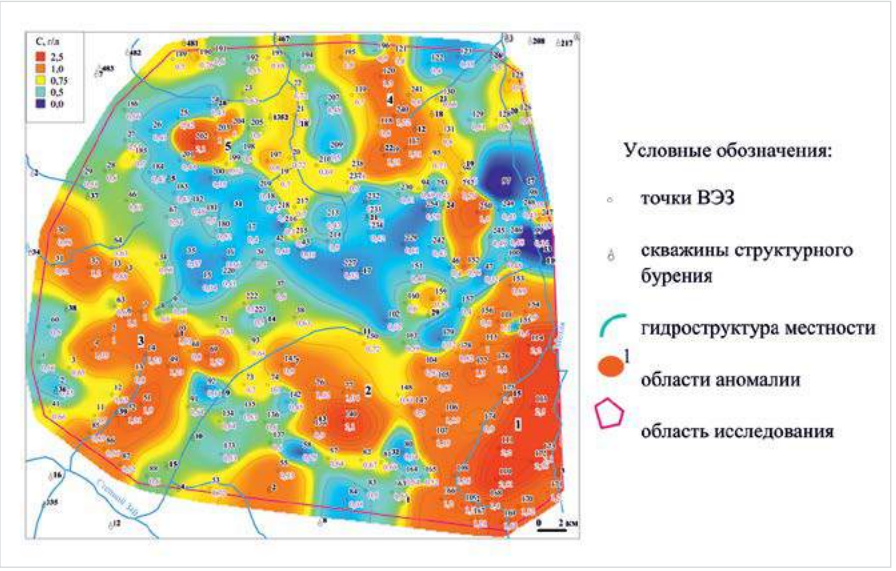


Рис. 4 — Минерализация подземных вод, по данным ВЭЗ, 1 сезон наблюдений

Fig. 4 — The salinity of ground waters, according to the VES survey data, 1 period of monitoring

Аномалия минерализации 4 (рис. 4) приурочена к юго-восточному склону поднятия (по кровле лингуловых глин) с центром в районе скв. №18 с абсолютными отметками купола +160 м. Разгрузка подземных вод идет на юго-восток по направлению к скв. №21. На участке понижения рельефа в районе скв. №24 наблюдается продолжение этой аномалии. Под номером 5 выделяется продолжение той же аномалии на запад. Эта аномалия располагается вблизи скв. №5 и подтверждается измерениями на точках ВЭЗ № 201, 202, 203 и 204.

Таким образом, наблюдения методом ВЭЗ позволяют выявить общую структуру изменчивости минерализации подземных вод на территории и ее связь со строением района, в частности, с морфологией земной поверхности и поверхности лингуловых глин.

Картина пространственной изменчивости минерализации подземных вод в верхних 50–100 м разреза принципиально не изменяется при повторных измерениях во втором сезоне (рис. 5).

Можно отметить только следующие закономерности:

- Общая площадь участков повышенной (›1 г/л) минерализации растет в течение года от первого сезона до третьего сезона;
- На ряде участков в течение года уменьшается величина аномальной минерализации, например, исчезают: аномалия 5, юго-восточное продолжение аномалии 4, аномалия 2, северо-западное продолжение аномалии 3;
- Изменяется локальная структура ряда аномальных зон: в аномалии 1 идет перераспределение минерализации между южной и северной зонами; аномалии 2 и 3 объединяются; аномалия 4 расширяется на восток.

С целью анализа изменения минерализации по сезонам была построена карта разности минерализации по второму и первому сезонам (рис. 6).

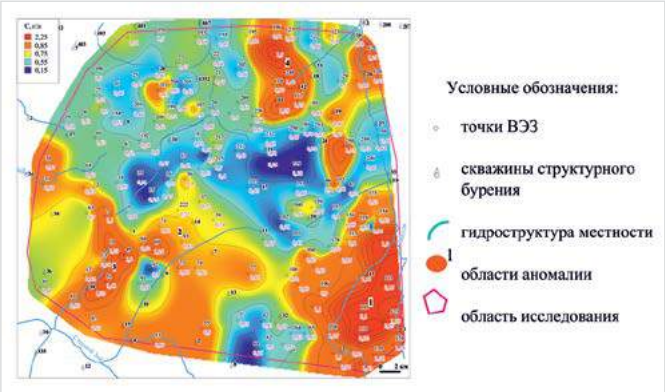


Рис. 5 — Минерализация подземных вод, по данным ВЭЗ, 2 сезон наблюдений
Fig. 5 — The salinity of ground waters, according to the VES survey data, 2 period of monitoring

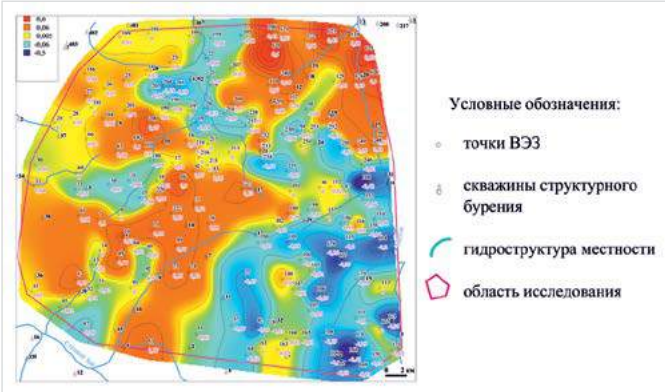


Рис. 6 — Карта разностей минерализации подземных вод, по данным ВЭЗ: 1 и 2 сезоны наблюдений
Fig. 6 — The map of variety of ground waters salinity, according to the VES survey data, 1 and 2 periods of monitoring

На карте разностей минерализации подземных вод 1 и 2 сезонов наблюдений, по данным ВЭЗ (рис. 6), большие увеличения минерализации ко второму сезону (июль–август) наблюдаются для точек, приуроченных к понижениям рельефа (долины рек) и к территориям, прилегающим к локальным поднятиям, выявленным по кровле лингуловых глин. Это свидетельствует о вымывании солей в зоны разгрузки после зимнего сезона, при этом в зонах аномалий происходит уменьшение минерализации. По карте разности минерализации второго и первого сезонов (рис. 6) возможно выявление участков максимального привноса солей. Эти участки отмечаются увеличением минерализации, и можно предполагать наличие источников засолонения на этих территориях.

В результате выполненного эколого-геофизического мониторинга выявлены тенденции изменения минерализации и засолонения водоносных горизонтов на территории исследований. Из выделяемых пяти аномалий минерализации, две (вторая и пятая) являются локальными. Наиболее интенсивной является аномалия 1. Эпицентр этой аномалии приурочен к положительной структуре (по поверхности лингуловых глин), здесь подземные воды с минерализацией более 2 г/л занимают значительную площадь. Второй по значимости является аномалия 3 в юго-западной части территории. Здесь в самой западной части по данным стационарного гидромониторинга обнаружены минерализации существенно больше 2 г/л. Эта аномалия приурочена также к положительной структуре (по поверхности лингуловых глин). Аномалия 4, обе ее половины: западная и восточная, приурочены к северо-восточному борту крупного поднятия (по кровле лингуловых глин), само поднятие рассечено долиной р. Мелля. Центры аномалий ко второму сезону смещаются в сторону пониженных участков рельефа.

Итоги

Выявлены тенденции изменения минерализации водоносных горизонтов на территории исследований. Две выделяемые аномалии минерализации являются локальными. Межсезонные изменения минерализации, скорее всего, связаны с режимом питания подземных вод, а не с изменением источников засолонения. Сами источники во всех случаях располагаются в зонах питания подземных вод и, вероятно, связаны с нефтепромысловыми сооружениями. Для их локализации необходимо проведение более детальных исследований.

Выводы

Предложенная методология геофизического мониторинга позволяет строить детальные карты минерализации подземных вод.

Список литературы

1. Богословский В.А., Жигалин А.Д., Хмелевской В.К. Экологическая геофизика. М.: МГУ, 2006. 256 с.
2. Боровский М.Я., Борисов А.С., Шакуро С.В., Фахрутдинов Е.Г., Богатов В.И. Электроразведочные исследования по определению нефтяного загрязнения в районах нефтепромысловых сооружений. Чистая вода. Казань: Сборник трудов IV Международного Конгресса «Чистая вода. Казань». Казань: Куранты, 2013. С. 69–71.
3. Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г., под ред. Борисова А.С. Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. Казань: КФУ, 2016. 214 с.
4. Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нургалиев Д.К.; под ред. Нургалиева Д.К. Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты. Казань: Экоцентр, 1996. 316 с.
5. Галеев Р.Г., Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Иванов А.В., Покровский В.А., Гатиятуллин Н.С., Чендарев В.В., Зиятдинов К.Ш.; под ред. Бурова Б.В. Техногенез и экологический мониторинг юго-востока Республики Татарстан. Казань: КГУ, 1995. 244 с.
6. Галин Д.Л. Интерпретация данных инженерной геофизики. М.: Недра, 1989. 124 с.
7. Геофизические методы исследований в гидрогеологии и инженерной геологии. М.: Недра, 1985. 250 с.
8. Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промышленности. Под ред. проф. Шевнина В.А. и доц. Модина И.Н. М.: РУССО, 1999. 511 с.
9. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан. Под ред. Короткова А.И., Учаева В.К. Казань: Репер, 2007. 300 с.
10. Ибрагимов Р.Л. Прогнозирование гидрогеоэкологических условий в нефтедобывающих районах Татарстана: автореф. дисс. ... докт. геол.-мин. наук. Пермь: ПГУ, 2007. 32 с.
11. Горяинов Н.Н., Шарапанов Н.И. и др. Методы геофизики в гидрогеологии и инженерной геологии. М.: Недра, 1985. 184 с.
12. Мингазов М.Н., Петрова Г.И., Каримов М.Ж., Терновская И.А., Боровский М.Я. Эколого-гидрогеофизическое прогнозирование техногенных изменений в зоне пресных вод при разработке Ашальчинского месторождения сверхвязкихнефтей. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск № LXXVIII. М.: ВНИИОЭНГ. 2010. С. 310–321.
13. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики. М.: Недра, 1990. 501 с.
14. Основы полевой и промысловой геофизики для геологов. под. ред. проф. Хисамова Р.С. Казань: ФЭН, 2013. 359 с.
15. Петров А.А., Федоров А.И. Решение обратной задачи электроразведки методами постоянного тока и ВП // Известия АН СССР. Физика Земли. 1988. №11. С. 60–65.
16. Полевые методы гидрогеологических, инженерно-геологических, геокриологических, инженерно-геофизических и эколого-геологических исследований. М.: МГУ, 2000. 352 с.
17. Смирнов А.А., Закутски С.Н., Притыка И.В. Руководство по обработке и интерпретации результатов наземной электроразведки. Воронеж: Изд-во Воронежского ун-та, 1984. 232 с.
18. Харьковский К.С. Поиск и оконтуривание очагов засолонения подземных вод методами наземной электроразведки (на примере нефтедобывающих районов Республики Татарстан): автореферат дисс. ... канд. геол.-мин. наук. СПб: С-ПбГГИ, 1998. 21 с.
19. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Р.С., Ибрагимов Р.Л. и др. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. Казань: ФЭН АН РТ, 2009. 254 с.
20. Швыдкин Э.К., Якимов А.С., Вассерман В.А. Геофизические и геохимические технологии прогноза и оценки нефтеносности объектов. Казань: Новое Знание, 2008. 163 с.

Ecological-geophysical monitoring and hydrogeochemistry of the underground water of oil fields

UDC 550.83

Authors:
Evgeniya E. Andreeva — senior researcher[1]; aee8277@rambler.ru
Liliya Z. Anisimova — researcher[1]
Anatoliy S. Borisov — Sc.D., senior researcher[1]; basgeo49@mail.ru
Mikhail Y. Borovskiy — Ph.D., general director[2]; lilabor@mail.ru

[1]The Institute for ecological problems and subsurface resources management of the Academy of Science of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation
[2]CJSC SPA "Reper", Kazan, Russian Federation

Abstract
Possibilities of the vertical electric sounding — one of mobile geophysical methods for quantitative determination of the salinity of the subsurface water of the main aquifers, situated on the territory of oil fields of the south-east of the Republic of Tatarstan — are analyzed in the article. The proposed methodology allows to construct detailed maps of the salinity of aquifers of the areas and to determine the protection rate of the groundwater from pollution.

Materials and methods
The method of vertical electrical sounding.

Results
Trends of the salinity of aquifers in the area were revealed. It turned out that two salinity anomalies are local. Interseasonal changes of the salinity are most likely related to the regime of subsurface water supply, but not to the changes of salinity sources. The sources themselves are in all cases located in groundwater feeding zones and are, probably, associated with oilfield facilities.

Conclusions
The proposed methodology of geophysical monitoring makes it possible to construct detailed maps of the groundwater salinity.

Keywords
geophysical monitoring, salinity, groundwater flows, specific electrical resistance, anomaly

References
1. Bogoslovskiy V.A., Zhigalin A.D., Khmelevskoy V.K. *Ekologicheskaya geofizika* [Ecological Geophysics]. Moscow: *MGU*, 2006, 256 p.
2. Borovskiy M.Ya., Borisov A.S., Shakuro S.V., Fakhrutdinov E.G., Bogatov V.I. *Elektrorazvedochnye issledovaniya po opredeleniyu neftyanogo zagryazneniya v rayonakh neftepromyslovykh sooruzheniy. Chistaya voda. Kazan'*. [Electro-exploration studies to determine oil pollution in areas of oilfield structures] Pure Water. Kazan: Collected papers of the IV International Congress "Pure Water. Kazan", Kazan: *Kuranty*, 2013, pp. 69–71.
3. Borovskiy M.Ya., Borisov A.S., Fakhrutdinov E.G., ed. by Borisova A.S. *Kompleksnoe geologo-geofizicheskoe izuchenie verkhney chasti osadochnogo chekhl*a [Comprehensive geological and geophysical study of the upper part of the sedimentary cover]. Kazan: *KFU*, 2016, 214 p.
4. Borovskiy M.Ya., Gazeev N.Kh., Nurgaliev D.K.; ed. by Nurgalieva D.K. *Geoekologiya nedr Respubliki Tatarstan: geofizicheskie aspekty* [Geoecology of the subsurface resources of the Republic of Tatarstan: geophysical aspects]. Kazan: *Ekotsentr*, 1996, 316 p.
5. Galeev R.G., Muslimov R.Kh., Vasyasin G.I., Ivanov A.V., Pokrovskiy V.A., Gatiyatullin N.S., Chendarev V.V., Ziyatdinov K.Sh.; ed. by Burova B.V. *Tekhnogenez i ekologicheskiy monitoring yugo-vostoka Respubliki Tatarstan* [Technogenesis and ecological monitoring of the southeast of the Republic of Tatarstan]. Kazan: *KGU*, 1995, 244 p.
6. Galin D.L. *Interpretatsiya dannykh inzhenernoy geofiziki* [Interpretation of engineering geophysics data]. Moscow: *Nedra*, 1989, 124 p.
7. *Geofizicheskie metody issledovaniy v gidrogeologii i inzhenernoy geologii* [Geophysical methods of research in hydrogeology and engineering geology]. Moscow: *Nedra*, 1985, 250 p.
8. *Geoekologicheskoe obsledovanie predpriyatiy neftyanoy promyshlennosti.* Pod red. prof. Shevnina V.A. i dots. Modina I.N. [Geoecological survey of oil industry enterprises]. Moscow: *RUSSO*, 1999, 511 p.
9. *Gidrogeoekologicheskie issledovaniya v neftedobyvayushchikh rayonakh Respubliki Tatarstan.* Pod red. Korotkova A.I., Uchaeva V.K. [Hydrogeoecological research in oil-producing regions of the Republic of Tatarstan]. Kazan: *Reper*, 2007, 300 p.
10. Ibragimov R.L. *Prognozirovanie gidrogeoekologicheskikh usloviy v neftedobyvayushchikh rayonakh Tatarstana* [Forecasting of hydro-geoecological conditions in oil-producing regions of Tatarstan]. Sc.D. dissertation (Geology and Mineralogy). Perm, 2007, 32 p.
11. Goryainov N.N., Sharapanov N.I. and oth. *Metody geofiziki v gidrogeologii i inzhenernoy geologii* [Methods of geophysics in hydrogeology and engineering geology] Moscow: *Nedra*, 1985, 184 p.
12. Mingazov M.N., Petrova G.I., Karimov M.Zh., Ternovskaya I.A., Borovskiy M.Ya. *Ekologo-gidrogeofizicheskoe prognozirovanie tekhnogennykh izmeneniy v zone presnykh vod pri razrabotke Ashal'chinskogo mestorozhdeniya sverkhvyazkikhneftey* [Ecological and hydrogeophysical forecasting of technogenic changes in the fresh water zone during the development of the Ashal'chinskoe super-viscous oil field]. Collected scientific works of TatNIPIneft. Issue №LXXVIII. Moscow: *VNIIOENG*, 2010, pp. 310–321.
13. Ogil'vi A.A. *Osnovy inzhenernoy geofiziki* [Fundamentals of engineering geophysics]. Moscow: *Nedra*, 1990, 501 p.
14. *Osnovy polevoy i promyslovoy geofiziki dlya geologov.* ed. by Khisamova R.S. Fundamentals of field and field geophysics for geologists]. Kazan: *FEN*, 2013, 359 p.
15. Petrov A.A., Fedorov A.I. *Reshenie obratnoy zadachi elektrorazvedki metodami postoyannogo toka i VP* [Solution of the inverse problem of electrical exploration, using direct current and VP methods]. *Izvestiya AN SSSR. Fizika Zemli*, 1988, issue 11, pp. 60–65.
16. *Polevye metody gidrogeologicheskikh, inzhenerno-geologicheskikh, geokriologicheskikh, inzhenerno-geofizicheskikh i ekologo-geologicheskikh issledovaniy* [Field methods of hydrogeological, engineering-geological, geocryological, engineering-geophysical and ecological-geological research]. Moscow: *MGU*, 2000, 352 p.
17. Smirnov A.A., Zakutski S.N., Prityka I.V. *Rukovodstvo po obrabotke i interpretatsii rezul'tatov nazemnoy elektrorazvedki* [Guide to the processing and interpretation of the results of ground-based electrical prospecting]. Voronezh: Voronezh State University, 1984, 232 p.
18. Khar'kovskiy K.S. *Poisk i okonturivanie ochagov zasoloneniya podzemnykh vod metodami nazemnoy elektrorazvedki (na primere neftedobyvayushchikh rayonov Respubliki Tatarstan)* [Search and delineation of the salinization foci of groundwater by ground-based electrical survey methods (on the example of oil-producing regions of the Republic of Tatarstan)]: Ph.D. dissertation (Geology and Mineralogy). St. Petersburg, 1998, 21 p.
19. Khisamov R.S., Gatiyatullin R.S., Ibragimov R.L. and oth. *Gidrogeologicheskie usloviya neftyanykh mestorozhdeniy Tatarstana* [Hydrogeological conditions of oil deposits of Tatarstan]. Kazan: *FEN*, 2009, 254 p.
20. Shvydkin E.K., Yakimov A.S., Vasserman V.A. *Geofizicheskie i geokhimicheskie tekhnologii prognoza i otsenki neftenosnosti ob"ektov* [Geophysical and geochemical technologies of forecasting and estimation of oil-bearing capacity of objects]. Kazan: *Novoe Znanie*, 2008, 163 p.

НПО ЮМАС

отечественные традиции приборостроения

Современная инженерная компания

- Манометры, вакуумметры, мановакуумметры
- Напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры
- Электроконтактные манометры ЭКМ
- Термометры биметаллические показывающие (ТБП) и гильзы
- Разделители
- Краны и клапаны запорные
- Отводы, демпферы и вспомогательная арматура

1993 год основания компании

150 патентов на производимую продукцию

20 представительств в России и Казахстане

Наши преимущества:

Отечественная производственная компания
Понимаем требования, предъявляемые к технике в России

Лучшее соотношение цена/качество
За счет постоянной работы по оптимизации затрат

Высокий технический уровень специалистов
Решаем задачи любой сложности, квалифицированный подбор оборудования

Большой склад
Более 1800 наименований продукции на складе, готовых к оперативной отгрузке

Высокая надежность и качество приборов
При производстве используются только качественные комплектующие от надежных и проверенных поставщиков

Поставки по всей России
И в другие страны Таможенного Союза

Высокая маневренность производства
А также оперативное выставление счетов на оплату

Собственная метрологическая лаборатория,
Имеющая аккредитацию Федерального агентства по регулированию и метрологии

Уникальные технические решения

НПО «ЮМАС» имеет рейтинг надежности 100%
По данным независимых источников

121552 Москва,
Ярцевская ул., 29, кор. 2
info@jumas.ru
www.jumas.ru

+7 (495) 730-20-20
+7 (800) 1000-818

25 лет
НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА

УДК 550.3

Причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении в Ямальской и Гыданской НГО

А.А. Куркин
начальник отдела региональных работ и моделирования нефтегазоносных систем
AAKurkin@novatek.ru

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Статистические данные показывают, что в северных областях Западно-Сибирского региона около 60% всех поисковых объектов, по результатам бурения, оказались водоносны. Из них большая часть — это структурные объекты, которые не подтвердились последующими структурными построениями. Чтобы избежать повторения ошибок прогноза структурного плана и повысить успешность поисково-разведочного бурения, необходимо установить причины неподтверждения структур. Для этого в данной работе был проведен анализ истории бурения всех «сухих» скважин, пробуренных в регионе в 1970–90-е гг. Определены величины ошибок прогноза глубин в сравнении с заявленной точностью структурных построений. На основе собранных статистических данных выявлены характерные для водоносных ложных структур морфологические и динамические признаки.

Материалы и методы

Исходными данными для анализа явились: архивные отчеты о работах сейсмических партий (СП), паспорта структур, дела скважин, тематические и прочие отчеты, на основании которых закладывались скважины. Восстанавливалась история бурения скважин, анализировалась морфология структур и заявленная точность построений, сравнивались структурные планы до и после бурения, определялись величины фактических структурных ошибок. Помимо этого, анализировались скоростные разрезы, полученные в ходе современной переобработки на предмет аномалий в верхней части разреза. Общее количество неуспешных (водоносных) скважин для анализа составило 68, из них поисковых скважин — 61, а ловушек (площадей) — 37.

Основные надежды на наращивание ресурсной базы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в пределах суши связываются с его северными территориями — это полуостров Гыданский и Ямал. Здесь еще остался неопоискованным ряд перспективных структурных ловушек. Но статистические данные показывают, что геологические риски поискового бурения этого региона достаточно высоки. С 1977 по 1998 гг. в пределах Ямальской, Гыданской и западной части Усть-Енисейской НГО (рис. 1) было пробурено по меньшей мере 68 неуспешных поисковых и разведочных скважин на 37 площадях, что составляет около 60% от общего числа опоискованных ловушек. Причины отрицательных результатов бурения региона могут быть разными [1], но большую часть (по меньшей мере 65% водоносных объектов) составляют ошибки прогноза структурного плана. Это те случаи, когда скважины закладывались на структурные ловушки, но в реальности оказались пробурены вне замкнутых антиклиналей, либо в их периферийной части, вне контура газоводяного контакта (ГВК) или водонефтяного контакта (ВНК) залежи.

В данной статье основное внимание концентрируется на установлении причин именно структурных ошибок. Это поможет снизить риски повторения ошибок при дальнейшем поисковом бурении на структурные объекты.

Для этого подробно было проанализировано более 40 неуспешных скважин, пробуренных на 24 ловушки, где причиной отрицательного результата явились структурные ошибки (таб. 1). К условно неуспешным были отнесены также скважины, в которых наличие продукта установлено менее чем в 3 пластах, поскольку большинство месторождений региона имеют 10–20 и

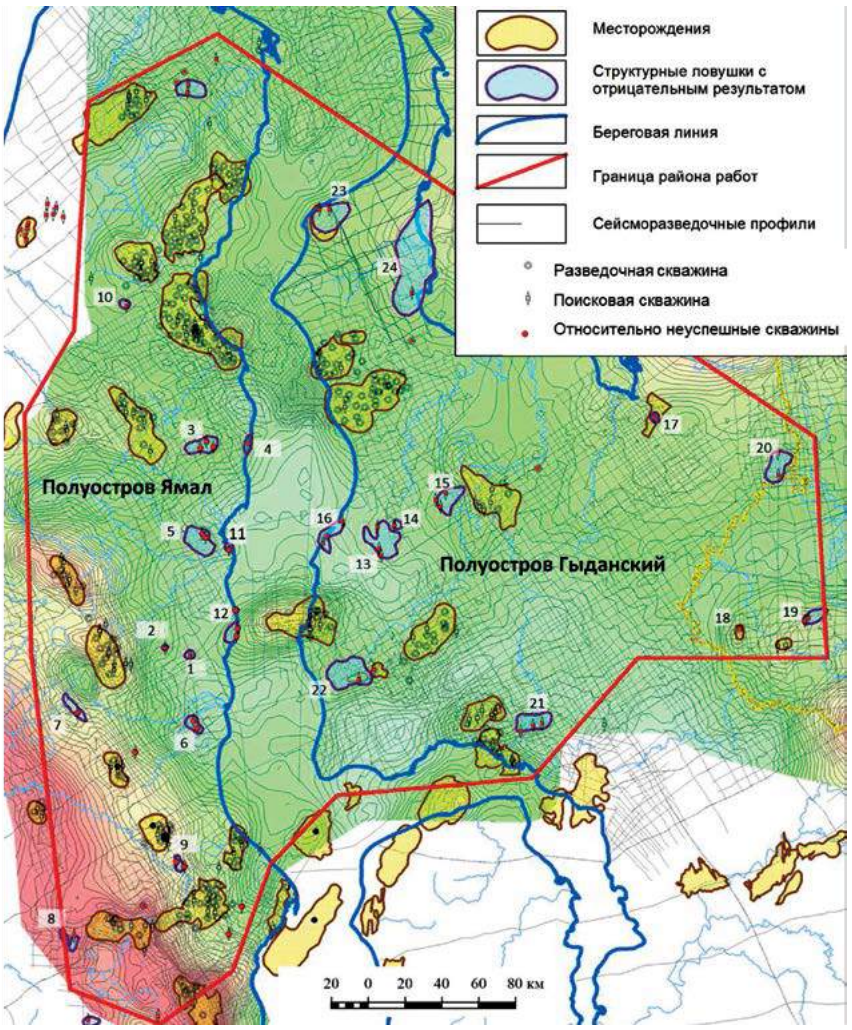


Рис. 1 — Схема расположения неуспешных скважин и ловушек в пределах границ исследования. Подложка — структурная карта по ОГ Б

Fig. 1 — The location map of unsuccessful wells and traps within the study area. Background — is the depth structure map of the reflecting horizon B (Top Jurassic)

Ключевые слова
анализ отрицательных результатов, ретроспективный анализ, структурные построения, скоростная аномалия, ВЧР, Западная Сибирь, Ямал, Гыдан

более продуктивных пластов. **В результате были выделены 5 основных причин неподтверждения структур (рис. 2).**

1. Недоучет скоростных аномалий в верхней части разреза (ВЧР) — самая распространенная проблема. Неподтвердившие наличие поднятий («неудачные») скважины были заложены по результатам сейсморазведочных работ 1970–90 гг., где при построении глубинно-скоростных моделей зачастую не учитывались скоростные неоднородности ВЧР. В результате этого был выделен целый ряд псевдоподнятий, в реальности не существующих. Проблемы с учетом влияния ВЧР в архивных построениях широко известны и подробно описаны [2–6].

Характерный пример — Быстрицкинское и Торамюйское поднятия в западной части Гыданского полуострова. Эти объекты были выделены на основе результатов работы сейсмопартии 22/80-81 по методу МОВ (рис. 3а). Быстрицкинская структура была разбурена тремя безрезультативными скважинами, не подтвердившими наличие замкнутого поднятия. Уже после бурения скважин район был покрыт более современной сейсморазведкой МОГТ, что позволило детально проанализировать скоростную характеристику волнового поля и выявить аномалии. Так, на карте скоростей ОГТ по верхнему опорному горизонту видно, что в районе выделявшихся структур фиксируются аномалии повышенных скоростей суммирования (рис. 3г). Они соответствуют зоне повышенных отметок рельефа дневной поверхности и вызваны увеличенной толщиной

Номер ловушки (см. рис. 1)	Количество пробуренных скважин	Причина структурной ошибки	Форма поднятия (для структурных ловушек)	Унаследованность структуры	Прямые признаки УВ в волновом поле
1	1	Аномалия ВЧР	Изометричная	Слабая, нестабильное положение свода	нет
2	1		Неправильная	Бескорневая	
3 (запад)	1	Неунаследованность структурного плана (структура по ОГ Б не подтвердилась по меловым ОГ)	Вытянутая		
4	1	Искусственно замкнутая структура	Не замыкается		
3	2	Неунаследованность структурного плана (структура по ОГ Б не подтвердилась по меловым ОГ)	Неправильная	Слабая	
5	2	Аномалия ВЧР		Бескорневая, нестабильное положение свода	
6	2		Рассыпается на несколько куполов	Сквозная	
7	1	Ошибка в изохронах	Вытянутая	Унаследована	
8	1	Аномалия ВЧР	Изометричная, разбивается на несколько куполов	Унаследована	
9	2		Рассыпается на несколько куполов	Бескорневая	
10	1	Ошибка в изохронах	Неправильная		
11	1	Искусственно замкнутая структура	Не замыкается		
12	3				
13	3	Аномалия ВЧР	Неправильная	Слабая	
14	1	Ошибка в изохронах	Вытянутая	Слабая. Нестабильное положение свода	
15	3	Искусственно замкнутая структура	Не замыкается		
16	2		Неправильная	Слабая	
17	1	Ошибка в изохронах	Изометричная	Бескорневая	
18	1	Аномалия скоростей в ачимовском-юрском интервале		Слабая. Нестабильное положение свода	
19	2		Рассыпается на несколько куполов		
20	2	Аномалия ВЧР	Неправильная	Слабая	
21	3	Неунаследованность структурного плана (размеры и положение структуры по ОГ Б не подтвердилась по меловым ОГ)	Неправильная, тектонически обусловленная	Нестабильное положение свода	
22	1		Изометричная	Слабая	
23	2	Аномалия ВЧР		Нестабильное положение свода	
24	1			Бескорневая	

Таб. 1 — Причины структурных ошибок и некоторые параметры ловушек с отрицательными результатами
Tab. 1 — The reasons for structural errors and some parameters of traps with negative results

слоя многолетнемерзлых пород в ВЧР. После корректной обработки данных с учетом влияния ВЧР «поднятия» закономерно «исчезают» (рис. 3б, 3в).

2. Бурение на незамкнутые в пределах сети сейсмических профилей структуры. Ярким примером является Новолунная «структура», которая не замыкалась в пределах той же съемки 22/80-81, и Меркуяхская «структура», которая на схеме глубин была замкнута явно искусственно (рис. 3а). Оба этих объекта были изучены бурением трех скважин, которые не подтвердили наличие поднятий, и весь вскрытый разрез оказался водоносным.

3. **Ошибки при построении исходных карт изохрон.** К ним приводят неточности в корреляции отражающих горизонтов (ОГ), невязки сейсмических профилей или различные погрешности алгоритма картопостроения. Особенно осторожно при заложении скважин нужно относиться к структурам малого размера. К примеру, не подтвердившаяся бурением Вангутинская «структура» является, по сути, следствием интерполяции значений t0 между профилей (рис. 3а). Следует отметить, что сомнения в правомочности выделения подобных мелких структур высказывались еще до бурения этого объекта [2].

4. Неунаследованность структурного плана. Ряд скважин, бурившихся на валанжин-готеривский целевой интервал, закладывался на основе структурных схем по более глубокому горизонту — кровле юры, ОГ Б. Структурный план северной части Западно-Сибирского бассейна по причине высокой активности тектонических процессов часто сильно меняется по разрезу — поднятия по верхним, меловым горизонтам смещаются в латеральном направлении относительно нижних, юрских. А некоторые антиклинальные ловушки, выделенные по юрским горизонтам, полностью выполаживаются в меловых отложениях. Поэтому существование структуры по кровле юры вовсе не означает наличие замкнутого поднятия по верхним горизонтам в той же точке. Особенно это характерно для поднятий малых размеров. К подобным примерам можно отнести Северо-Сеяхинскую площадь, где были пробурены 3 водоносные скважины. При этом некоторые исследователи предостерегали от подобных ошибок еще до бурения [4].

5. Недоучет глубинных скоростных аномалий — в аномальных кольцевых зонах (АКЗ) [7] либо под крупными залежами сеноманского газа. В пределах территории исследования на АКЗ, или на инверсионно-кольцевых структурах [8], были пробурены 3 преимущественно водоносные скважины на востоке Гыданского полуострова: Паютская 1, 2 и Нанадянская 310. Скважины были заложены на положительные перегибы «кольцевых структур» в изохронах. Прогиб в центральной части этих структур вызван резким падением скоростей в зоне АВПД нижненеокомских-юрских отложений и является ложным [7]. В реальности в масштабе глубин скважины оказались расположены на периферии положительных структур. Сводовая же часть структур остается перспективной, и подобные объекты являются наиболее надежными и относительно крупными среди перспективных ресурсов на Гыданском полуострове.

Таким образом, проведенный анализ подчеркивает важность учета влияния ВЧР и скоростных неоднородностей при структурных построениях — около половины причин всех ошибок составляют проблемы с определением скорости. Но в ряде случаев объем и качество исходных сейсмических данных не позволяют должным образом проанализировать скоростную характеристику разреза на этапе обработки данных и сделать выводы о степени влияния ВЧР на структурные планы, например, если верхний опорный горизонт залегает слишком высоко, сейсмограммы утеряны или они низкого качества. В этом случае основным инструментом для разбраковки аномалий становится анализ разрезов и карт на качественном уровне. Для выработки качественных критериев необходимо сравнить морфологические признаки таких псевдоподнятий: их форму, площадь, амплитуду, унаследованность, и динамические характеристики волнового поля с характеристиками поднятий, где были открыты месторождения. Такой анализ был проведен по 15 водоносным ловушкам и 12 продуктивным поднятиям в пределах полуострова Ямал.

Были построены гистограммы распределения площади и амплитуды структур (рис. 4). На них видно, что подавляющее большинство открытых месторождений относятся к поднятиям площадью больше 80 км^2. Практически все неуспешные структуры, наоборот, имеют площадь меньше 80 км^2. Что касается амплитуд ловушек, то следует отметить, что практически нет открытых месторождений с амплитудой поднятия меньше 10 м. Вместе с тем, по результатам проведенных в 1991 г. исследований, из 219 выявленных сейсморазведкой в период с 1986 по 1990 гг. объектов в различных регионах Западной Сибири 72% имели площадь менее 10 км^2, 60% — амплитуду менее 15 м [9, 10].

Неподтвердившиеся же структуры до бурения имели еще большие размеры — медианное значение амплитуды и площади псевдоструктур по всем ОГ: 25 м и 34 км^2 соответственно. Поскольку прогнозные размеры структур были достаточно крупные, возникает вопрос, каковы же были ошибки прогноза глубин, если подобные относительно большие структуры в итоге не подтвердились. Для этого в дополнение к морфологическим были определены следующие параметры: Δ — ошибка прогноза глубин, м; и $|\Delta|$ — модуль (абсолютное значение) ошибки, м (таб. 2).

Медианный модуль ошибки по всем ОГ составил 29 м. Очевидно, что ошибки крупные, сопоставимы или даже больше амплитуды ловушек. Но какова же была оцененная надежность картирования данных структур до бурения, то есть точность построений в сравнении с амплитудой структур?

Для определения прогнозируемой до бурения надежности структуры был рассчитан параметр $A/0.675*\sigma$ — отношение амплитуды структуры к оцененной погрешности, где σ — оцененная погрешность структурных построений, то есть прогнозная ошибка (среднеквадратическая), м. Множитель 0,675 здесь определяет вероятность возможной ошибки в 50%, это следует из нормального характера распределения ошибки. Если произведение $0,675*\sigma$ меньше половины амплитуды, то есть $A/0,675*\sigma > 2$, то вероятность существования структуры составляет более 50%. Медианное значение оказалось равным 2,15, то есть большую часть анализируемых псевдоподнятий можно было считать относительно надежными. Но если рассмотреть следующий параметр, $\sigma/|\Delta|$ — отношение прогнозной погрешности к модулю ошибки прогноза, то

Рис. 2 — Основные причины структурных ошибок по скважинам (сверху) и ловушкам (снизу)
Fig. 2 — Key reasons for structural errors concerning wells (on the top) and traps (on the bottom)

становится понятно, что оцениваемая точность была завышена. Медианное значение этого параметра равно 0,36, то есть фактическая ошибка превышает прогнозную для всех горизонтов и для всего массива данных почти в 3 раза.

Интересно проследить изменение параметров от горизонта к горизонту, по вертикали. При примерно одинаковой прогнозной амплитуде структур прогнозная ошибка логично увеличивается сверху вниз. Также неудивительно, что и абсолютные значения фактической ошибки аналогично возрастают от верхних ОГ к нижним. Важным является факт, что по верхнему ОГ Г скважины, в основном, вскрывали горизонт ниже прогнозной глубины, а по нижним ОГ эта закономерность не наблюдалась. Косвенно это свидетельствует о том, что рассматриваемые ловушки являлись эффектами влияния скоростных аномалий ВЧР.

Из таб. 1 видно, что практически все псевдоструктуры отличаются неунаследованным строением: либо они бескорневые, то есть их амплитуда падает сверху вниз по разрезу, либо для них характерна резкая смена азимутов простирания структуры и нестабильное положение свода. Значительная часть таких ловушек имеет неправильную, причудливую форму контура замыкающей. Результаты бурения показывают, что поднятия такой формы даже при условии их проявления во всем разрезе («сквозном» характере) могут являться фиктивными.

Крайне важно проанализировать динамические характеристики волнового поля этих водоносных «структур». Все без исключения месторождения Ямала и Гыдана, где открыты залежи в пластах ПК1 и/или ХМ, характеризуются аномалиями волнового поля в интервале соответствующих отражающих горизонтов Г и Г3: увеличение амплитуды отражения в интервале коррелируемой фазы, раздув фазы, появление дополнительного отражения от ГВК. Логично, что для всех структур-псевдоподнятий (таб. 1) характерно отсутствие каких-либо выраженных аномалий в интервале ОГ Г или Г3.

Итоги

В результате проведенного анализа истории бурения «сухих» скважин, были установлены основные причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении региона. Две из пяти причин относятся к ошибкам методического характера: бурение на незамкнутые структуры и заложение точек скважин на основе структурных планов слишком глубоких горизонтов.

Три другие, наиболее распространенные причины, связаны с проблемами обработки и интерпретации сейсмических данных: недоучет влияния ВЧР и глубинных скоростных аномалий, а также ошибки в корреляции или построении карт изохрон. Эти проблемы определяют относительно высокую, в сравнении с размерами поднятий, погрешность сейсмических построений, которую при заложении скважин недооценивали. Зачастую оцениваемая точность архивных структурных построений была сильно завышена, а прогнозная среднеквадратическая ошибка (погрешность) — занижена. В отчетах приводились слишком оптимистичные размеры ловушек и, соответственно, завышенные прогнозные ресурсы. Это подчеркивает важность корректного учета всех возможных составляющих структурной неопределенности и прогноза латерального распределения точности построений.

На основе собранных статистических данных выявлены характеристики, свойственные водоносным ложным структурам:

- отсутствие выраженных аномалий волнового поля в интервале ОГ Г или Г3;
- неунаследованность структурного плана;
- неправильная, изрезанная форма контура замыкающей изогипсы;
- отсутствие изменения толщин в своде структуры, «сквозная» форма структуры в разрезе;
- отсутствие замыкания антиклинали в пределах сети сейсмических профилей, даже если у интерпретаторов есть какие-либо основания полагать, что структура замыкается в непосредственной близости от контура съемки;
- практически все неуспешные структуры имеют площадь меньше 80 км^2; при амплитуде менее 10 м в подавляющем большинстве случаев поднятия оказываются ложными.

Выводы

Выявлены наиболее распространенные методические ошибки при заложении скважин и проблемы в обработке и интерпретации сейсмических данных, которые привели к отрицательным результатам поисково-разведочного бурения на структурные объекты. Решение видится в тщательном учете влияния ВЧР и других скоростных неоднородностей при

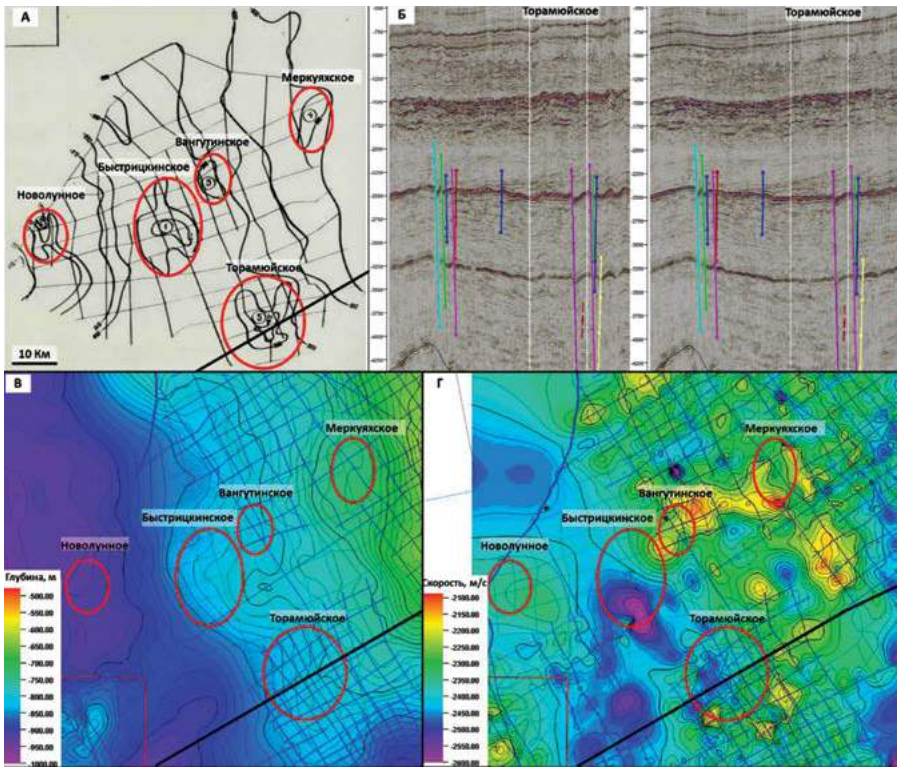


Рис. 3 — Структурный план верхнего горизонта по архивным данным (а), современный сейсмический профиль до и после учета влияния ВЧР (б), структурная карта после учета ВЧР (в) и карта скоростей ОГТ (г)

The structure map of the upper horizon, according to the archival data (a), present-day seismic section before and after near-surface effects correction (b), the structure map after near-surface effects correction (v) and the stack velocity map (g)

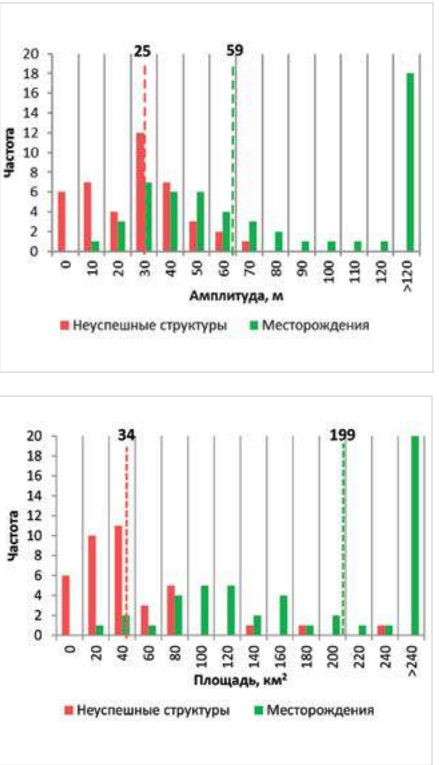


Рис. 4 — Гистограммы распределения амплитуды и площади структур (все ОГ). Пунктиром отмечено медианное значение

Fig. 4 — The distributional histogram of the anticlines height and area (for all reflecting horizons).The median value is marked with the dotted line

структурных построениях и корректной оценке структурной неопределенности.

Перечисленные выше эмпирически выявленные критерии псевдоподнятий следует использовать в качестве дополнительного инструмента при отбраковке скоростных аномалий в процессе учета ВЧР.

Эти критерии также необходимо учитывать при оценке геологических рисков уже отстроенных структур. В случае, если наблюдается несколько перечисленных признаков, то поднятию можно присвоить низкую вероятность существования, поскольку большинство «пустых» скважин региона были пробурены на подобные ложные структуры. Однако окончательно списывать структуры рекомендуется только если они однозначно не подтверждаются современными сейсмическими материалами, обработанными с учетом всех скоростных аномалий и неопределенностей.

Должная проработка выявленных проблемных областей при сейсмических построениях и интерпретации, исключение методических ошибок и корректный учет геологических рисков при заложении скважин будут способствовать повышению эффективности поисково-разведочного бурения региона.

Список литературы

1. Куркин А.А. Анализ отрицательных результатов поисково-разведочного бурения на севере Западной Сибири // Oil & Gas Journal Russia. 2017. №6 (116). С. 38–43.
2. Чурашов В.М., Забелин Ю.М. Отчет о работе Западно-Гыданской сейсморазведочной партии №22/80-81 г. в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в зимний период 1980–1981 г. Лабытнанги: Ямало-Ненецкий Геофизический Трест, 1981. 164 с.
3. Новиков О.В. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Ново-Гыданской СП57/87-88. Лабытнанги: Ямалгеофизика, 1988. 151 с.
4. Бурханов А.С., Анохин А.И., Новиков О.В. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Ханавейской СП 57/86-87. Лабытнанги: Ямалгеофизика, 1988. 43 с.
5. Мельникова М.В., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Ахмедсафин С.К. Особенности развития антиклинальных структур Гыданской нефтегазоносной области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. №3. С. 19–26.
6. Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал // Геология нефти газа. 2006. №2. С. 20–29.
7. Мельникова М.В. Строение отложений осадочного чехла полуострова Гыдан и оценка перспектив его нефтегазоносности: дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 2013. 16 с.
8. Гиршгорн Л.Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты // Советская геология. 1987. №4. С. 63–71.
9. Бевзенко Ю.П. Многоуровневая высокоточная сейсморазведка в районах развития многолетней мерзлоты: дис. ... док. геол.-мин. наук. Тюмень, 2004. 257 с.
10. Долгих Ю.Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. 212 с.

ОГ	Медиана по всем скважинам для каждого ОГ		A/0.675*σ	σ/|Δ|
Г (кровля сеномана)	S, площадь до бурения, км²	25		
	A, амплитуда до бурения, м	25	4,83	
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка, м	7		0,36
	|Δ|, модуль фактической ошибки, м	24		
	Δ, фактическая ошибка прогноза глубин, м	-22		
М1 (кровля апта)	S, площадь до бурения, км²	30		
	A, амплитуда до бурения, м	22	2,45	
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка, м	14		0,38
	|Δ|, модуль фактической ошибки, м	29		
	Δ, фактическая ошибка прогноза глубин, м	12		
М (апт)	S, площадь до бурения, км²	32		
	A, амплитуда до бурения, м	24	1,78	
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка, м	19		0,44
	|Δ|, модуль фактической ошибки, м	39		
	Δ, фактическая ошибка прогноза глубин, м	-7		
Б (кровля юры)	S, площадь до бурения, км²	61		
	A, амплитуда до бурения, м	31	2,19	
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка, м	21		0,40
	|Δ|, модуль фактической ошибки, м	55		
	Δ, фактическая ошибка прогноза глубин, м	7		
Все ОГ	S, площадь до бурения, км²	34		
	A, амплитуда до бурения, м	25	2,15	
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка	14		0,36
	|Δ|, модуль фактической ошибки, м	29		
	Δ, фактическая ошибка прогноза глубин, м	-5		

Таб. 2 — Морфологические характеристики ложных структур; прогнозная точность бурения; величины структурных ошибок по опорным горизонтам

Tab. 2 — Morphological characteristics of false structures; expected accuracy of drilling; structural errors values of key horizons

Reasons for exploration failures of anticlinal prospects in Yamal and Gydan regions of West-Siberia

UDC 550.3

Author:
Aleksandr A. Kurkin — the head of regional studies and petroleum systems modeling group; AAKurkin@novatek.ru

NOVATEK STC, Tyumen, Russian Federation

Abstract
The statistic shows that in the north of West Siberia basin about 60% of all prospects turned out to be water-bearing. Most of them are structural prospects, that were not confirmed by more recent seismic data. To avoid mistakes in the future, and to increase the exploration drilling success rate, one needs to establish the reasons for these failures. For this purpose, the so called "dry hole analysis" or post well analysis was carried out for all dry wells, drilled in the region in 1970–90s. During the analysis the values of seismic depth prediction errors in comparison with the estimated structural uncertainty were determined. Based on collected data, typical morphological features and seismic amplitude characteristics of water-bearing, false anticlines were revealed.

Materials and methods
The basic data for analysis was: archival seismic survey reports, prospects' passports, well historical data, R&D, exploration and other reports, on the basis of which well locations were determined. During the analysis the history of well placement and drilling, the anticline morphology and estimated structural uncertainty before drilling were recovered. Structural maps before and after drilling were compared. Seismic velocity derived from modern surveys was analyzed, especially considering near surface effects. The total number of unsuccessful (dry) wells from the analyzed wells was 68, including 61 exploration wells and 37 failed prospects.

Results
As a result of post drilling analysis, the main reasons for exploration failures of anticlinal prospects were determined. Two of the five causes are of methodological nature: drilling the anticlines that were not closed and drilling based on deep horizons structural maps.
The other three matters are the most common ones. They are related to the problems of processing and interpretation of seismic data: an underestimation of near-surface and deep velocity anomalies and errors in the horizon picking or isochrone mapping. These problems determine relatively high structural uncertainty, in comparison with the anticline size. This uncertainty was systematically underestimated before drilling. In archival seismic interpretation reports the estimated accuracy was often too high, and prognostic standard error was too low. Moreover, the geometrical size of prospects was often overestimated, that was the reason for evaluated hydrocarbon resources being too optimistic. This underlines the importance of estimation of all possible components of uncertainty, and prediction of the lateral distribution of structural uncertainty.

Typical morphological features and seismic amplitude characteristics of water-bearing, false anticlines were revealed:

- absence of seismic anomalies in the interval of Cenomanian and Albian productive formations;
- unconformable nature of anticline structural features;
- irregular, broken shape of the anticline closure contour;
- no change of thickness in the anticline crest along whole section;
- no anticlinal closure within seismic survey area, even when interpreters have strong reasons to believe that the structure is closed in the vicinity of the survey;
- almost all of the failed anticlines have the area of less than 80 km2; the majority of anticlines with the height less than 10 m turn out to be false.

Conclusions
The most common methodological errors, pitfalls and problems in seismic data interpretation and processing, which led to exploration drilling failures, were established. The solution lies in the careful consideration of near-surface and deep velocity anomalies during seismic imaging and consistent structural uncertainty assessment.
The above stated, empirically identified features of water-bearing, false anticlines are suggested to use as an additional tool during near-surface effects correction.
These features also are suggested to be considered in geological risks assessment.
If several of the stated features apply to the prospect, then a low success probability can be assigned, since most of the dry wells of the region were drilled on such false structures. However, the prospect should be written off only if it is clearly not confirmed by modern seismic data, processed and interpreted considering all velocity anomalies and uncertainties.
Appropriate consideration of identified seismic imaging problems and pitfalls, methodological errors and comprehensive geological risks assessment during exploration well placement will contribute the improvement of drilling success rate of the region.

Keywords
dry hole analysis, retrospective analysis, seismic interpretation, time-depth conversion, velocity anomaly, Yamal, Gydan, West Siberia

References

1. Kurkin A.A. *Analiz otritsatel'nykh rezul'tatov poiskovo-razvedochnogo bureniya na severe Zapadnoy Sibiri* [Dry exploration wells analysis in northern West Siberia]. Oil & Gas Journal Russia, 2017, issue 6 (116), pp. 38–43.
2. Churashov V.M., Zabelin Yu.M. *Otchet o rabote Zapadno-Gydanskoy seysmorazvedochnoy partii №22/80-81 g. v Tazovskom rayone Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga Tyumenskoy oblasti v zimniy period 1980–1981 g* [The report on the work of Western-Gydan seismic crew №22/80-81 in the Tazovskiy district of the Yamalo-Nenets Autonomous district of Tyumen region in the winter of 1980–1981]. Labytnangi: *Yamalo-Nenetskiy Geofizicheskiy Trest*, 1981, 164 p.
3. Novikov O.V. *Otchet o rezul'tatakh poiskovykh ploshchadnykh seysmorazvedochnykh rabot MOV OGT Novo-Gydanskoy SP57/87-88* [The report on the prospecting areal seismic operations CDP seismic reflection method of Novo-Gydanskaya SP57/87-88]. Labytnangi: *Yamalgeofizika*, 1988, 151 p.
4. Burkhanov A.S., Anokhin A.I., Novikov O.V. *Otchet o rezul'tatakh poiskovykh ploshchadnykh seysmorazvedochnykh rabot MOV OGT Khanaveyskoy SP 57/86-87* [The report on the results of CDP seismic survey on Khanaveyskaya area of seismic crew 57/86-87]. Labytnangi: *Yamalgeofizika*, 1988, 43 p.
5. Mel'nikova M.V., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Akhmedsafin S.K. *Osobennosti razvitiya antiklinal'nykh struktur Gydanskoy neftegazonosnoy oblasti* [Features of anticlinal structures development in guydan oil and gas bearing area]. Higher Educational Institutions News. Oil and Gas, 2012, issue 3, pp. 19–26.
6. Astaf'ev D.A., Skorobogatov V.A. *Tektonicheskiy kontrol' gazoneftenosnosti poluostrova Yamal* [Tectonic control of oil and gas potential of Yamal peninsula]. Oil and gas geology, 2006, issue 2, pp. 20–29.
7. Mel'nikova M.V. *Stroenie otlozheniy osadochnogo chekhla poluostrova Gydan i otsenka perspektiv ego neftegazonosnosti* [Geological features of deposits in the sedimentary cover of Gydan peninsula and its hydrocarbon prospectivity assessment]. Ph.D. dissertation (Geology and Mineralogy). Tyumen, 2013, 16 p.
8. Girshgorn L.Sh. *Disgarmonichnye podnyatiya v osadochnom chekhle severa Zapadno-Sibirskoy plity* [Disharmonious uplifts in the sedimentary cover of the northern West-Siberian plate]. *Sovetskaya geologiya*, 1987, issue 4, pp. 63–71.
9. Bevzenko Yu.P. *Mnogourovnevaya vysokotochnaya seysmorazvedka v rayonakh razvitiya mnogoletney merzloty* [Multi-level high-precision seismic survey in the areas of permafrost]. Sc.D. dissertation (Geological and Mineralogical sciences). Tyumen, 2004, 257 p.
10. Dolgikh Yu.N. *Mnogourovnevaya seysmorazvedka i kinematicheskaya inversiya dannykh MOV-OGT v usloviyakh neodnorodnoy VChR* [Multi-level seismic imaging and kinematic inversion of CDP data in terms of heterogeneous near-surface layer]. Moscow: EAGE Geomodel, 2014, 212 p.

GTNT — спутниковая связь для решения любых задач!

ЗАО «Джи Ти Эн Ти» (GTNT) — мультисервисный оператор подвижной персональной спутниковой системы связи «Thuraya», а также спутниковой связи на базе технологии VSAT. Компания GTNT предоставляет такие услуги, как мобильная спутниковая телефония, передача данных, широкополосный доступ в Интернет, а также доступ к спутниковым каналам связи, виртуальным частным сетям (IP/VPN), в целом — полный спектр телематических услуг. Когда другие средства связи отказываются работать, мы обеспечиваем надежный, постоянный канал для обмена информацией любого типа и обьема.

Стабильность и инновационный подход

Компания GTNT — единственный официальный представитель ведущего международного оператора спутниковой связи «Thuraya» в России. Обширная спутниковая сеть «Thuraya» обеспечивает надежную и бесперебойную связь более чем в 160 странах по всей Европе, Африке, Азии и Австралии.

Цель компания GTNT — предложить не отдельные услуги, а целевые решения, ориентированные на определенные отрасли промышленности. В услугах компании наиболее заинтересованы крупные корпорации различных отраслей промышленности: энергетической, газовой, нефтяной, а также отраслей, связанных с заготовкой и переработкой древесины. Помимо этого, услуги предприятия востребованы у работников железнодорожной, судостроительной сферы и т.д. Важно отметить, что это именно те сферы промышленности, где задачи выполняются на малонаселенных, отдаленных от центра территориях. Необходимость наличия современных средств связи в этих случаях неоспорима, особенно в условиях чрезвычайных ситуаций. Компания GTNT нацелена на то, чтобы приносить пользу стратегически важным отраслям экономики нашей страны.

При этом растущий спрос на энергетические ресурсы заставляет разведывать все более отдаленные уголки нашей планеты. Там, где наземные средства связи недоступны, спутниковые решения позволяют:

- контролировать работу и координировать действия бригад на различных промышленных объектах нефтегазового сектора;
- обеспечивают оперативный документооборот и обмен служебной информацией с удаленными подразделениями, включая проведение голосовых и видеоконференций;
- поддерживают системы контроля управления и сбора данных, реализуя мониторинг нефтяных скважин, трубопроводов и других стационарных подвижных объектов.

GTNT «Thuraya» предоставляет своим клиентам самую современную, персональную мобильную спутниковую связь в мире; предприятие ориентировано на непрерывное развитие, стремясь к совершенствованию и созданию инноваций.

Предоставление услуг спутниковой связи на базе технологии VSAT с PCM

Объединение филиалов, подразделений, удаленных офисов в единое информационное пространство возможно через каналы спутниковой связи VSAT при помощи оборудования PCM. Кроме того, возможно предоставление высокоскоростных каналов спутниковой связи для создания корпоративной сети LAN предприятий энергетического комплекса.

Российский Спутниковый Модуль (PCM) — это широкополосный спутниковый терминал для сетей с полносвязной и звездообразной топологиями. PCM является высокопроизводительным спутниковым маршрутизатором, предназначенным для динамического обеспечения широкополосной IP-связности в полносвязной и звездообразной сетевых топологиях одновременно. Спутниковый маршрутизатор PCM обеспечивает гибкое управление качеством обслуживания (QoS), включая адаптивное выделение пропускной способности для постоянной битовой скорости, поддерживающей полосу для передачи трафика реального времени, к примеру, IP-телефонии (VOIP) или видеоконференцсвязи, с низким джиттером и высоким качеством.

Разнообразие оборудования для решения различных задач

Реализация дистанционного видеонаблюдения за строящимися объектами нефтегазового сектора в реальном времени доступно при помощи VSAT видеонаблюдения.

Преимуществами данной технологии являются:

- VOiP-телефонная связь;
- защищенный обмен данными;
- передача больших объёмов информации между объектом и центральным офисом.

Компания GTNT также предоставляет решения в подвижной спутниковой радиосвязи при помощит такого оборудования, как:

- спутниковый модем Thuraya IP+;
- спутниковый телефон Thuraya XT-Lite;
- автомобильный комплект SAT-VDA.

Возможность предоставления голосовой связи между геологическими партиями и управлением, отправка SMS-отчетов о местонахождении партий, прокладка маршрутов движения, отправка экстренных вызовов — востребованность данных услуг высока.

Мобильное видеонаблюдение, а также мобильная передача данных с переносным комплексом ВКС осуществляется с помощью Thuraya ВКС: обеспечивается видеотрансляции на выезде, в местах строительства, при ЧС на объектах НГК (разлив нефти, аварийные ситуации и т.д.).

Контроль трубопроводов обеспечивает Thuraya SM-2500 и антенны DS1600-6 (всенаправленная всепогодная антенна). Данное оборудование создает условия для непрерывного контроля и управления технологическими процессами на объектах НГК, включая мониторинг состояния трубопроводов, хранилищ и распределительных узлов; управление исполнительными устройствами на удаленных объектах за счет приема/передачи телеметрической информации.

Преимуществами компании GTNT являются: доступная стоимость оборудования; низкие тарифы; высокие скорости передачи данных; компактность и малый вес оборудования; легкая интеграция в существующие ведомственные и корпоративные системы связи в кратчайшие сроки.

THURAYA

GTNT

Спутниковая связь

www.gtnt.ru

8 (800) 550-90-60
sales@gtnt.ru

г. Москва, ул. Поклонная, д.3, корпус 4, оф. D-901

Возможности бетона в рулоне Concrete Canvas показали в демо-парке

В середине июля состоялось открытие первого в России демо-парка Concrete Canvas, посетив который, можно оценить все преимущества инновационной технологии — бетонного полотна, успешно применяемого в нефтегазовой отрасли при выполнении строительных работ, прокладке и защите трубопроводов; долгосрочность покрытия гарантируется производителями на срок до 50 лет. Подробнее о технологии рассказал глава компании United Concrete Canvas Russia, Игорь Богородов, а также основатели Concrete Canvas Ltd — Уилл Кроуфорд и Питер Брейвен.

Расскажите, пожалуйста, подробнее о Concrete Canvas? Насколько выгодно с точки зрения финансовых и временных затрат применение данной технологии по сравнению с традиционными способами покрытиями?

Concrete Canvas — это пропитанная специальным сухим раствором ткань с непромокаемой подкладкой, которая была изобретена в Великобритании в 2000-х гг. Это уникальный в своем роде продукт: он отличается высокой скоростью укладки (до 200 м^2/час) и затвердевания (всего через 2 часа после смачивания полотно приобретает свойства бетонного покрытия). Бетонное полотно предотвращает эрозию почвы, вызванную климатическими условиями, и может применяться для укрепления склонов. Именно благодаря этим характеристикам Concrete Canvas является отличной альтернативой обычному бетону — полотно экономит и время, и средства, при этом укладывать его можно даже во время дождя. Структура материала не подвержена влиянию трещин, а ткань способна повторить изгибы поверхности, на которую ее укладывают.

Каковы, по Вашему мнению, перспективы применения Concrete Canvas в нефтегазовой отрасли, к примеру, при строительстве и обустройстве нефтяных месторождений и нефтехранилищ? Какие проблемы в нефтегазовой отрасли поможет решить технология?

Бетон в рулоне используется в различных сферах деятельности: дорожное строительство, железнодорожная, горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, сельское и городское хозяйство.

Применение такого полотна обладает четырьмя основными преимуществами: позволяет сэкономить время, так как на укладку тратится в среднем в 10 раз меньше времени, чем на бетонирование такого же по площади участка традиционным способом. Кроме того, данная технология не предполагает использование каких-то сложных инструментов, техники или транспорта, что облегчает укладку и делает ее экономически выгодной. Простота монтажа обуславливает следующий плюс: для укладки Concrete Canvas требуется меньше рабочих ресурсов, и они не должны обладать какой-то особой квалификацией. Еще один значимый момент — Concrete Canvas не наносит вреда окружающей среде ни в процессе монтажа, ни во время эксплуатации.

Что же касается перспектив применения этой технологии именно в нефтегазовой отрасли, то они весьма обширны. Например, бетон в рулонах востребован при строительстве и обустройстве нефтяных месторождений и нефтехранилищ. Технология может применяться в различных областях нефтяной индустрии, в частности, у нас есть специальная линейка Concrete Canvas Hydro, которая обладает мембраной, способной выдерживать высокие нагрузки, характерные для нефтяной промышленности: иногда скорость потока составляет 12 м/с и наш материал сможет это выдержать.

В случае работы с существующими инфраструктурами необходимо позаботиться о дополнительной защите действующих конструкций. Ранее для их укрепления было необходимо нанести слой обычного бетона толщиной около 20 мм, а толщина нашего полотна составляет всего от 5 до 13 мм (в зависимости от формы производства), хотя дает те же результаты.

Учитывая, что обычный бетон подвластен разрушению и весьма неэкологичен, нельзя недооценивать преимущества Concrete Canvas. Мы уверены, что технология поможет решить определенные проблемы в нефтегазовой отрасли. Например, сделать более комфортной эксплуатацию трубопроводов. Кроме того, в любой индустрии требуется защита от агрессивной среды – в данном случае мы говорим не только о негативном воздействии грунтовых вод, но также о влиянии на трубопроводы агрессивных химических веществ и углеводородов. После гидратации свойства полотна становятся сопоставимы со свойствами армированного бетона — армируют его волокна, которые соединяют два текстильных слоя. В результате, покрытие отлично выдерживает нагрузки, не пропускает воду и нефтепродукты, устойчиво к агрессивным химическим соединениям, к влаге и ультрафиолету.

В июле 2017 года демо-парк Concrete Canvas гостеприимно распахнул свои двери для посетителей со всей России

Уильям Кроуфорд и Фил Грир на открытии

Как нам известно, технология изобретена в Великобритании, и, разумеется, имеет широкое применение на родине. Расскажите, пожалуйста, о том, какое распространение технология получила в мире?

Вы совершенно правы. Многие объекты Британских островов обустроены с помощью нашей технологии. На сегодняшний день география применения полотна весьма обширна: бетон в рулонах активно используется практически во всех странах Европы, а особенно в Германии и Испании. Например, в Испании вибрации скоростных электричек, растительность и движение почвы очень часто приводят к осыпанию склонов железнодорожных тоннелей, а полотно, которое сохраняет свою гибкость даже после затвердевания, уже в течение 10 лет позволяет справляться с этой проблемой.

В Австралии сейчас внедряют проект Concrete Canvas, и для этой страны его востребованность определяется, в том числе и тем, что покрытие не боится морской воды и является идеальным решением для укрепления наклонных поверхностей, в частности, берегов лагун.

А есть ли примеры успешной реализации в России?

Concrete Canvas сегодня активно используется в России. Полотно отлично проявляет себя в сложных погодных условиях, характерных для нашей страны: его износостойкость выше, чем у традиционного бетона. Так, например, при строительстве берегового комплекса подготовки «Чайво» на острове Сахалин применялась именно эта технология при укреплении дренажных канав. В результате, за три недели рабочая бригада численностью в 6 человек сумела уложить в общей сложности 14,7 км^2 полотна.

Насколько высока вероятность локализации производства?

Мы видим огромный потенциал в России, и экономические реалии сегодня диктуют нам необходимость локализации производства. Особое внимание уделяется соблюдению технологии, по которой производится полотно. Нам важно мнение клиентов, и мы подходим к работе в России со всей ответственностью. Именно поэтому компания приняла решение построить демо-парк в Подмосковье.

18 июля состоялось открытие демо-парка на Новорижском шоссе. В чем его уникальность? Какие особенности технологии были продемонстрированы?

Когда внедряется новая технология, всегда важно определить конечного потребителя. Многие компании предоставляют обучающие брошюры, книги, но, как правило, это недостаточная мера. Потребителю важно посмотреть, потрогать, иногда и ударить, оценивая эксплуатационные возможности товара. С другой стороны, наши проекты в России находятся далеко от ее столицы, а именно, на Сахалине и Севере. В связи с этим мы решили построить демонстрационный парк недалеко от Москвы, чтобы любой человек имел возможность бесплатно его посетить. Хочется отметить, что данный демонстрационный парк — единственный в мире. Здесь представлены варианты применения бетонного полотна. А именно: укрепление склонов и насыпей, укрепление канав и габионов, футеровка бассейнов и даже строительство бетонной палатки или укрепленных стен.

Добро пожаловать!

В демо-парке представлены варианты применения бетонного полотна

УДК 620.193

Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ

С.Н. Трубавин
главный инженер — первый заместитель генерального директора[1]
orb-priemnaya@gazprom-neft.ru

В.В. Ульянов
к.ф-м.н., руководитель направления по эксплуатации скважин газлифтным способом[2]
info@gazprom-neft.ru

Е.А. Кибирев
начальник технологического отдела[3]
ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru

К.В. Рымаренко
с.н.с. [4]
krymarenko@mail.ru

В.С. Бак
заместитель генерального директора[5]
vic9103@yandex.ru

П.Е. Историн
руководитель департамента закупок[5]
p.istorin@siant.ru

М.Т. Нухаев
к.т.н., доцент[6]
mnukhaev@hotmail.com

[1] ООО «Газпромнефть-Оренбург», Оренбург, Россия
[2] ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия
[3] ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия
[4] Новосибирский Государственный Университет, Новосибирск, Россия
[5] ЗАО НПФ «СИАНТ», Новосибирск, Россия
[6] Сибирский Федеральный Университет, Красноярск, Россия

Данная статья посвящена опыту ООО «Газпромнефть-Оренбург» по проведению опытно-промышленного испытания автоматизированной системы управления технологическим процессом бескомпрессорного газлифта на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении с целью повышения эффективности добычи и управления работой скважины.

Материалы и методы

Работа включает в себя обсуждение проблематики бескомпрессорного газлифтного способа эксплуатации, описание особенностей внедрения АСУТП Газлифт, анализ результатов, обсуждение вопросов развития данной технологии, а также предложения по постоянному мониторингу работы

Газлифтный способ эксплуатации широко используется в мировой практике добычи нефти. Данный способ в классическом исполнении подразумевает закачку газа по затрубному пространству на забой скважины, где он попадает через рабочий газлифтный клапан в колонну лифтовых труб и смешивается со скважинным флюидом. Плотность флюида в НКТ снижается, и скважина может работать без привлечения других методов механизированной добычи. Газлифтный метод эксплуатации получил широкое распространение по всему миру из-за своих явных преимуществ перед другими способами механизированной добычи, такими как:

- возможность отбора больших объемов жидкости практически при всех диаметрах эксплуатационных колонн и форсированного отбора сильнообводненных скважин;
- эксплуатация скважин с большим газовым фактором, т.е. использование энергии пластового газа;
- малое влияние профиля ствола скважины на эффективность работы газлифта, что особенно важно для наклонно направленных скважин, т.е. для условий морских месторождений и районов освоения Севера и Сибири;
- отсутствие влияния высоких давлений и температуры продукции скважин, а также наличия в ней мехпримесей (песка) на работу скважин;
- гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту;
- простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период их работы при использовании современного оборудования;
- возможность применения одновременной раздельной эксплуатации, эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина;
- возможность и простота проведения промысловых исследований скважин.

В России газлифтный способ эксплуатации скважин в свое время использовался на ряде месторождений (Самотлорском, Федоровском и Правдинском месторождениях в Западной Сибири) [1, 2]. Накопленный на данных месторождениях опыт показал, что, несмотря на привлекательность газлифтного способа эксплуатации, существует ряд ограничивающих факторов, препятствующих массовому внедрению классической модификации данного метода, в том числе:

- сравнительно низкий коэффициент полезного действия газлифтной системы;
- большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций.

На данный момент на ВУ Оренбургском НГКМ компанией «Газпромнефть-Оренбург» используется другая реализация данного способа добычи — бескомпрессорный газлифтный метод эксплуатации скважин. Суть данного метода представлена на рис. 1. Газодобывающая скважина, пробуренная или в газовую шапку, или в газовый пласт, снабжает активным газом газовый коллектор. Данный газовый коллектор распределяет активный газ по определенному количеству добывающих нефтяных скважин (обычно добывающие скважины, расположенные на одной кустовой площадке). Данный активный газ, так же как и при традиционной газлифтной эксплуатации, закачивается в затруб добывающих скважин и попадает через газлифтные клапаны в НКТ для снижения плотности флюида в колонне НКТ, тем самым позволяя скважине работать. Несомненным преимуществом данной модификации является значительное снижение капитальных затрат (затраты на строительство компрессора и других объектов поверхностного обустройства) и эксплуатационных затрат (электроэнергии). При этом в качестве скважины-донора можно использовать как новые скважины, пробуренные в газовую шапку, так и добывающие скважины, в которых произошел прорыв газа.

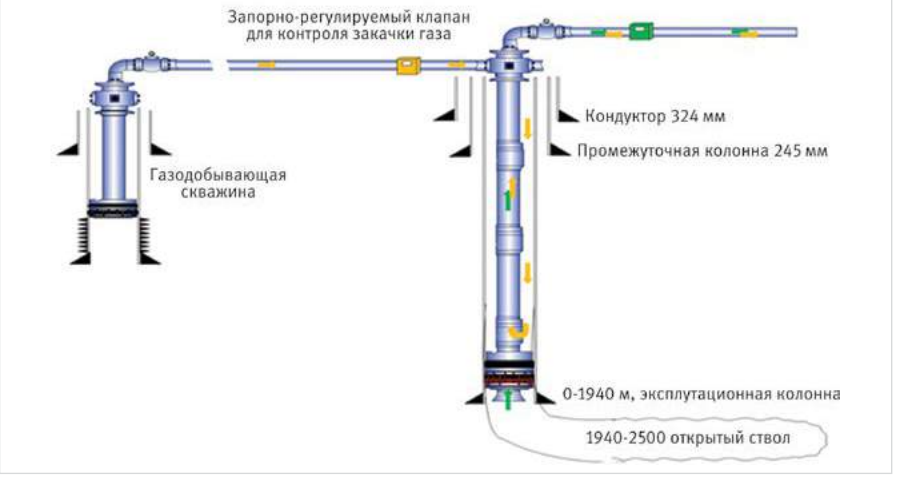


Рис. 1 — Схема бескомпрессорного газлифта на Оренбургском НГКМ
Fig. 1 — The scheme of the noncompressor gaslift of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

газлифтных скважин. Для проведения испытаний были выбраны две действующие добывающие скважины.

Ключевые слова
газлифтная эксплуатация, автоматизированная система управления технологическим процессом, расход газа, контроль по давлению, мониторинг работы скважины

Особенностью данного газлифтного способа эксплуатации является необходимость постоянного контроля закачки газа в каждую скважину. Это вызвано тем фактом, что скважина-донор обеспечивает активным газом несколько добывающих нефтяных скважин, эксплуатационные параметры которых могут значительно отличаться друг от друга (дебиты, забойное давление, газовый фактор, обводненность и другие). Таким образом, для каждой скважины существуют оптимальные параметры закачки (давление выкидной линии, расход закачки газа), которые к тому же изменяются в течение времени в зависимости от изменения ситуации на скважине, кусте скважин или месторождении (рис. 2).

Следовательно, контролируя данные параметры (расход газлифтного газа и давление на выкидной линии), возможно значительно повысить эффективность газлифтной эксплуатации не только отдельных скважин, но и кустов скважин. При этом есть возможность снизить расход газа и бороться с проблемами гидратообразования на устье скважин.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин на ОНГКМ, компания ЗАО НПФ «СИАНТ» провела опытно-промышленные испытания автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) «Газлифт» для ООО «Газпромнефть-Оренбург» в период с 1 июня 2016 по 31 декабря 2016 г., которая используется и по сей день. Данный комплекс предназначен для управления технологическим процессом газлифтной добычи нефти путем дистанционного контроля и управления кустовыми автоматическими комплексами АСУТП «Газлифт» в том числе:

- сбор и обработка информации, поступающей с первичных датчиков-преобразователей;
- управление исполнительными механизмами, обеспечивающими оптимальную производительность скважин;
- оперативное изменение режима работы скважин;
- накопление полученной информации для формирования статистических данных и контроля за состоянием нефтяных скважин.

Комплекс состоит из двух основных частей: модуль регулирования — ЗРК (запорно-регулируемый клапан) (рис. 3) и блок автоматики. Модуль регулирования подключен через байпас в

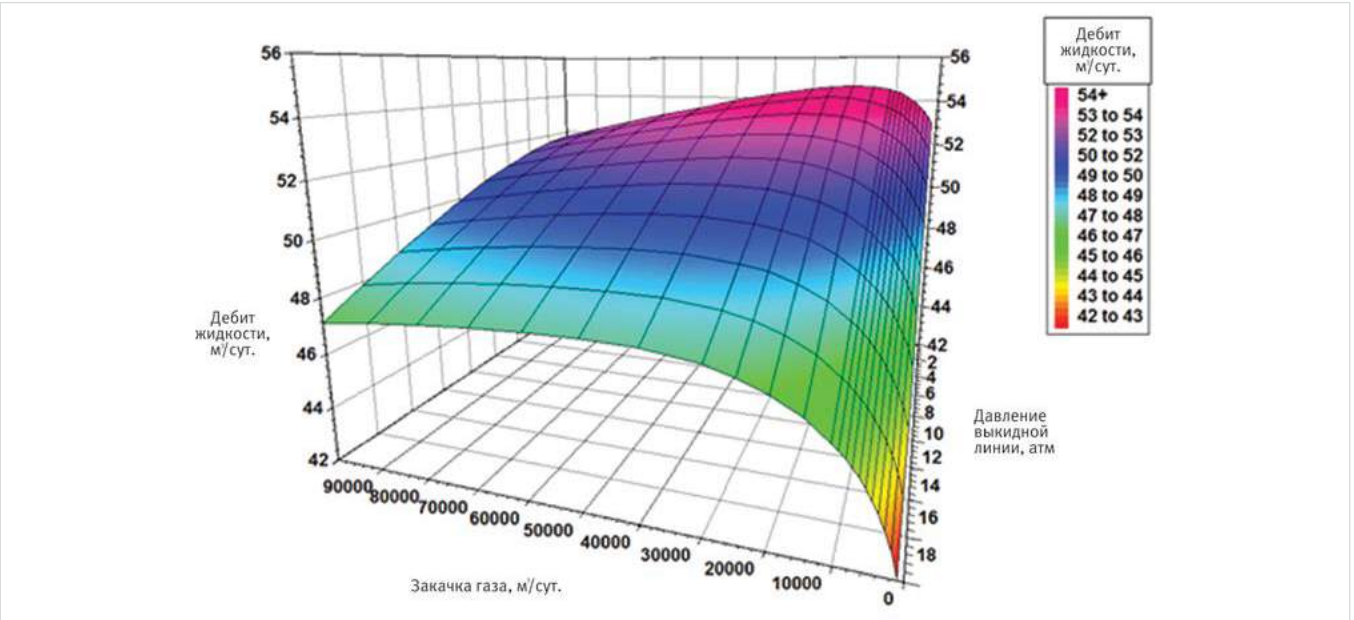


Рис. 2 — Зависимость дебита скважины от закачки газа и давления на выкидной линии
Fig. 2 — The dependence of the production rate from the gas injection and the flow line pressure

Рис. 3 — Модуль регулирования на скважине
Fig. 3 — The rationing module of the well

линию закачки активного газа (рис. 4). При данной схеме обвязки есть возможность работать как напрямую без контроля скорости закачки, так и через модуль регулирования с фиксацией всех рабочих параметров скважины. Модуль регулирования представляет собой игольчатый клапан с электрическим приводом, позволяющий проводить тонкую настройку расхода газа через ЗРК или поддержку определенного значения давления закачки, вне зависимости от давления в газовой магистрали. Управление ЗРК, контроль работы, а также передача данных происходит с использованием блока автоматики. На блок автоматики с каждой скважины с ЗРК передаются и визуализируются на панели управления следующие данные: давление и температура до ЗРК, давление и температура после ЗРК, процент открытости клапана, текущая уставка расхода (или давления) газа через ЗРК, технологический расход газа. Также дополнительно подключаются замеры буферного давления, давления в затрубе и давления в линии. Эти данные позволяют обрабатывать входные данные в режиме реального времени, изменять процент открытости ЗРК для поддержания расхода или постоянного давления закачки газа для оптимизации работы газлифтного подъемника.

На данном этапе проведения ОПИ было решено использовать только модуль регулирования на затрубе для контроля закачки газлифтного газа в скважины №3220 и №3221 куста 21 Оренбургского НГКМ. Схема компоновки подземного оборудования скважины №3221 Оренбургского НГКМ представлена на рис. 5. Горизонтальная скважина с башмаком эксплуатационной колонны 178 мм на отметке 2033 м и открытым горизонтальным стволом длиной 722 м. В скважину установлена НКТ 73 мм с пакером и 5 мандрелями для разгрузочных клапанов. В режиме эксплуатации закачка газа идет через циркуляционный клапан.

На протяжении всего периода ОПИ система АСУТП «Газлифт» на скважине №3221 работала без перебоев, обеспечивая непрерывную добычу из скважины, все остановки скважины были связаны с технологическими процессами на месторождении. Главная задача, решаемая с помощью системы АСУТП «Газлифт», — добывать большее количество жидкости при ограниченном количестве закачиваемого агента. При этом регулирование подачи газа происходит автоматически по уставке на расход или давление технологического газа, позволяя экономить газ до 25–50%. Уставки задаются оператором через АРМ (автоматизированное рабочее место) дистанционно из диспетчерской или непосредственно на кусту.

В процессе проведения ОПИ сотрудниками ООО «Газпромнефть-Оренбург» при поддержке «Газпромнефть НТЦ» был проведен ряд мероприятий с целью разработки методики подбора оптимального режима работы газлифтной скважины с применением автоматической системы управления и регулирования газа, оценки работы оборудования при запуске скважин и смене режимов подачи газа. В ходе проведения ОПИ АСУТП «Газлифт» обеспечивал как стабильную работу на заданной уставке по затрубному давлению или расходу технологического газа, так и быстрый переход на новый режим добычи.

На рис. 6 представлена работа системы АСУТП «Газлифт» на скважине №3221. В дополнение к показаниям датчиков модуля (датчики давления и температуры до и после ЗРК) система передает данные на пульт оператора с подключенных манометров на буфере, затрубе и линии. Также передаются данные по положению ЗРК, текущей уставке и ТРГ, рассчитанные по модели. На данном рисунке также показано, что ЗРК позволяет стабилизировать давление закачки (затруб) и контролировать подачу активного газа даже при значительном увеличении давления в газовом коллекторе и снижении давления в линии.

В процессе наблюдения за данными в режиме реального времени было установлено, что при проведении исследований скважины методом КСД продолжительности замера недостаточно для установления режима. Было определено, что для установления режима требуется 12–14 часов.

На протяжении всего периода наблюдений отмечаются значительные изменения давления в системе подачи активного газа (данная проблема полностью нивелируется применением ЗРК на линии закачки газа) и системе сбора (данные флуктуации передаются непосредственно на скважину). Флуктуации давления приводят к нестабильной работе скважины и, как следствие, снижению эффективности добычи.

На рис. 7 представлена система постоянного мониторинга работы газлифтных скважин, которая включает в себя забойный постоянный датчик давления и температуры, а также распределенную систему измерения температуры на базе оптоволокна [3]. Данная система позволит оптимизировать работы газлифтного фонда скважин с помощью:

- возможности проводить ГДИС и оценивать ключевые параметры пласта и призабойной зоны скважины;
- постоянного мониторинга работы газлифтных клапанов в процессе разгрузки скважины и в процессе эксплуатации.

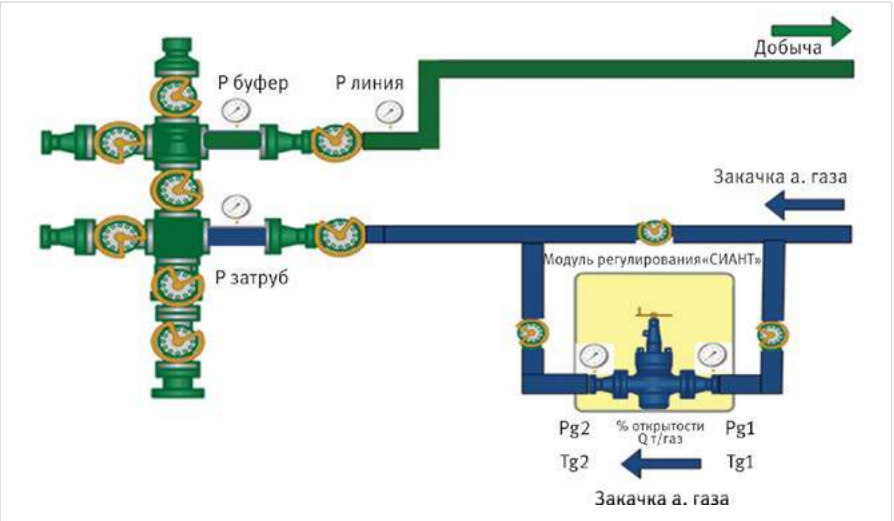


Рис. 4 — Схема обвязки устья скважины
Fig. 4 —The wellhead piping arrangement

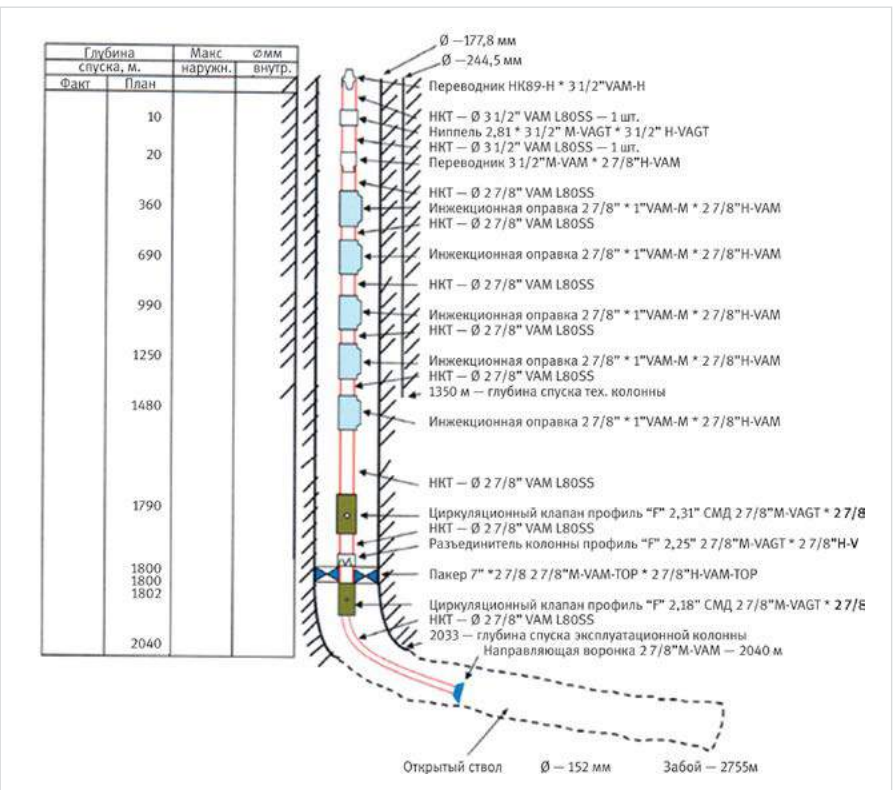


Рис. 5 — Схема компоновки подземного оборудования скважины №3221
Fig. 5 — The layout scheme of the well №3221 underground equipment

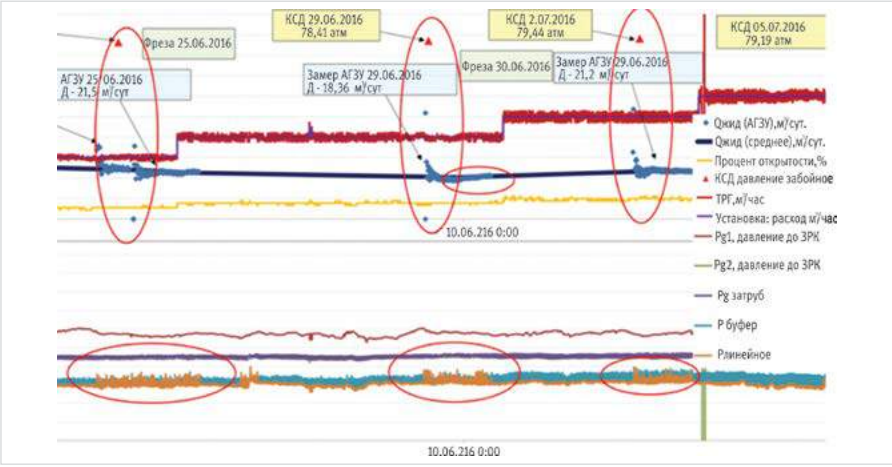


Рис. 6 — Визуализация данных системы АСУТП «Газлифт» на скважине №3221

Fig. 6 —The data visualization of the automatic process control system "Gaslift" of the well №3221

Рис. 7 — Система постоянного мониторинга работы газлифтных скважин

Fig. 7 — The monitoring system of gas lift wells servicen

Итоги

По итогам ОПИ, все задачи, поставленные перед АСУТП «Газлифт», были выполнены. Более того, удалось оптимизировать систему проведения исследования на фонде скважин Оренбургского НГКМ и предложены новые технологии мониторинга работы газлифтных скважин.

Выводы

Планируется внедрение описанной в статье автоматизированной системы АСУТП «Газлифт» на остальных скважинах Оренбургского НГКМ, что позволит повысить эффективность газлифтной эксплуатации скважин, организовать сбор информации в режиме реального времени и ускорить принятие оперативных решений, а также, безусловно, повлечет за собой снижение рисков по охране труда и безопасности персонала ООО «Газпромнефть-Оренбург».

Список литературы

1. Зайцев Ю.В., Максутов Р.А., Чубанов О.В. Теория и практика газлифта. М.: Недра, 1987. 256 с.
2. Сидоров В.С. История одного прорыва // Нефтяное хозяйство. 2009. №7. С. 122–124.
3. Шандрыгин А.Н., Тертычный В.В., Нухаев М.Т. Новые возможности мониторинга разработки месторождений углеводородов. // Нефтяное хозяйство. 2006. №2. С. 66–69

UDC 620.193

Results of pilot tests for gaslift optimization of the wells of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

Authors:
Sergey N. Trubavin — the chief engineer[1]; orb-priemnaya@gazprom-neft.ru
Vladimir V. Ul'yanov — Ph.D., the head of the gaslift department[2]; info@gazprom-neft.ru
Evgeniy A. Kibirev — the head of the technologies department[3]; ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru
Konstantin V. Rymarenko — the senior researcher[4]; krymarenko@mail.ru
Viktor S. Bak — the deputy general director[5]; vic9103@yandex.ru
Pavel E. Istorin — the head of the procurement department[5]; p.istorin@siant.ru
Marat T. Nukhaev — Ph.D., the associate professor[6]; mnukhaev@hotmail.com

[1] "Gazpromneft-Orenburg", Orenburg, Russian Federation
[2] "Gazpromneft", Saint Petersburg, Russian Federation
[3] "Gazpromneft NTC", Saint Petersburg, Russian Federation
[4] Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
[5] "SIANT", Novosibirsk, Russian Federation
[6] Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

Abstract

The article describes pilot tests, concerning with the automatic process control system of the noncompressor gaslift, carried out by "Gazpromneft-Orenburg". The goal of the project is to increase the efficiency and the well control.

Materials and methods

The article includes the description of the noncompressor gaslift service problems, details of the automatic process control system of the noncompressor gaslift implementation, the analysis of the results. There is also the description of the steps for the implementation of the permanent monitoring system.
Two producer wells at work were chosen for tests.

Results

Summarizing the results, all the goals for the automatic process control system "Gaslift" were reached during pilot tests. In fact, it became possible to increase the efficiency of well tests for the Orenburgskoe oil and gas condensate fields; new technologies of gaslift wells monitoring were proposed.

Conclusions

The implementation of the automatic process control system "Gaslift" is planned at the rest wells of the Orenburgskoe oil and gas condensate field; it can give the opportunity to improve gaslift working efficiency, to provide data capturing on a real-time basis, to improve decision making and certainly to provide the reduction of risks and the labor safety for the staff of Gazpromneft-Orenburg.

Keywords

gaslift service system, automatic process control system, gas rate, pressure control, well monitoring

References

1. Zaytsev Yu.V., Maksutov R.A., Chubanov O.V. *Teoriya i praktika gazlifta* [Gaslift: theory and practice]. Moscow: *Nedra*, 1987. 256 p.
2. Sidorov V.S. *Istoriya odnogo proryva* [History of the one break]. Oil industry, 2009, issue 7, pp. 122–124.
3. Shandrygin A.N., Tertychnyy V.V., Nukhaev M.T. *Novye vozmozhnosti monitoringa razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [New possibilities for oil fields development monitoring]. Oil industry, 2006, issue 2, pp. 66–69.

ТРУБА ОБСАДНАЯ ОТВ-6,35

Область применения

Применяются для крепления нефтяных и газовых скважин сложного профиля, а также скважин, в которых осуществляется перемещение теплоносителя при температуре до 250°С.

Уникальность конструкции

Заключается в герметизации резьбового соединения за счет контакта с натягом в точке тороидального уплотнительного пояска ниппеля с конической расточкой в муфте.

Преимущества резьбового соединения DOMINANT

- Повышение качества сборки труб на скважине за счет свободного захода без вращения ниппеля в муфту на глубину 12 ниток.
- Увеличение осевой нагрузки на растяжение и сжатие в резьбовом соединении F-6,35 практически до нагрузки, которую выдерживает тело ОТ.
- Равномерное распределение осевой нагрузки по ниткам за счет постепенного увеличения глубины резьбы от контрольного пояска до ОП.
- Облегчение визуального контроля окончания свинчивания резьбы за счет совпадения торца муфты с началом широкого кругового пояска.
- Повышение надежности ОТ при спуске в сильно искривленные скважины за счет оптимизации зазоров около ниток резьбы и тороидально-конической конструкции узла герметизации резьбового соединения.

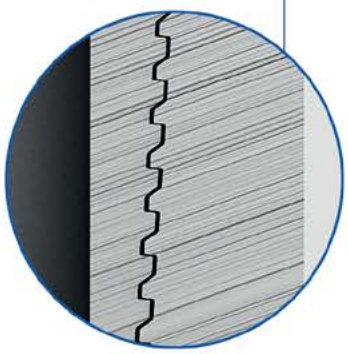
ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ1

Область применения

Применяются для крепления сложного профиля.

Уникальность конструкции

Герметичное геометрическое сопряжение резьбового профиля и двух упорных элементов «металл–металл».



Преимущества резьбового соединения DOMINANT

- На трубе нарезается резьбовой профиль и дополнительно выполняется уплотнительный упорный элемент, который обеспечивает совместное геометрическое сопряжение резьбового профиля и двух упорных элементов (уступ на трубе и расточка в муфте) «металл–металл».
- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения.
- Возможно 2 типа исполнения: муфтовое и безмуфтовое.
- Уплотнение геометрии происходит по геометрическим размерам сопряжения углов профиля резьбы, торцу ниппеля и в расточке — торцу муфты «металл–металл». Наличие двух витков неполного профиля резьбы на уплотняющей диаметральной поверхности уплотнительного элемента ниппеля трубы, являющимся демпфером при работе соединения и отличительной особенностью геометрии — брендом УК ООО «ТМС групп».

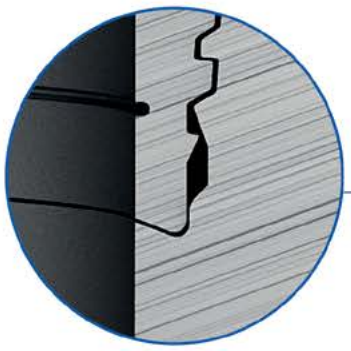
ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ2

Область применения

Для добычи сверх вязкой нефти методом парогравитационного дренажа (SAGD).

Уникальность конструкции

Данное соединение характеризуется высокой прочностью на сжатие, растяжение и изгиб.



Преимущества резьбового соединения DOMINANT

- На трубе нарезается профиль резьбы и дополнительно выполняется уплотнительный упорный элемент, который обеспечивает совместное геометрическое сопряжение резьбового профиля и узла герметизации по двум тороидальным поверхностям «металл–металл».
- При совокупности сопряжения резьбового профиля и уплотняющих упорных элементов между наружной поверхностью уплотнения на ниппеле трубы и в расточке муфты зазор отсутствует.
- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения.
- Значение крутящего момента отлично от указанных в таблице минимальных, оптимальных и максимальных Мкр. Для обсадных труб 245*8,9 мм – Мкр=42 кН.

43 212
несчастных случаев*

1707
смертей*

СОКРАТИ ! ТРАВМАТИЗМ

информируй персонал о технике безопасности

Общее количество несчастных случаев на производстве за 2015 год составило 43,212 человек, из них — 1707 с летальным исходом. По экспертным оценкам, убытки, связанные с несчастными случаями, составляют до 1,4 трлн руб. ежегодно. Традиционно, более 75% несчастных случаев вызваны причинами организационного характера и так называемым «человеческим фактором» (неудовлетворительной организацией производства работ, нарушениями требований охраны труда, недостатками в обучении, нарушениями трудовой дисциплины).

*Согласно данным РИА Новости и Министерства труда и социальной защиты РФ за 2015 г.

Закажи плакаты по технике безопасности на **www.SAFEPOSTER.ru**

ЗАКАЖИ ПЛАКАТЫ

ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

www.SAFEPOSTER.ru

УДК 622.276

Повышение эффективности кислотных обработок на верейском объекте Гремихинского месторождения

Н.С. Булдакова
к.х.н., ведущий инженер ОМТП
NSBuldakova@udmurtneft.ru

О.А. Овечкина
заместитель директора по ИД
OAOvechkina@udmurtneft.ru

Н.В. Новикова
инженер 2 кат. ОМТП
NVNovikova@udmurtneft.ru

Е.Ю. Коробейникова
инженер 2 кат. КЛ
EYKorobejnikova@udmurtneft.ru

Э.З. Короткова
ведущий инженер КЛ
EZKorotkova@udmurtneft.ru

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Ухудшение структуры запасов углеводородов на месторождениях Удмуртии, характеризующихся осложненными геологическими условиями, высоковязкой и парафинистой нефтью, сделало невозможным обеспечение высокой эффективности традиционных методов обработки призабойной зоны пласта. Применение солянокислотных обработок вызывает ряд осложнений на скважине, что приводит к снижению ее дебита. В данной работе предлагается использование усовершенствованных кислотных составов, содержащих многофункциональные реагенты-модификаторы. Предлагаемые кислотные составы протестированы на совместимость с пластовыми флюидами; определены способности новых составов к образованию эмульсии, осадка к стабилизации железа (III), а также проведена оценка скорости распространения коррозии в исследуемых композициях. Определены оптимальные соотношения добавок к ингибированной соляной кислоте для верейского объекта Гремихинского месторождения.

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что на всех стадиях разработки залежей и добычи нефти проницаемость пород-коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) ухудшается. Основными причинами этого являются: уплотнение пород в призабойной зоне за счет гидродинамического воздействия, разбуривание глинистого цемента пород-коллекторов, увеличение водонасыщенности пород ПЗП, снижение фазовой проницаемости для нефти при смене пластовой минерализованной воды на пресный буровой фильтрат, выпадение солей и асфальтосмолистых веществ [1].

В условиях ухудшения структуры запасов основных нефтяных месторождений Удмуртской республики, характеризующихся осложненными геологическими условиями, высоковязкой и парафинистой нефтью, все большее значение приобретают разработка и внедрение новых и высокоэффективных технологических решений извлечения нефти из низкопродуктивных карбонатных пластов. Их сложное геологическое строение, высокая неоднородность по проницаемости приводят к недостаточно полному использованию продуктивного потенциала скважин. В связи с увеличивающейся потребностью в рентабельном повышении производительности скважин все более широкое распространение получает их кислотная обработка [2].

Однако существует несколько факторов, снижающих эффективность традиционных методов кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти. К ним можно отнести, во-первых, возникновение сладжей, вызванных воздействием кислоты, содержащей нестабильные ионы железа (III), которые после снижения кислотности до pH=3,5 (в результате реакции) преобразуются в объемный осадок гидроксида железа или основных его солей, являющихся кольматантами; во-вторых, возможной проблемой является формирование блока из стойких высоковязких нефтекислотных эмульсий, образующихся в результате несовместимости кислотных составов и пластовых флюидов в ПЗП [3]. В третью очередь, к ним относятся проблемы, связанные с образованием осадков асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО). Известно, что АСПО находятся в нефти в мелкодисперсном коллоидном состоянии, образуя за счет межмолекулярного взаимодействия устойчивую коллоидную структуру, которая разрушается при взаимодействии нефти с кислотой, что и приводит к образованию слипшихся частиц АСПО, выпадающих в осадок; кроме того, частицы АСПО способны стабилизировать водонефтяные эмульсии [4].

Перечисленные проблемы, как правило, способствуют кольматации порового пространства коллектора и становятся причиной получения после ОПЗ дебитов нефти, ниже запланированных. Устранить вышеперечисленные осложнения можно путем применения кислотных составов, содержащих, помимо соляной кислоты, антисладжевые и железостабилизирующие агенты, а также специальные поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие диспергированию АСПО и обладающие деэмульгирующими свойствами.

В данной работе предложены варианты оптимизации кислотного состава реагентами-модификаторами (таб. 1), представляющими из себя добавки к ингибированной соляной кислоте и предназначенные для повышения эффективности кислотно-стимулирующих работ в карбонатных коллекторах.

Испытания исследуемых реагентов проведены на нефти Гремихинского месторождения (верейский объект) с массовым содержанием воды в образце 4%. Нефть верейских отложений в пластовых условиях характеризуется как высоковязкая: динамическая вязкость изменяется от 57,0 до

Реагент	ТУ [5, 6]	Назначение
Стимулятор нефтеотдачи Х-1 Стимулятор нефтеотдачи Х-2	ТУ 2458-029-30099585-2014	Для использования в качестве многофункциональной добавки в технологические жидкости, в том числе, кислоты в нефтедобыче для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин
Стабилизатор Х-3	ТУ 2458-030-30099585-2014	Для использования в качестве многофункциональной добавки в технологические жидкости, в том числе, кислоты в нефтедобыче для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин

Таб. 1 — Химические реагенты, предназначенные для модификации кислотных составов
Tab. 1 — Chemicals, intended for changing acid components

Материалы и методы
Моделирование процессов взаимодействия кислотных составов для ОПЗ с нефтью верейского объекта Гремихинского месторождения.

Ключевые слова
обработка призабойной зоны пласта, кислотная обработка, стимулятор нефтеотдачи

146,2 мПа·с, составляя в среднем 78,7 мПа·с, со средней плотностью 910,6 кг/м^3, изменяющейся в пределах от 902,2 до 921,7 кг/м^3 В поверхностных условиях нефть верейских отложений характеризуется как тяжёлая (средняя плотность 913,4 кг/м^3); высокосернистая (среднее содержание серы 3,24%); высокосмолистая (среднее содержание силикагелевых смол 23,9%); парафинистая (среднее содержание парафина 3,75%) [7].

В процессе тестирования кислотных составов на основе комплексных добавок на совместимость с пластовыми флюидами определены способности новых составов к образованию эмульсии, осадка и к стабилизации железа (III) в исследуемых растворах, а также проведена оценка скорости распространения коррозии [8, 9].

В качестве основы для кислотного состава использовался рабочий раствор кислоты соляной ингибированной марки А, произведенный в соответствии с ТУ 2458-030-13693708 с изм. 1 и предназначенный для обработки призабойной зоны пласта [10].

Исследования модернизированных кислотных составов начинали с проведения теста на стабильность композиций, основанного на выдерживании пробы композиции в течение 30 мин. при температуре 28°С, соответствующей температуре забоя скважины [8].

Для изучения свойств кислотных составов по способности стабилизации железа к исследуемым композициям добавляли раствор трехвалентного железа в количестве, необходимым для создания концентрации Fe^{3+} равной 4000 ppm, тщательно перемешивали и выдерживали при температурах 20 и 28°С 30 мин. Дополнительно проведено аналогичное исследование после снижения кислотности исследуемых составов, для чего в испытуемые растворы с ионами железа добавляли расчетное количество 10 М раствора гидроксида натрия до остаточной концентрации соляной кислоты 3% по массе. Параллельно с описанными выше тестами с подогревом проб проводилось исследование контрольного образца, выдержанного при 20°С.

По истечении времени термостатирования пробы проверяли на предмет разделения фаз, помутнения, изменения цвета или осадкообразования. По результатам тестирования во всех исследуемых кислотных композициях данных признаков несоответствия не обнаружено, следовательно, составы при пластовой температуре верейского объекта Гремихинского месторождения являются стабильными растворами, способными удерживать железо (III) в концентрации 4000 ppm (таб. 2).

Перед проведением теста на образование устойчивой эмульсии пробу нефти Гремихинского месторождения фильтровали через

№ п/п	Кислотный состав	Объем кислотного состава, см^3	Концентрация Fe^{3+}, ppm	Т, °С	Результат	Результат после нейтрализации HCl до 3% масс.
1	Базовая кислота. Рабочий раствор кислоты соляной ингибированной (10,7% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен
2	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен
3	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен
4	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)+Стабилизатор Х-3(0,5% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен
5	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)+Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен
6	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.)+Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен
7	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.)+Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.)	50	0	20	Стабилен	Стабилен
		50	0	28	Стабилен	Стабилен
		50	4000	28	Стабилен	Стабилен

Таб. 2 — Тест на стабильность кислотных композиций и стабилизацию железа в кислотных растворах
Tab. 2 — The stability test of acid compositions and the iron stabilization in acids

сито 100 меш (рис. 1). Образцы кислотных составов с введенным раствором трехвалентного железа (4000 ppm) добавляли к нефти в объемных соотношениях 1:3, 1:1 и 3:1 и тщательно перемешивали 30 сек. Затем пробы выдерживали в термостате, нагретом до температуры забоя скважины в течение 5 мин. и проверяли на предмет разделения фаз кислоты и нефти. Далее проводили аналогичное повторное термостатирование исследуемых составов и наблюдения, после чего снова помещали пробы в термостат на статический отстой, общее время которого составляло 30 мин., включая приведенные выше периоды. Измерение объемов отделившейся кислоты и нефти, определение качества границы раздела фаз позволили сделать заключение о том, что за исключением рабочего раствора ингибированной соляной кислоты и состава, полученного при смешении базового раствора со стимулятором нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) в объемном соотношении 1:1, все исследуемые кислотные композиции не образуют вторичной эмульсии (таб. 3).

При проведении теста на осадкообразование использовали образцы, прошедшие исследование на совместимость с нефтью Гремихинского месторождения. Каждый образец фильтровали через сито 100 меш и проверяли наличие сгустков или осадков. Следует отметить, что только после введения исследуемых модифицирующих добавок базовый кислотный состав показывает удовлетворительный результат при оценке осадкообразования (таб. 3).

С целью изучения агрессивности товарных форм исследуемых кислотных составов проведен тест на скорость распространения коррозии. Скорость коррозии определяли по изменению массы образца стали, приходящейся на единицу поверхности, в единицу времени:

$$V_{кор}=(m_1-m_2)/(S\cdot\tau) \quad (1)$$

где $V_{кор}$ — скорость коррозии, г/(см²·ч), m_1 — масса образца до испытания, г; m_2 — масса образца после испытания, г; S — площадь поверхности образца, м²; τ — время испытания, ч.

Все тестируемые кислотные составы, включая базовую кислоту, по показателю

№ п/п	Кислотный состав	Объем кислотного состава, см³	Объем нефти, см³	Результат				
				Объем отделившейся кислоты, см³	Объем нефтяной фазы, см³	Образование вторичной эмульсии	Граница раздела фаз	Фильтрование через сито
1	Базовая кислота. Рабочий раствор кислоты соляной ингибированной (10,7% масс.)	25	75	0	100	Да	Отсутствует	Эмульсия не фильтруется даже при помощи фильтровальной бумаги
		50	50	45	55	Да	Неровная	Кислотная фаза фильтруется быстро; нефтяная фаза густая, не проходящая через сито эмульсия
		75	25	68	32	Да	Неровная	Кислотная фаза фильтруется быстро; нефтяная фаза густая, не проходящая через сито эмульсия
2	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)	25	75	25	75	Нет	Ровная	Фильтруется менее 2 мин., сито чистое, АСПО отсутствуют
		50	50	47	53	Да	Неровная	Фильтруется менее 2 мин., сито чистое, на сите остаются частички АСПО
		75	25	75	25	Нет	Неровная	Фильтруется менее 2 мин., сито чистое, АСПО отсутствуют
3	Базовая кислота+ Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.)	25	75	25	75	Нет	Ровная	Жидкость медленно проходит через фильтр (около 3 мин.), АСПО отсутствуют
		50	50	50	50	Нет	Ровная	Жидкость медленно проходит через фильтр (около 3 мин.), АСПО отсутствуют
		75	25	75	25	Нет	Ровная	Жидкость медленно проходит через фильтр (около 3 мин.), АСПО отсутствуют
4	Базовая кислота+ Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)	25	75	25	75	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 54 сек., АСПО отсутствуют
		50	50	50	50	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито в течение 2 мин., АСПО отсутствуют
		75	25	75	25	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито в течение 2 мин., АСПО отсутствуют
5	Базовая кислота+ Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.)	25	75	25	75	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 60 сек., АСПО отсутствуют
		50	50	50	50	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 2 мин., АСПО отсутствуют
		75	25	75	25	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 60 сек., АСПО отсутствуют
6	Базовая кислота+ Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.) + Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)	25	75	25	75	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 60 сек., АСПО отсутствуют
		50	50	50	50	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 15 сек., АСПО отсутствуют
		75	25	75	25	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 25 сек., АСПО отсутствуют
7	Базовая кислота+ Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.)+ Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.)	25	75	25	75	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 1 мин. 45 сек., АСПО отсутствуют
		50	50	50	50	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 19 сек., АСПО отсутствуют
		75	25	75	25	Нет	Ровная	Жидкость проходит через сито за 30 сек., АСПО отсутствуют

Таб. 3 — Тест на образование устойчивых эмульсий
Tab. 3 — The test formation of the stable emulsion

скорость распространения коррозии за 12 ч. не превышают нормативного значения 0,09765 г/см² (таб. 4).

Таким образом, предлагаемые в работе модификаторы кислотных составов дают возможность исключить появление нежелательных процессов, происходящих в ПЗП после соляно-кислотных обработок.

Итоги

Проведено исследование кислотных составов, состоящих из ингибированной соляной кислоты с добавление модифицирующих присадок; показана возможность увеличения эффективности соляно-кислотных ОПЗ при использовании данных реагентов.

Выводы

1. Лабораторные исследования показали, что применяемая в ОАО «Удмуртнефть» ингибированная соляная кислота в условиях Гремихинского месторождения при температурах 20 и 28°С способна стабилизировать ионы железа (III) в концентрации 4000 ppm. Однако взаимодействие рабочего раствора кислоты с добываемой нефтью в объемных соотношениях кислота:нефть = 1:1, 1:3, 3:1 приводит к образованию вторичной эмульсии, что не может не оказывать негативного влияния на эксплуатацию скважин после соляно-кислотных обработок ПЗП.
2. При добавлении модификаторов может быть достигнут положительный эффект, но только при определенном содержании добавок. Применительно к верейскому объекту Гремихинского месторождения могут быть рекомендованы составы №3–7. Эти кислотные составы не вызывают образования АСПО и, как следствие, снижают возможность образования вторичных эмульсий. Помимо того, скорость коррозии стали в рекомендованных составах значительно ниже, чем в рабочем растворе ингибированной соляной кислоты.
3. Предложенные кислотные составы, содержащие наряду с применяемой в ОАО «Удмуртнефть» ингибированной соляной кислотой стимулятор нефтеотдачи Х-1 или Х-2 и стабилизатор Х-3, обеспечат высокую эффективность ОПЗ даже в осложненных геологических условиях и при добыче высоковязкой и парафинистой нефти.

Список литературы

1. Магадов Р.С., Силин М.А., Паевой Е.Г., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Мишкин А.Г. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки Нефтенола К // Нефть, Газ и Бизнес. 2007. №1–2. С. 93–97.
2. Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В. Стимулятор для моделирования и оптимального проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. №2. С. 16–20.
3. Хасанова Н.А., Перунов Г.А., Насибулин И.М., Баймашев Б.А. Решение для кислотных обработок скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти в условиях образования стойких нефтекислотных эмульсий // Нефтепромысловое дело. 2015. №3. С. 21–25.
4. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Макарова Н.С. Технологические жидкости для направленных кислотных обработок карбонатного коллектора // Нефтепромысловое дело. 2006. №12. С. 7–11.
5. ТУ 2458-029-30099585-2014 Стимуляторы нефтеотдачи Эфрил S.
6. ТУ 2458-030-30099585-2014 Стабидизатор Эфрил R.
7. Дополнение к технологической схеме разработки Гремихинского нефтяного месторождения Удмуртской республики. Книга 1. Ижевск. 2013. 554 с.

№ п/п	Кислотный состав	Скорость распространения коррозии за 12 ч, г/см²
1	Базовая кислота. Рабочий раствор кислоты соляной ингибированной (10,7% масс.)	0,02081
2	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)	0,00019
3	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.)	0,00030
4	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)	0,00007
5	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.)	0,00013
6	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.) + Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)	0,00034
7	Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.) + Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.)	0,00014

Таб. 4 — Скорости распространения коррозии в тестируемых кислотных составах

Tab. 4 — The propagation rate of the corrosive action in testing acid components

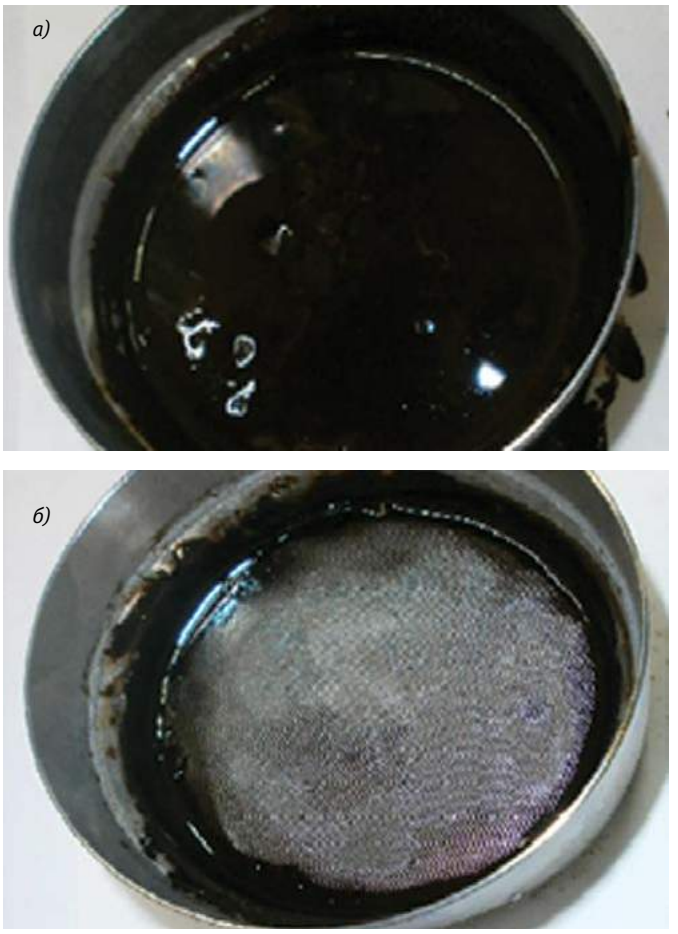


Рис. 1 — Тест на осадкообразование: а — базовая кислота; б — базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)+Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)

Fig. 1 — The sedimentation test: a — the basic acid; b — the basic acid+ the stimulating agent of the production rate X-1 (3,5% wt)+ stabilizator X-3 (0,5% wt)

8. Инструкция №П1-01.03 ТИ-002 Обеспечение и контроль качества при гидроразрыве пласта, кислотном гидроразрыве пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны. Приложение 8. Тестирование кислотных составов при проведении ГРП и БОПЗ.
9. МУК №П1-01.03 М-0016 Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин. Приложение 2. Определение состава кольматанта и выбор реагента при планировании химических обработок скважины. Тесты на качество и совместимость кислот со скважинной жидкостью.
10. ТУ 2458-030-13693708 Кислота соляная ингибированная.

The efficiency increasing of acid treatments on the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe field

UDC 622.276

Authors:
Nadezhda S. Buldakova — the leading engineer; NSBuldakova @udmurtneft.ru
Olga A. Ovechkina — the deputy director for production engineering; OAOvechkina@udmurtneft.ru
Nadezhda V. Novikova — 2nd category engineer; NVNovikova@udmurtneft.ru
Elena Y. Korobejnikova — 2nd category engineer; EYKorobejnikova@udmurtneft.ru
Elvira Z. Korotkova — the leading engineer; EZKorotkova@udmurtneft.ru

JSC "Izhevsk Oil Research Center", Izhevsk, Russian Federation

Abstract
The reserves deterioration of hydrocarbons on the Udmurtiya fields, which is characterized by abnormal geological conditions, high-viscosity and paraffin-base oil, caused the low efficiency of traditional methods of bottom-hole formation zone treatment. The using of hydrochloric acid treatments usually causes a number of well problems that leads to the production rate decrease. We suggest using improved acidic compositions, containing multifunctional reagents-modifiers in the article. The acid compositions were tested for compatibility with reservoir fluids; the abilities of new compounds for the formation of emulsions, sediments, and the stabilization of iron (III) were determined; the estimation of the corrosion spreading rate in the compositions was carried out. The optimal proportions of additives in the inhibited hydrochloric acid for the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe oilfield are defined.

Materials and methods
The imitation of interaction processes of acidic compounds for bottom-hole treatment on the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe oilfield.

Results
The researches of acid compositions, consisting of inhibited hydrochloric acid with the addition of modifying additives, were carried out, the possibility of increasing the efficiency of hydrochloric acid bottom-hole formation zone treatment, using these reagents, was shown.

Conclusions
1. The laboratory researches showed, that the inhibited hydrochloric acid, used in Udmurtneft', is able to stabilize iron ions (III) at the concentration of 4000 ppm at a temperature of 20 and 28°C under the conditions of the Gremikhinskoe oilfield. However, the interaction of the acid working solution with the produced oil at the ratio of acid:oil = 1:1, 1:3, 3:1, leads to the formation of secondary emulsion, the influence of which on the well operation after the hydrochloric acid bottom-hole formation zone treatment can be negative.
2. The positive effect after the adding of modifiers can be achieved only with a certain additives content. In relation to the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe oilfield the compositions №3–7 can be recommended (tab. 2). These acid compositions do not cause the formation of heavy oil sediments and, consequently, they reduce the possibility of secondary emulsions formation. In addition, the corrosion rate of steel in the compositions is lower than in the working solution of inhibited hydrochloric acid.
3. These acid compositions, containing not only the inhibited hydrochloric acid, using in Udmurtneft', but also the stimulating agent of oil recovery X-1 or X-2 and stabilizer X-3, ensure high efficiency of the bottom-hole formation zone treatment even under the abnormal geological conditions and during the production of high-viscosity and paraffin-base oil.

Keywords
bottom-hole formation zone treatment, acid treatment, the stimulating agent of oil recovery

References
1. Magadov R.S., Silin M.A., Gaevoy E.G., Magadova L.A., Pakhomov M.D., Davletshina L.F., Mishkin A.G. *Sovershenstvovanie kislotnykh obrabotok skvazhin putem dobavki Neftenola K* [The development of well acidizing using the additive Neftenol K]. *Neft', Gaz i Biznes*, 2007, issue 1–2, pp. 93–97.
2. Bulgakova G.T., Kharisov R.Ya., Sharifullin A.R., Pestrikov A.V. *Stimulyator dlya modelirovaniya i optimal'nogo proektirovaniya bol'sheob"emnykh selektivnykh kislotnykh obrabotok karbonatnykh kollektorov* [The stimulating agent for imitation of optimal design of large-volume selective acidizing of carbonate basins]. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik* OAO NK Rosneft', 2010, issue 2, pp. 16–20.
3. Khasanova N.A., Perunov G.A., Nasibulin I.M., Baymashev B.A. *Reshenie dlya kislotnykh obrabotok skvazhin na mestorozhdeniyakh s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti v usloviyakh obrazovaniya stoykikh neftekislotnykh emul'siy* [How to perform wells acid treatment at fields with hard-to-recover oil reserves in conditions of formation of stable oil-acid emulsions]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, issue 3, pp. 21–25.
4. Magadova L.A., Magadov R.S., Silin M.A., Gaevoy E.G., Makarova N.S. *Tekhnologicheskie zhidkosti dlya napravlennykh kislotnykh obrabotok karbonatnogo kollektora* [Process liquids for direct acid treatments of the carbonate basin]. Neftepromyslovoe delo, 2006, issue 12, pp. 7–11.
5. Specification 2458-029-30099585-2014 *Stabilizator Efril R* [The stimulating agent of oil recovery Efril S].
6. Specification 2458-030-30099585-2014 *Stabilizator Efril R* [The stimulating agent of oil recovery Efril R].
7. *Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Gremikhinskogo neftyanogo mestorozhdeniya Udmurtskoy respubliki. Kniga 1* [RMP Addenda of the Gremikhinskoe oilfield of the Udmurtian Republic]. Izhevsk, 2013, 554 p.
8. Instruktsiya №P1-01.03 TI-002 *Obespechenie i kontrol' kachestva pri gidrorazryve plasta, kislotnom gidrorazryve plasta i bol'sheob"emnoy obrabotke prizaboynoy zony. Prilozhenie 8. Testirovanie kislotnykh sostavov pri provedenii GRP i BOPZ* [The instruction №П1-01.03 TI-002 QA/QC during the hydraulic fracturing, acid fracturing and large-volume bottom-hole treatment. The application №8. Testing of acid compounds during fracturing and large-volume bottom-hole treatment].
9. *MUK №P1-01.03 M-0016 Khimicheskaya obrabotka prizaboynykh zon plasta dobyvayushchikh skvazhin. Prilozhenie 2. Opredelenie sostava kol'matanta i vybor reagenta pri planirovanii khimicheskikh obrabotok skvazhiny. Testy na kachestvo i sovmestimost' kislot so skvazhinnoy zhidkost'yu* [MG chemical treatment of BHZ of producers. The Application №8. Composition analysis of the colmatant and choosing of the chemical agent while designing the down-the-hole treatment. Quality tests for compatibility of the acid with the borehole fluid].
10. Specification 2458-030-13693708 *Kislota solyanaya ingibirovannaya* [The inhibited hydrochloric acid].

Новая разработка ГК «ССТ» снижает энергозатраты при добыче высоковязкой нефти на 50%

Группа компаний «Специальные системы и технологии» (ГК «ССТ»), крупнейший в России и один из крупнейших в мире производителей нагревательных кабелей и систем электрообогрева, представляет свою новую разработку — комплекс Stream Tracer для повышения эффективности добычи нефти с высоким содержанием асфальтеновых смол и парафинов.

Учитывая сокращение российских запасов легких и средних нефтей, а также прогнозируемый рост добычи высоковязкой нефти с большим количеством примесей, новинка ГК «ССТ» представляет собой актуальное решение для нефтедобывающего комплекса. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), возникающие при добыче высоковязкой нефти, сужают проходное сечение колонн насосно-компрессорных труб (НКТ), образуя парафиновые пробки. АСПО также затрудняют добычу из «старых» скважин с пониженным дебитом. Образование АСПО приводит к увеличению гидравлического сопротивления, уменьшению производительности скважинного фонда и ускоряет износ подземного и насосного оборудования. Новая разработка ГК «ССТ» Stream Tracer защищает нефтяные скважины от образования АСПО. Комплекс обеспечивает поддержание температуры добываемой нефти выше критического уровня, что препятствует образованию отложений на стенках НКТ. Помимо этого в результате нагрева извлекаемая нефть становится менее вязкой, что уменьшает энергозатраты на ее добычу.

«Сердцем» нового комплекса является специальный гибкий самонесущий скин-нагреватель, который имеет зоны повышенной и пониженной мощности, что позволяет существенно снизить энергопотребление системы обогрева скважины. Специалисты ГК «ССТ» первыми в мире разработали и запатентовали решение по подогреву нефти в скважинах таким нагревательным элементом. Разработка уникального нагревателя с переменной по длине мощностью стала первой фазой создания готового решения, которое не требует отвлечения дополнительных ресурсов заказчиков.

Stream Tracer представляет собой передвижной комплекс на базе грузового автомобиля повышенной проходимости. В перечень оборудования такого модуля входят: скин-нагреватель для обогрева скважин, силовой трансформатор, станция управления нагревом, а также мобильный комплекс для установки, наладки и монтажа нагревательного кабеля. Применение комплекса Stream Tracer увеличивает межремонтный период эксплуатации скважины и повышает эффективность использования энергоресурсов. Таким образом, новая разработка ГК «ССТ» позволяет снизить затраты на эксплуатацию скважины и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

Опытно-промышленные испытания комплекса на Казаковском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» подтвердили эффективность и надежность всех элементов системы. Stream Tracer обеспечил увеличение температуры добываемой нефти на уровне устья и стабильный дебит скважины. При этом энергопотребление комплекса для поддержания оптимальной температуры нефти уменьшилось на 47% по сравнению с системами подогрева на основе нагревателя постоянной мощности.

«Мы использовали многолетний опыт работы с нефтедобывающими компаниями и нашу уникальную экспертизу в области электрообогрева для решения проблемы образования АСПО. Разработанный нашими специалистами комплекс позволяет вести эксплуатацию осложненных парафинами и другими примесями нефтяных скважин и увеличить их межремонтный период. Уникальный кабельный самонесущий скин-нагреватель с изменяемой по длине мощностью успешно решает проблему образования АСПО без неоправданно высокого расхода электроэнергии», — отмечает генеральный директор ГК «ССТ» Михаил Струпинский.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ
СИСТЕМЫ
И ТЕХНОЛОГИИ

141008, Россия, г. Мытищи,
Проектируемый проезд 5274, стр. 7

+7 495 989-23-78
www.sst.ru

Система обогрева нефтяных скважин Stream Tracer

Уникальное решение ГК «ССТ» для эффективной эксплуатации нефтяных скважин

- Повышенная гибкость
- Механическая прочность
- Увеличение межремонтного периода работы скважины
- Экономия электроэнергии до 50%

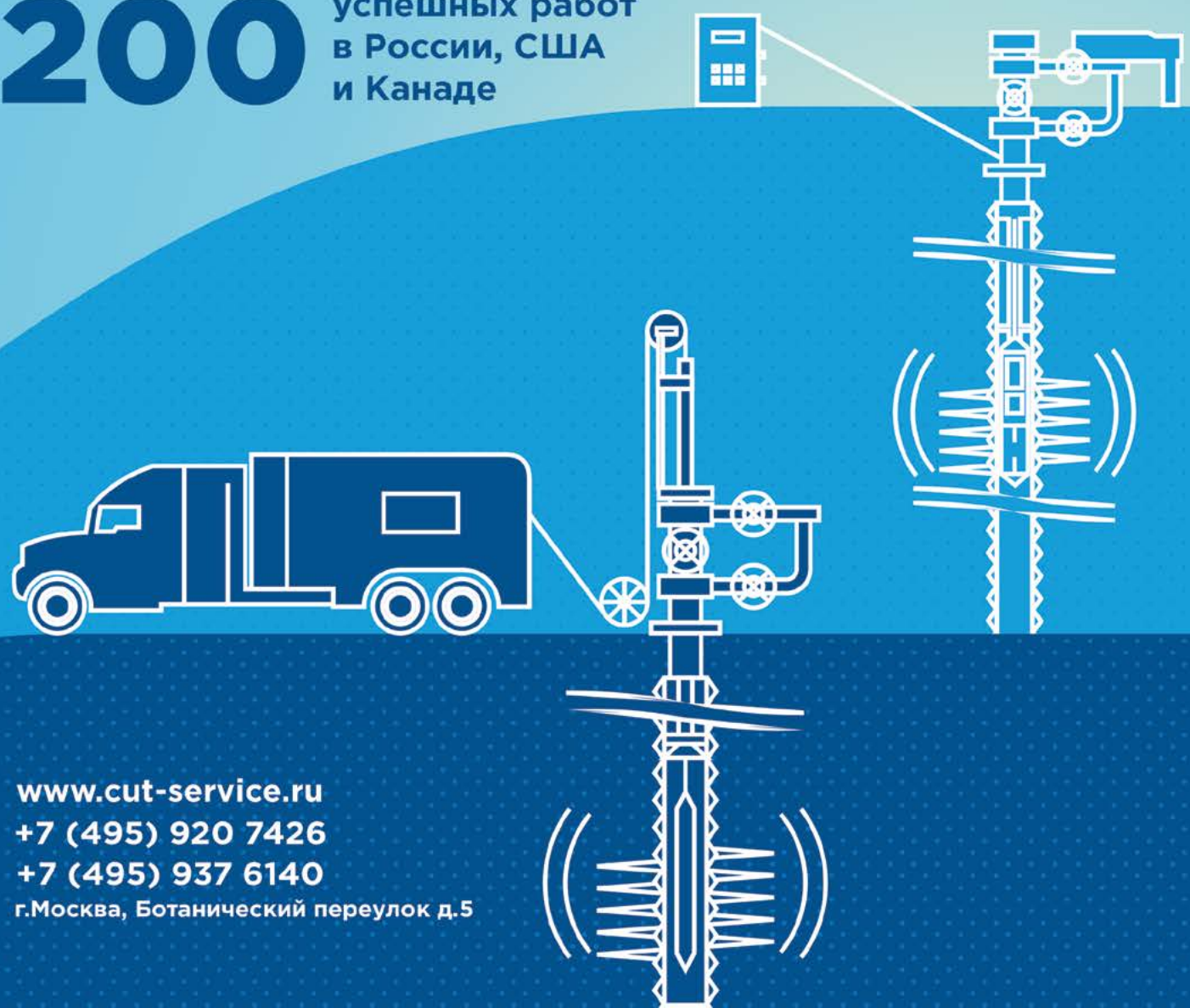
ЦУТ СЕРВИС

ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

- СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ
- СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ
- ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
- ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ
- ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ

Более 200 успешных работ в России, США и Канаде

На рынке с 2009 года



www.cut-service.ru
+7 (495) 920 7426
+7 (495) 937 6140
г.Москва, Ботанический переулок д.5

УДК 622.276

Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения

Д.М. Васильев
преподаватель кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»[1]
pilotwrc@mail.ru

Ю.А. Котенёв
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»[1], зав. лабораторией «Технологий воздействия на пласт»[2]
geokot@inbox.ru

[1]ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия
[2]ГАНУ «ИСИ РБ», Уфа, Россия

Для современного этапа разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири характерна преимущественная выработка высокопродуктивных коллекторов и значительный рост доли запасов, содержащихся в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах. Достижение плановых коэффициентов извлечения нефти происходит в основном за счет реконструкции либо совершенствования уже сформированных систем заводнения.
В работе рассмотрен принцип подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий, направленных на стабилизацию добычи нефти месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, за счет переноса фронта нагнетания воды; организации дополнительных нагнетательных рядов; очагов закачки воды; выделения зон самостоятельной разработки. При этом площадные и рядные системы трансформируются в избирательные системы заводнения. В качестве объекта исследований выбраны разрабатываемые месторождения в пределах Вартовского свода — Самотлорское и Ново-Покурское. Принцип подбора скважин для проведения мероприятий основан на определении степени взаимодействия соседних скважин, которая, в свою очередь, вычисляется путем

Одним из способов увеличения текущего уровня добычи нефти на поздней стадии разработки является повышение эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) [1]. Однако для решения данной задачи необходимо иметь представление о том, насколько изменится уровень добычи нефти и жидкости в добывающих скважинах после увеличения или уменьшения объема закачиваемого агента в очагах нагнетания.

В настоящее время имеется несколько методов для анализа состояния пласта [2, 3, 4], затрагивающие различные области знаний — геофизику, подземную гидродинамику, геохимию и математику. Однако в подавляющем большинстве случаев их применение невозможно без дополнительных данных, которые получают в результате проведения дорогостоящих промысловых исследований. При всех преимуществах промысловых исследований, их существенным недостатком является то, что ими практически невозможно полностью охватить крупные месторождения, то есть исследования выполняются на локальных площадях и в различное время, что не обеспечивает полной картины выработки запасов.

Сегодня наиболее востребованным аналитическим методом анализа пластовых резервуаров является гидродинамическое моделирование, дорогостоящее мероприятие, но не всегда достоверный инструмент. К тому же, по мере уплотнения сетки скважин, появления новых очагов заводнения и формирования системы ППД, необходимо актуализировать текущую гидродинамическую модель, что требует дополнительных затрат и, самое главное, времени, что в условиях необходимости принятия оперативного решения не позволяет использовать модель. Другим способом является построение различных трендовых зависимостей изменения показателей работы добывающих скважин от закачки. Однако часто вывести закономерность, которая позволяла бы однозначно дать прогноз, также не представляется возможным.

Задача подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ) является актуальной, часто сводится к прогнозированию дополнительной добычи скважин от изменения закачки, ее решение не должно требовать больших временных и финансовых затрат. Для подбора скважин предлагается следующее методическое обоснование.

На первом этапе исследований решается задача анализа работы пар скважин: добывающих и нагнетательных. Исходной информацией для определения степени взаимодействия соседних скважин являются помесячные показатели закачки и добычи соответственно. Для оценки степени взаимодействия скважин исследуется уровень согласованности графиков добычи и обводненности в частотной области [5]. Эти данные, по сути, представляют собой числовые ряды которые можно анализировать, рассчитав функцию когерентности, используя современное программное обеспечение и вычислительные мощности электронно-вычислительных машин (ЭВМ).

В качестве исходной информации для определения степени взаимодействия соседних нагнетательных и добывающих скважин использованы показатели их закачки и добычи соответственно. Исследуется уровень согласованности входного сигнала *x(t)*, которым является месячный объем закачки и выходного сигнала *y(t)* — помесячные показатели обводненности добываемой продукции. В качестве системы, которая переводит входной сигнал *x(t)* в выходной *y(t)*, выступает межскважинное пространство (продуктивный пласт).

Задача оценки взаимовлияния скважин сводится к сравнению сигналов *x(t)* и *y(t)* в частотной области с использованием теории спектрального анализа. Выходной сигнал *y(t)* должен выражать реакцию системы (пласта–коллектора) на изменение входного сигнала *x(t)* (закачки в нагнетательной скважине). Чем ярче выражается эта реакция на выходном сигнале *y(t)*, тем достовернее результат диагностирования связи между скважинами. При сравнении параметров работы скважины обводненность продукции является более чувствительным показателем изменения закачки в соседней нагнетательной скважине по отношению к дебиту жидкости, поэтому в качестве выходного сигнала *y(t)* авторами приняты помесячные замеры обводненности.

Изменение объемов добычи нефти, жидкости либо закачки с течением времени возможно представить в виде колебательного процесса. Исходные сигналы могут обрабатываться различными методами. В теории цифровой обработки сигналов (ЦОС) основным методом является спектральное преобразование, простейший вид которого — разложение исходного периодического сигнала *x(t)* в ряд Фурье [6]

$$x(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty}\left[a_n \cos(2\pi n f_0 t) + b_n \sin(2\pi n f_0 t)\right] \quad (1)$$

Если перейти от тригонометрических функций к комплексным экспонентам по формулам Эйлера, то формула (1) преобразуется к следующему виду:

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_n e^{-i2\pi n f_0 t} \quad (2)$$

$$C_n = \frac{1}{T}\int_0^T x(t) e^{-i2\pi n f_0 t}\, dt \quad (3)$$

где $f^0 = 1/T$ — частота, T — период сигнала *x(t)*. Числа C_n называются коэффициентами Фурье сигнала *x(t)*. Представление произвольного сигнала x(t) в виде линейной комбинации гармонических функций

расчета функции когерентности, предварительно данные закачки и добычи переводятся из временной области в частотную.

Материалы и методы

Решение поставленной задачи основывается на статистическом анализе динамики добычи жидкости и закачки воды по данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) по скважинам, построении двумерных карт распределения геологических параметров. Новым методом исследований являлось проведение частотного анализа данных добычи и закачки с применением ЭВМ.

Ключевые слова

пласт, скважина, запасы, нефтенасыщенность

называется его дискретным спектральным разложением. Набор частот $f_n = nf_0$ и соответствующих им комплексных амплитуд C_n называется дискретным спектром сигнала *x(t)*.

Общие черты двух колебательных процессов можно описать, исследуя характер изменения функции когерентности, то есть, по колебаниям ежемесячных показателей закачки и обводненности продукции скважин.

Функция когерентности обычно используется при анализе линейных систем преобразования входной функции *x(t)* в выходную функцию *y(t)*. Как вариант спектрального метода статистического анализа скоррелированности сигналов в частотной области используется КМК-оценка (квадрат модуля когерентности):

$$C_{x,y}(f) = \frac{|P_{x,y}(f)|^2}{P_{xx}(f) \cdot P_{yy}(f)} \quad (4)$$

где $P_{x,y}(f)$ — взаимная спектральная плотность мощности (СПМ) двух сигналов; $P_{xx}(f)$, $P_{yy}(f)$ — функция СПМ входного и выходного сигналов, зависящая от частоты *f*.

Следует отметить, что перед проведением подобных вычислений проводится предпроцессинговая обработка данных, включающая операции подбора пар скважин, выравнивание данных по времени и нормировку.

На рис. 1 представлен пример оценки взаимовлияния пары добывающая–нагнетательная скважина. В конкретном случае наблюдается высокая когерентность графиков закачки и обводненности по скважинам 16281 и 25913, при которой квадрат модуля когерентности (КМК) достигает величины 0,86 д.ед.

Для наглядной иллюстрации результатов подобных расчетов строится карта взаимодействия скважин, по которой можно оценить распределение фильтрационных потоков по пласту и влияние нагнетательных скважин на соседние добывающие. Стоит отметить, что при расчете все пары взаимодействующих скважин условно можно разделить на три категории:

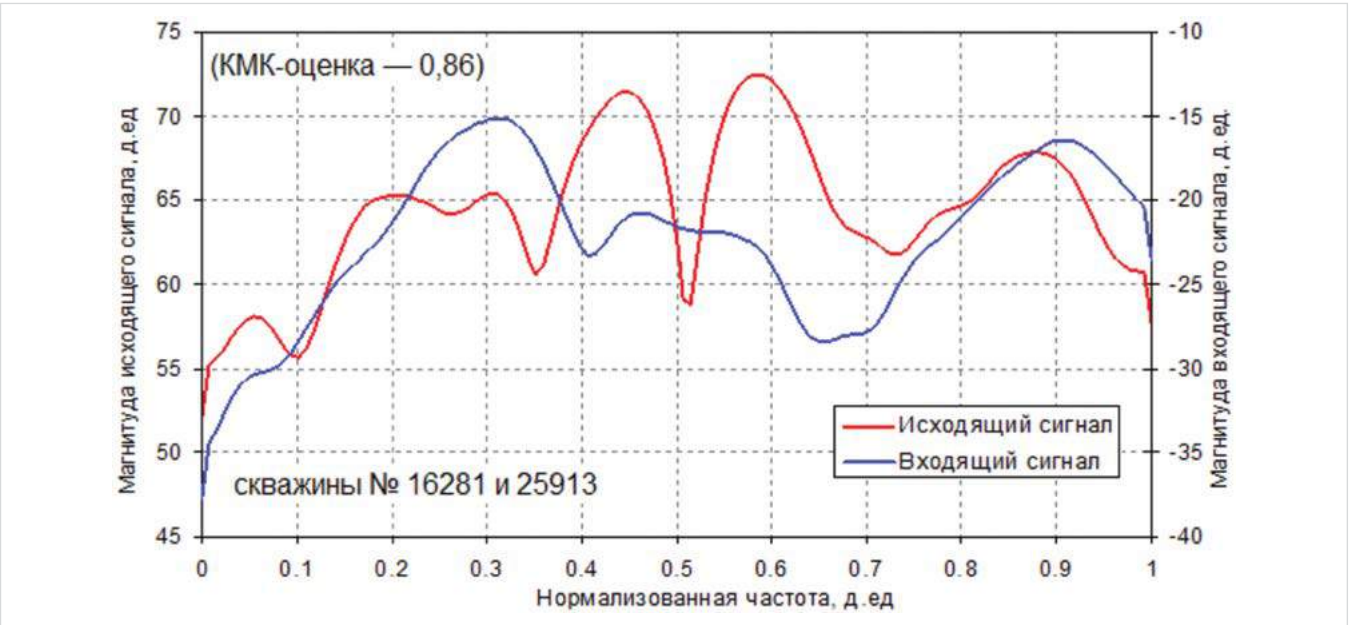


Рис. 1 — Пример оценки взаимовлияния пары добывающая–нагнетательная скважина. Самотлорское месторождение, пласт $АВ_1^{1-2}$
Fig. 1 — The estimation example of the interference between producing and injection wells. Samotlorskoe field, formation AV_1^{1-2}

Рис. 2 — Выбор первоочередных участков для назначения ГТМ. Ново-Покурское месторождение, пласт $ЮВ_1^2$

Fig. 2 — The selection of areas of top priority for well intervention. Novo-Pokurskoe field, formation UV_1^2

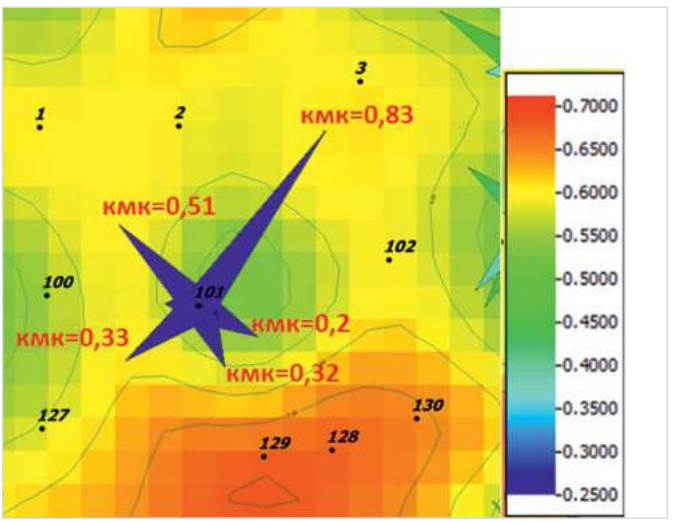


Рис. 3 — Фрагмент карты нефтенасыщености в районе скважины 101 по состоянию на 01.07.2016 г. Ново-Покурское месторождение, пласт $ЮВ_1^2$

Fig. 3 — The map tile of the current oil saturation near the well 101. Novo-Pokurskoe field, formation UV_1^2

- пары, в которых в период их эксплуатации имеется период времени совместной работы;
- пары, в которых длина периода времени совместной работы недостаточна для определения степени взаимодействия;
- пары, в которых отсутствует период времени совместной работы.

Исходя из этого, на карте связь между скважинами можно обозначить стрелками, направление которых будет соответствовать отрезку, соединяющему точки нагнетательной и добывающей скважины, а длина стрелки должна соответствовать величине КМК-оценки (рис. 2). Для определения последовательности ГТМ проводится картирование зон, оконтуривающих скважины с высоким и низким взаимодействием. При этом кластеризация, другими словами, объединение скважин в группы проводится по двум критериям — коэффициентам частотного взаимодействия и расстоянию между рассматриваемыми скважинами. Ранжирование участков проводится, исходя из предположения, что любой участок может быть охарактеризован одной из четырех комбинаций параметров:

1) участок с высокой плотностью запасов и высоким коэффициентом взаимодействия скважин — на таких участках процесс вытеснения нефти из коллектора происходит максимально эффективно и для достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) дополнительных ГТМ не требуется;
2) участок с малой плотностью запасов и высоким коэффициентом взаимодействия скважин — на таких участках возможно планировать низкозатратные ГТМ, так как вопрос реализации ГТМ в большей степени зависит от его экономической эффективности;
3) участок с высокой плотностью запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин представляет максимальный интерес в рамках данной работы. В пределах такого участка процесс выработки запасов неэффективен, и для достижения проектного КИН требуется проведение дополнительных мероприятий по регулированию системы разработки;
4) участок с малой плотностью запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин — такой участок считается выработанным, и для отбора остаточных запасов не требуется дополнительных мероприятий.

В качестве дополнительного обоснования правильности выбора первоочередных участков для проведения ГТМ предлагается обратиться к результатам расчетов на трехмерной гидродинамической модели [7]. На рис. 3 и 4 показаны фрагменты карты текущей нефтенасыщенности по пласту $ЮВ_1^2$ Ново-Покурского месторождения, полученные по результатам расчета на модели. Выделенные участки характеризуются большим значением насыщенности, что свидетельствует о наличии целиков невыработанной нефти. Как видно из рис. 4, целики расположены между скважинами со степенью частотного взаимодействия на уровне 0,2–0,3 д.ед.

Высокая изменчивость показателя КМК по участкам скважин дает возможность рассматривать их как претендентов на применение потокоотклоняющих технологий, направленных на выравнивание зональной неоднородности участка, повышение коэффициента охвата участка и формирование избирательных систем заводнения. Основными геолого-техническими мероприятиями на поздних стадиях разработки являются, как правило: зарезка боковых стволов, перевод скважин под закачку, остановка обводнившихся скважин, проведение гидроразрыва пласта.

По результатам анализа работы скважин, пробуренных на пласт $ЮВ_1^2$ Ново-Покурского месторождения, выдавалась рекомендация по переводу скв. 103 и 109 в нагнетательный фонд. В период добычи данные скважины характеризовались низкими показателями частотного взаимодействия с соседними нагнетательными скважинами. До перевода скв. 103 характеризовалась следующими параметрами — $Q_н$–*0,33* т/ сут, обводненность 97,2%; скв. 109 находилась в консервации. Эффект от закачки воды в скв. 103 сопровождался увеличением добычи скв. 102 и 104 (рис. 5). Практическая эффективность перевода в нагнетание скв. 103 подтверждена актом внедрения с технологическим эффектом 1,3 тыс. т дополнительно добытой нефти за период с 12.11.2013 г. по 31.12.2014 г.

Итоги

Предложен метод определения уровня взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин, что позволяет оперативно оценивать эффективность системы поддержания пластового давления и принимать решения по корректировке сформированных систем заводнения в случае необходимости.

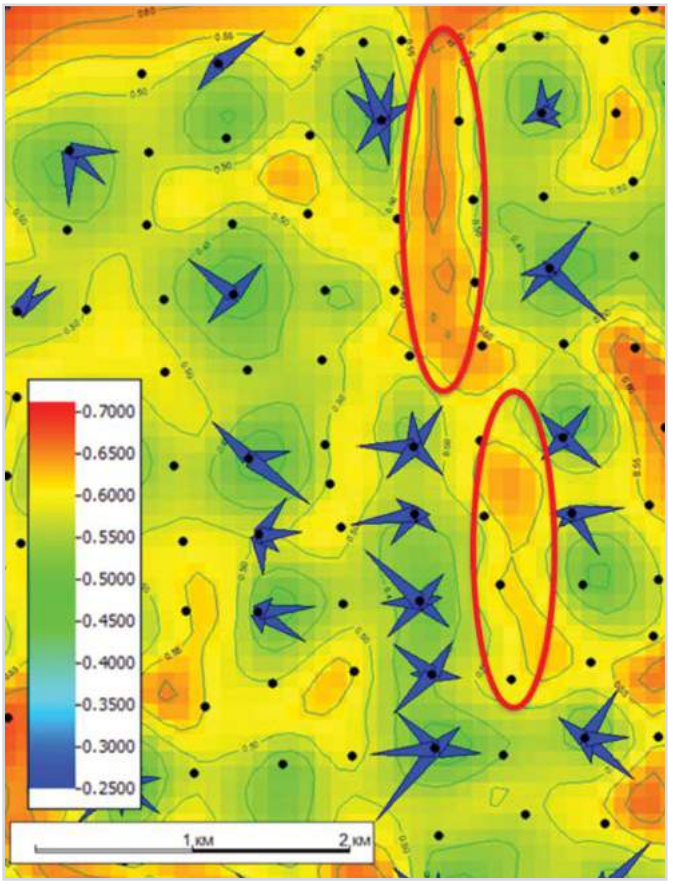


Рис. 4 — Фрагмент карты текущей нефтенасыщенности по результатам гидродинамического моделирования. Ново-Покурское месторождение, пласт $ЮВ_1^2$

Fig. 4 — The map tile of the current oil saturation, according to the results of hydrodynamic modeling. Novo-Pokurskoe field, formation UV_1^2

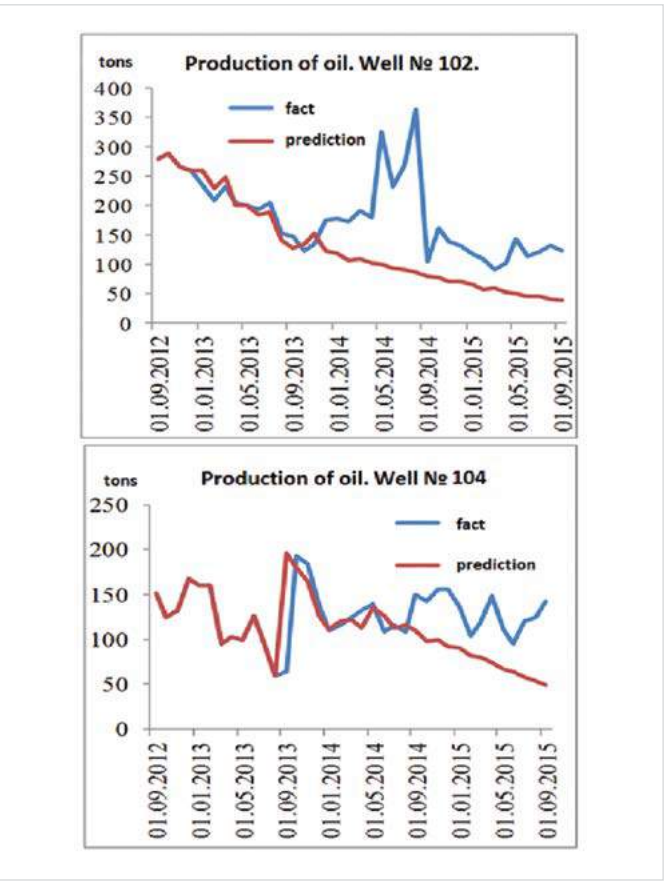


Рис. 5 — Прирост добычи за счет перевода в нагнетание скв. 103. Ново-Покурское месторождение, пласт $ЮВ_1^2$

Fig. 5 — The production gain as a result of the transfer in the injection well 103. Novo-Pokurskoe field, formation UV_1^2

Выводы

1. Анализ оценки взаимодействия скважин, с расчетом величины квадрата модуля когерентности (КМК-оценки), позволяет проводить оценку охвата залежи заводнением.
2. По результатам применения частотного анализа на фонде скважин Ново-Покурского месторождения, выявлены участки пластов, не охваченные вытеснением существующей системой ППД. Предложенные карты с нанесенными обозначениями взаимовлияния скважин использованы при оперативном планировании изменения режима работы скважин и проектировании ГТМ.
3. Рекомендации по проведению адресных геолого-технических мероприятий на Ново-Покурском месторождению позволяют увеличить добычу нефти на участках с низкой выработкой запасов.

Список литературы

1. Валиев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Чудинова Д.Ю., Бриллиант Л.С. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлино-Русскинского месторождений) // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №3 (49). С. 38–44.
2. Абабков К.В., Васильев Д.М., Хисамутдинов Н.И., Сафиуллин И.Р., Шаисламов В.Ш. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2014. №7. С. 10–13.
3. Гильманова Р.Х., Васильев Д.М., Махмутов А.А., Особенности моделирования куба нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с переходной зоной «нефть–вода» на примере Северо-Покурского месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 2014. №12. С. 21–25.

Rationale for choosing wells for well intervention of mature production fields

UDC 622.276

Authors:
Dmitry M. Vasilev — the lecturer of "Geology and exploration of oil and gas fields" department[1]; pilotwrc@mail.ru
Yury A. Kotenev — Sc.D., professor, the head of the department "Geology and exploration Oil and Gas Fields"[1] the head of the laboratory "Technologies of impact on layer"[2]; geokot@inbox.ru

[1]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation
[2]Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan
Ufa, Russian Federation

Abstract

The presentday development stage of West Siberia oil fields is characterized by the primary production of highly productive reservoirs and the increasing of oil resources in non-uniform and the reservoirs of low permeability.
To achieve oil recoverability factor, according to the plan, one needs to reconstruct or develop the water flooding pattern.
The method of well selection for well interventions, that is described in the article, is intended for the regulation of oil recovery in oil fields of advanced stages of development by means of the front displacement of the water injection; construction of complemental row of injection wells; the sources of water injection; the separation of layers of the individual development.
At the time the dispersed pattern-type injection and the line drive flooding turns into the selective flooding system.
Producing fields — the Samotlorskoe and the Novo-Pokurskoe within the Vartovskiy structural high — were chosen as the exploration targets.
The principle of well selection for well interventions is based upon the determination of the interaction degree between bordering wells; the interaction degree is estimated by calculating the coherence function; oil and gas production and injection data are usually transferred from the time domain to the frequency domain beforehand.

Materials and methods

The solution of the problem is based on the statistical analysis of the fluid dynamics of oil production and water injection according to monthly operating reports, 2D allocation maps of geological parameters.
Carrying out of the frequency analysis of oil production and water injection by means of the ECM became a new method of testing.

Results

The method of determination of the well interference between production and injection wells allows to estimate the efficiency of the reservoir pressure maintenance system and to correct water flooding patterns, if necessary.

Conclusions

1. The evaluation analysis of the well interference and the value calculation of the squared absolute value of the coherency allows to estimate the conformance.
2. Reservoir compartments, not covered by the displacement of the existing system of water injection were identified, according to the results of the frequency analysis of Novo-Pokurskoe oil field.
   The maps with notations of well interference were used while planning changes during well operations and well intervention.
3. Recommendations, concerning with geological and technical well interventions in Novo-Pokurskoe oilfield allow to increase oil production in areas of low reserve recovery.

Keywords

reservoir, well, reserves, oil saturation

References

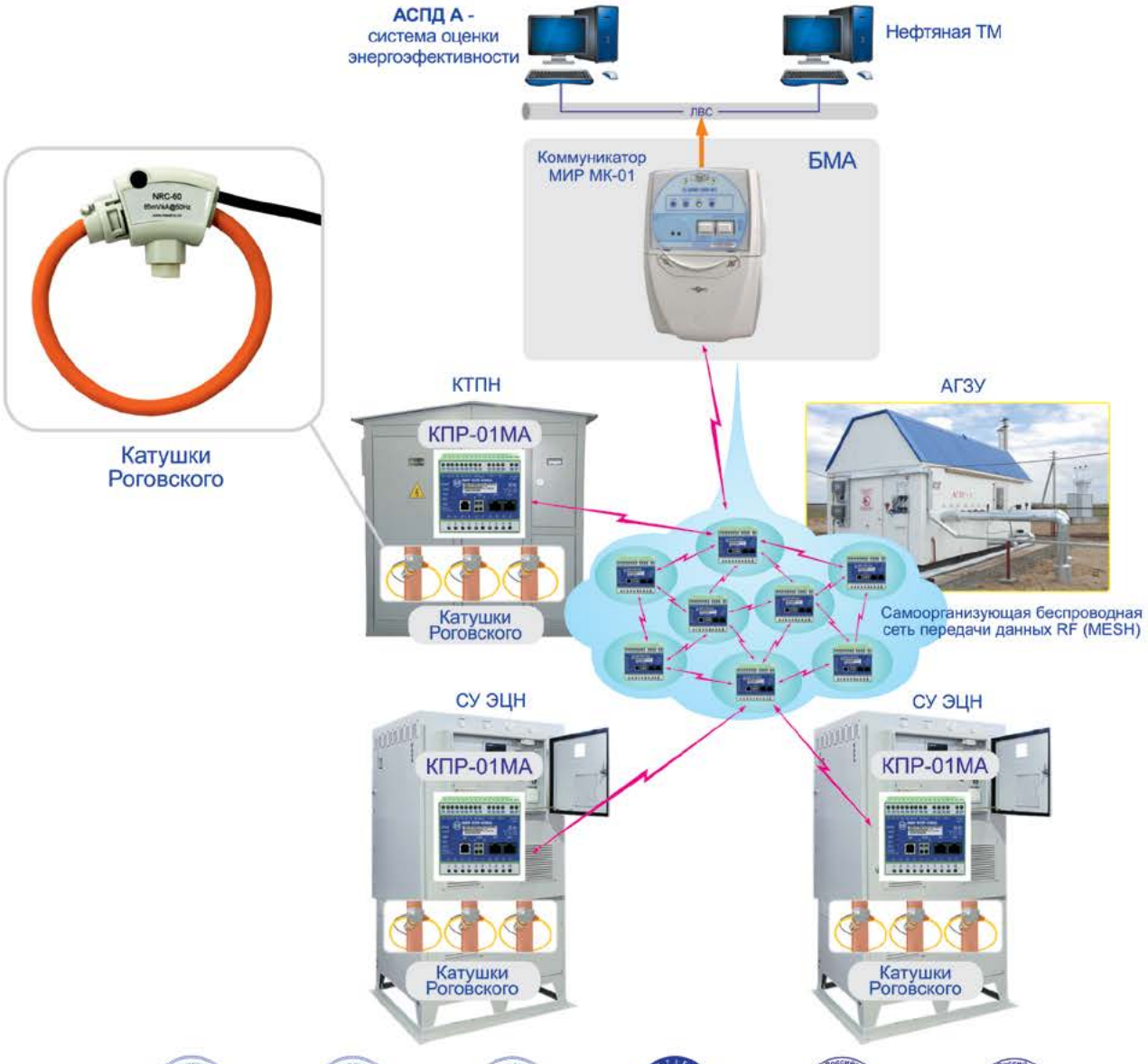
1. Valiev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Chudinova D.Yu., Brilliant L.S. *Metodicheskie osnovy planirovaniya i organizatsii intensivnykh sistem zavodneniya (na primere plastov Vat'eganskogo i Tevlino-Russkinskogo mestorozhdeniy)* [Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields)]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 3 (49), pp. 38–44.
2. Ababkov K.V., Vasil'ev D.M., Khisamutdinov N.I., Safiullin I.R. Shaislamov V.Sh. *Ekspress-metod otsenki stepeni vzaimodeystviya skvazhin s ispol'zovaniem chastotnogo analiza dannykh istorii ekspluatatsii nagnetatel'nykh i dobyvayushchikh skvazhin* [Express-method of assessment of wells interference degree by means of applying frequency analysis of history data of injection and producing wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, issue 7, pp. 10–13.
3. Gil'manova R.Kh., Vasil'ev D.M., Makhmutov A.A. *Osobennosti modelirovaniya kuba neftenasyshchennosti slozhnopostroennykh zalezhey s perekhodnoy zonoy «neft'–voda» na primere Severo-Pokurskogo mestorozhdeniya* [Some specific features of modeling oil saturation cube of complicatedly-composed deposits with "oil-water" transit zone on the example of Severo-Pokursky field]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti,* 2014, issue 12, pp. 21–25.

Автоматизированная система управления и технического учета электроэнергии для кустовых площадок

Повышение эффективности и безопасности насосного оборудования.
Быстрый монтаж, минимум затрат на наладку и эксплуатацию

Особенности решения:

- **Быстрый монтаж:**
  - установка малогабаритных измерительных преобразователей – счетчиков технического учета МИР КПР-01МА,
  - разъемные малогабаритные внешние датчики тока (катушки Роговского), не требующие монтажа.
- **Отказ от контрольных кабелей** – переход на беспроводные технологии, автоматическое определение новых устройств в сети передачи данных – полная автоматизация пусконаладки.
- **Интеграция в систему данных интеллектуальных СУ ЭЦН** – возможность опроса СУ ЭЦН через многофункциональное устройство МИР КПР-01МА с использованием протокола ModBus.



Certified by
Russian Register

Гарантийный срок эксплуатации на оборудование, производимое НПО "МИР", - 5 лет

Научно-производственное объединение «МИР»:
644105, г. Омск, ул. Успешная, 51, тел./факс: +7 (3812) 354-710, 35-47-30, e-mail: urz@mir-omsk.ru, http: //www.mir-omsk.ru
Представительства НПО «МИР» в России и СНГ: http://www.mir-omsk.ru/about/contacts/

НЕФТЕ ТРАНС СЕРВИС

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

445035, Россия,
Самарская обл.,
г. Тольятти
ул. Индустриальная, д. 1,
стр. 61

Т. +7 (8482) 55-72-56,
55-72-57, 55-72-59
info@n-ts.ru
ooo_nts@inbox.ru
www.n-ts.ru

Компания ООО «Нефтетранссервис» является разработчиком и производителем химических реагентов для кислотных обработок ПЗП и кислотного ГРП.

Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

- стабилизатор ионов железа «AS-IR»
- ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»
- диспергатор (противоосадочный агент) «AS-DI»
- деэмульгатор кислотно-нефтяных эмульсий «AS-DA»
- безполимерный кислотный загеливатель «AS-SI»
- эмульгатор «RQ-737» для приготовления нейтральных эмульсий обратного типа
- пенообразователь кислотный «ПСГ-1»
- термо-пеногенерирующий состав «ОПС-1»
- взаимный растворитель «ZR-55»
- углеводородные ароматические растворители марок «PR-10», «MR-30,50,70»

Наша цель — это производство конкурентоспособной, высокоэффективной химической продукции с точки зрения качества и технологий.

ООО «Нефтетранссервис» предоставляет полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению:

1. Анализ скважин-кандидатов под СКО.
2. Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии ОПЗ по выбранному объекту.
3. Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением ПО «StimPro», составление плана работ на ОПЗ.
4. Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды с выбранной скважины с целью подбора оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с флюидом.
5. Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленной промышленной партии кислотного состава на соответствие и совместимость, с оформлением полного отчета.
6. Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.
7. Ведение мониторинга эффективности работы скважины с момента вывода на режим.
8. Предоставление рекомендаций по режиму эксплуатации объектов и проведению очередных ГТМ.
9. Поставка реагентов и соляной кислоты с доставкой до месторождений в Урало-Поволжском регионе собственными кислотовозами объёмом 15 м^3 и 20 м^3 на базе вездеходов КАМАЗ.

Мы постоянно модернизируем и расширяем линейку поставляемых реагентов. В компании ООО «Нефтетранссервис» разработкой и внедрением химических решений занимаются высококвалифицированные специалисты, имеющие богатый опыт работы.

Вся наша продукция соответствует самым жестким стандартам и требованиям отрасли. Химические реагенты «Нефтетранссервис» уже несколько лет успешно применяются на месторождениях Урало-Поволжья, Сибири и Республики Казахстан.

УДК 622.276

Задавка ингибитора в пласт Верхнечонского месторождения для предупреждения отложения гипса из попутно-добываемых рассолов

И.В. Валекжанин
в.н.с.[1]
ValekzhaninIV@ufanipi.ru

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

Д.В. Кушнаренко
начальник отдела управления проектами новых технологий[2]
DVKushnarenko@rosneft.ru

Р.У. Кунаев
к.х.н., начальник отдела контроля качества и промысловой химии[2]
rukunaev@rosneft.ru

[1]ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия
[2]ПАО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

В работе описан первый опыт защиты горизонтальных скважин от солеотложения гипса по технологии задавки ингибитора в пласт. Рассмотрены различные механизмы ингибирования отложений гипса фосфонатными ингибиторами.

Материалы и методы
На основе определенных адсорбционно-десорбционных свойств выбраны ингибиторы для защиты скважин от отложений гипса.

Ключевые слова
солеотложение, гипс, задавка в пласт, Верхнечонское месторождение

Верхнечонское месторождение — крупное нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Катангском районе Иркутской области Российской Федерации. Месторождение введено в промышленную эксплуатацию в октябре 2008 г. Основная нефтегазоносность месторождения связана с верхнечонскими пластами ВЧ1, ВЧ2, ВЧ1+2 непского горизонта.

Попутно-добываемая вода на ВЧНГКМ относится к рассолам и пересыщена по хлориду натрия, карбонату кальция и сульфату кальция. Это обусловливает сложный состав отложений во всех зонах скважины: гипс, галит и кальцит могут образовываться в ПЗП, на ГНО и в наземной инфраструктуре. Эти обстоятельства создают определённые сложности при реализации технологий управления солеотложением.

Добыча нефти на Верхнечонском НГКМ имеет ряд особенностей [1], определяющих выбор технологий борьбы с солеотложением:

- низкая пластовая температура 12°С, понижающаяся на устье до -5°С;
- низкое пластовое давление (150 атм) — среднее по месторождению (в некоторых скважинах давление ниже давления насыщения), давление на забое — 90–135 атм, давление на устье — 25–30 атм;
- высокая минерализация пластовой воды — до 500 г/л.

Предварительный анализ показал, что для воды ВЧНГКМ вероятность солеотложения имеется на всех этапах добычи: в частности, в ПЗП и горизонтальном стволе скважин существуют риски отложения гипса и кальцита; в области насоса — гипса, кальцита и галита, особенно для скважин с высоким газовым фактором.

Среди существующих технологий по предупреждению отложений солей для условий Верхнечонского месторождения технологически и экономически оправданным является применение технологий непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с использованием СУДР и технологии, предполагающей размещение ингибитора в поровом пространстве пласта. Для скважин с наиболее высоким риском отложения гипса в призабойной зоне пласта приоритетной технологией предупреждения солеотложения на ВЧНГКМ следует считать технологию задавки ингибитора в пласт [2].

Для выбора наиболее эффективных ингибиторов для проведения процедуры задавки в пласт был проведен ряд экспериментов по определению эффективности 10 ингибиторов солеотложений российского и зарубежного производства. Для реагентов, показавших эффективность ингибирования отложений гипса в условиях ВЧНГКМ более 90% при дозировке 50 мг/л или менее, были проведены фильтрационные эксперименты по определению адсорбционно-десорбционных свойств [3].

В качестве базового метода предупреждения отложений гипса на Верхнечонском месторождении используется метод постоянного дозирования товарной формы ингибитора в затрубное пространство добывающих скважин с помощью СУДР. Для удаления отложений гипса с ГНО добывающих скважин применяется метод промывки скважин 15–20% раствором каустической соды. Технология задавок ингибитора солеотложений в пласт на Верхнечонском месторождении не испытывалась. Однако при наличии риска отложения солей в ПЗП возникает необходимость апробации и промышленного применения данной технологии для защиты добывающих горизонтальных скважин.

Наибольшее распространение в качестве ингибиторов солеотложения получили реагенты на основе фосфонатов: ОЭДФ, НТФ, ЭДТФ, ЭДТМФ. Фосфонатные ингибиторы выпускаются в виде калийных солей, поскольку этот катион препятствует набухаемости породы пласта. Использование того или иного фосфоната в ингибиторе обусловлено типом отложения. Так для сульфатных отложений в основном используется НТФ, отлично ингибирующий образование гипса. Фосфонаты значительно увеличивают индукционный период кристаллизации, уменьшают скорость нуклеации. Учитывая тот факт, что фосфонаты взаимодействуют с катионами, зародышем кристалла и с самим микрокристаллом, механизм ингибирования фосфонатами довольно сложный. В сильно минерализованных водах при достаточно высоких концентрациях ионов щелочноземельных металлов происходит образование водорастворимых комплексов [4, 5] и малорастворимых полиядерных комплексов. В зависимости от pH в водных растворах существуют протонированные и диссоциированные формы фосфоната. При высоких концентрациях Ca^{2+}, Sr^{2+}, Ba^{2+} возможно образование нерастворимых полиядерных комплексов, в состав которых может входить до 5 катионов. Например, с НТФ возможно образование следующих комплексов: при pH > 6 Ca_3Phn, в среде, близкой к нейтральной $Ca_5(HPhn)_2$ (pH = 5–6) [6].

Способность фосфонатов образовывать нерастворимые комплексы используется для размещения ингибиторов в пласте месторождения или в трубопроводах [7, 8]. Совместно соосаждённый с сульфатом кальция комплекс $Ca_n(Phn)_m$ сохраняет достаточно высокую эффективность для воды с высокой степенью пересыщенности, а низкая растворимость позволяет создавать необходимую для защиты воды концентрацию комплекса длительное время.

По результатам комплексных лабораторных исследований, для проведения процедуры задавки в пласт горизонтальных скважин были выбраны следующие ингибиторы: Gyptron SA1610 («Champion Technologies», UK) и НТФ. Оба реагента использовались в виде 10% раствора в 2% растворе KCl. Приготовление рабочего раствора на 2% растворе KCl необходимо для снижения рисков набухания глин при

проведении процедуры задавки. Перед задавкой основной пачки реагента присутствовала предоторочка взаимного растворителя в объеме 5 т/скв. Использование предоторочки взаимного растворителя является обязательным этапом, так как при непосредственном контакте раствора ингибитора с высокоминерализованными пластовыми водами Верхнечонского месторождения в ПЗП возможно выпадение осадка и ухудшение фильтрационных характеристик пласта. Также взаимный растворитель способствует более качественной адсорбции реагента на породе пласта. Продавка раствора ингибитора осуществлялась расчетным количеством 2% водным раствором KCl.

Задавка ингибитора Gyptron SA1610 в пласт горизонтальной скв. 2128 (куст 22) проведена 19.01.2016 г., задавка 10% раствора НТФ в пласт горизонтальной скв. 568 (куст 9) проведена 26.01.2016 г. Предполагаемый срок защиты обеих скважин от отложений гипса — 100 суток. После задавки и продавки основного объема ингибитора для его полной адсорбции на породу пласта проводился технический отстой скважин сроком 24 ч. После выхода скважины на режим в среднем раз в две недели проводился анализ попутно-добываемой воды на остаточное содержание ингибитора солеотложений и на содержание солеобразующих ионов.

На рис. 1 и 2 отражены режимы работы скважин до и после проведения ОПЗ с задавкой ингибитора в пласт. Как видно из параметров работы скважин, после проведения ОПЗ без задавки ингибитора солеотложения в пласт возрастают дебиты по жидкости и нефти, коэффициент продуктивности увеличивается в 1,5–2 раза. Однако практически сразу начинается снижение данных параметров, и в течение 1–2 месяцев режим работы скважины возвращается к значениям до ОПЗ. Данное явление связано с постепенным образованием солевых отложений в ПЗП после ОПЗ, что ухудшает фильтрационные характеристики пласта, снижает дебит и коэффициент продуктивности скважины.

По результату проведения ОПЗ с последующей задавкой ингибитора в пласт, наблюдается увеличение дебита скважины по жидкости и нефти, стабилизация параметров работы скважины, сохранение эффекта от ОПЗ, снижение темпов падения дебита относительно проведения ОПЗ без применения ингибитора. После задавки ингибитора солеотложения в пласт на обеих скважинах наблюдается значительное увеличение коэффициента продуктивности. Так, при проведении ОПЗ с последующей задавкой ингибитора Gyptron SA1610 в пласт коэффициент продуктивности скважины 2128/22 увеличился более чем в 3 раза по сравнению с ОПЗ без ингибитора. Вместе с этим обводненность скважины увеличилась с 50 до 70–75%. Данное явление обусловлено тем, что при

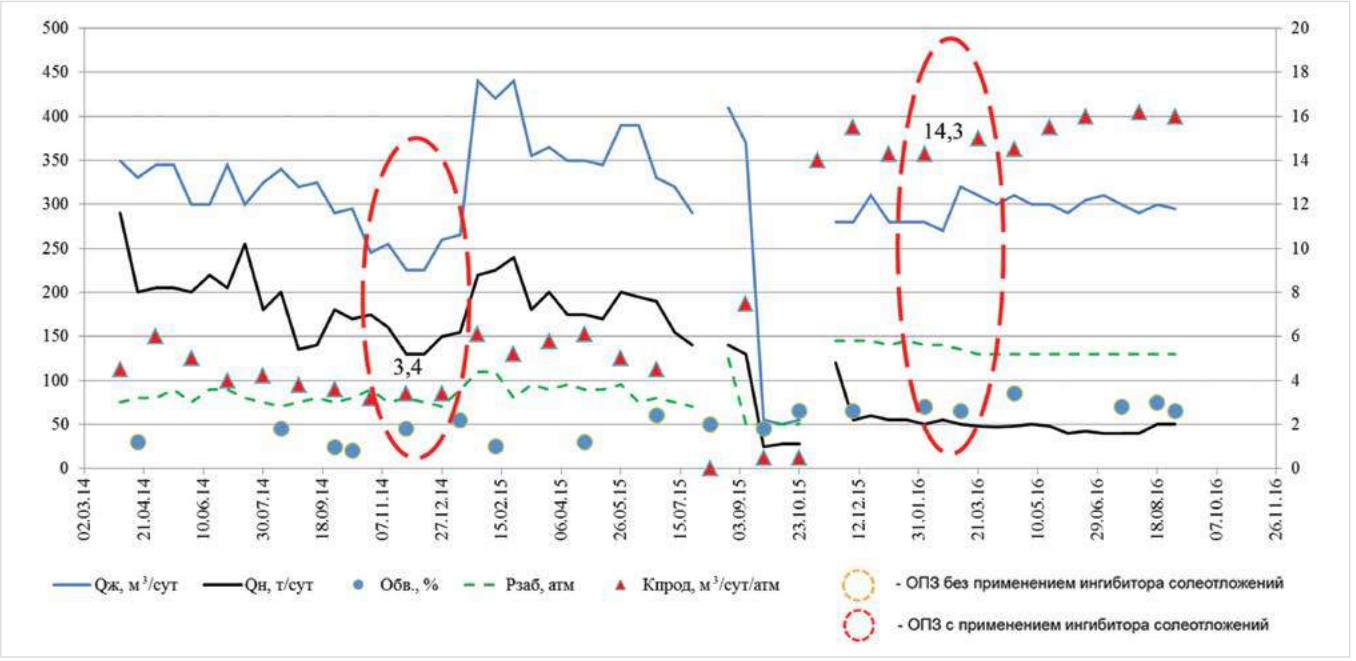


Рис. 1 — Режим работы скважины 2128/22 до и после задавки
Fig. 1 — The operation profile of 2128/22 well before and after scale inhibitor squeezing

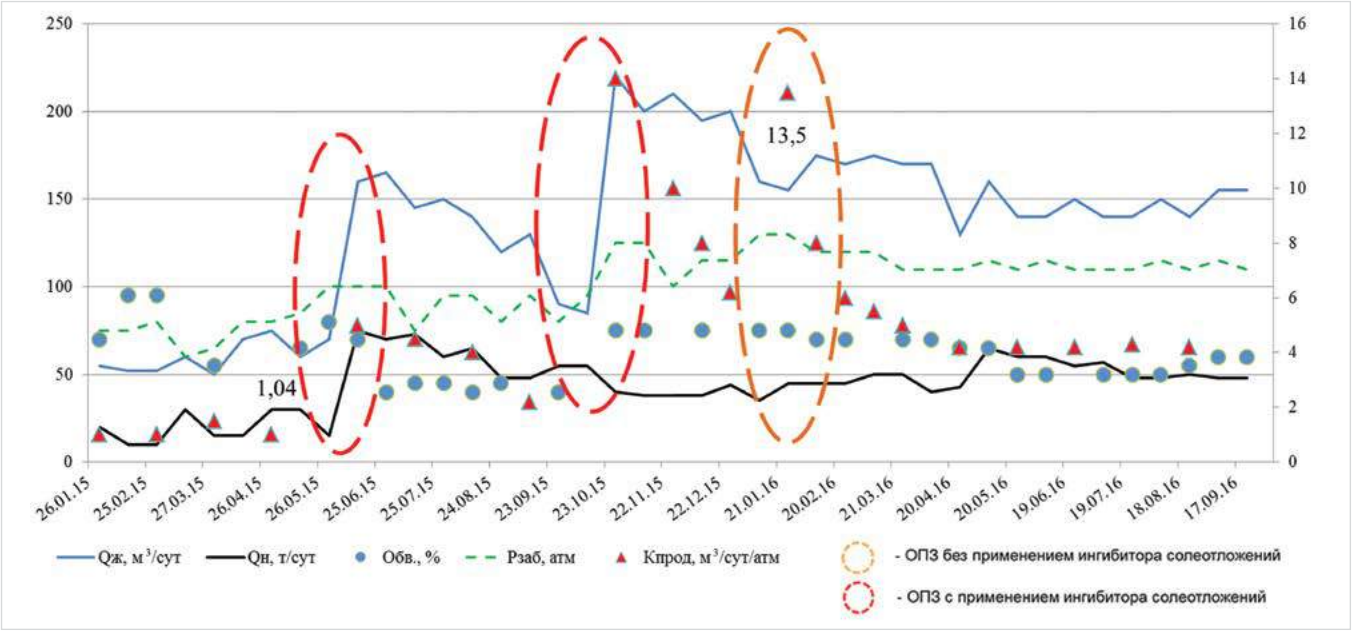


Рис. 2 — Режим работы скважины 568/9 до и после задавки
Fig.2 — The operation profile of 568/9 well before and after scale inhibitor squeezing

задавке и продавке ингибитор солеотложений растворяет отложения гипса, которые кольматировали поровое пространство, увеличивая тем самым обводненность скважинной продукции. После окончания действия ингибитора в поровом пространстве вновь начнется отложение солей и обводненность скважинной продукции снизится.

При проведении задавки ингибитора солеотложений НТФ на скважине 568/9 коэффициент продуктивности увеличился более чем в 5 раз по сравнению с ОПЗ без ингибитора. При этом обводненность скважины практически не увеличилась, дебит скважины по нефти вырос на 15 т/сут. и по всему ходу ОПИ не наблюдалось его снижения. Это связано с тем, что ингибитор, адсорбируясь на породе пласта, препятствует кольматации солями порового пространства и способствует сохранению дебита нефти на текущем уровне.

На рис. 3 и 4 отражены результаты анализа остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде после задавки. По результатам лабораторных тестов, минимальная рабочая концентрация, обеспечивающая необходимый уровень защиты от отложений гипса, была принята равной 5 мг/л. Из графиков видно, что после выхода скважины на режим наблюдается резкий вынос реагента и примерно через месяц после задавки остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде опускается ниже минимально рабочей концентрации (МРК). Однако в ходе ОПИ было установлено, что остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде даже на уровне 1 мг/л способствует успешной защите скважины от отложений гипса. В итоге, при планируемом сроке защите скважин в 100 суток, скважина 2128/22 отработала 240 суток без солевых осложнений, скважина 568/9 отработала 257 суток. Через 240 суток после задавки ингибитора Gyptron SA1610 скважина 2128/22 была остановлена по причине снижения изоляции кабеля ЭЦН, на рабочих органах ЭЦН отложения солей отсутствовали.

Пролонгированный срок защиты скважин связан с различным механизмом ингибирования. Часть ингибитора адсорбировалась на породе пласта и при последующей фильтрации в течение некоторого времени десорбировалась в скважинный флюид, ингибируя отложения гипса. Некоторая часть фосфонатного ингибитора в условиях высокоминерализованных вод Верхнечонского месторождения образовала с ионами Ca^{2+} комплексы типа CanPhn, которые выпали в ПЗП в виде осадка. Совместно соосажденный с сульфатом кальция комплекс сохраняет достаточно высокую защитную эффективность для воды с высокой степенью пересыщенности, а низкая растворимость позволяет поддерживать достаточную для защиты воды концентрацию комплекса на уровне 1 мг/л длительное время.

Итоги

Успешно проведены процедуры задавок ингибиторов в пласт горизонтальных скважин. Достигнуты и превышены запланированные показатели по срокам защиты.

1. По результатам выполненной работы установлено, что технология задавки ингибитора солеотложений в пласт горизонтальных добывающих скважин успешно предотвращает образование и отложение солей гипса в ПЗП и на насосном оборудовании. Применение данной технологии ведет к увеличению МРП скважины, сокращению затрат на предотвращение и удаление отложений гипса по сравнению с базовыми вариантами.
2. Осадительный механизм защиты скважин при проведении задавки в ПЗП позволяет получить более пролонгированное ингибирование по сравнению с механизмом адсорбции/десорбции.

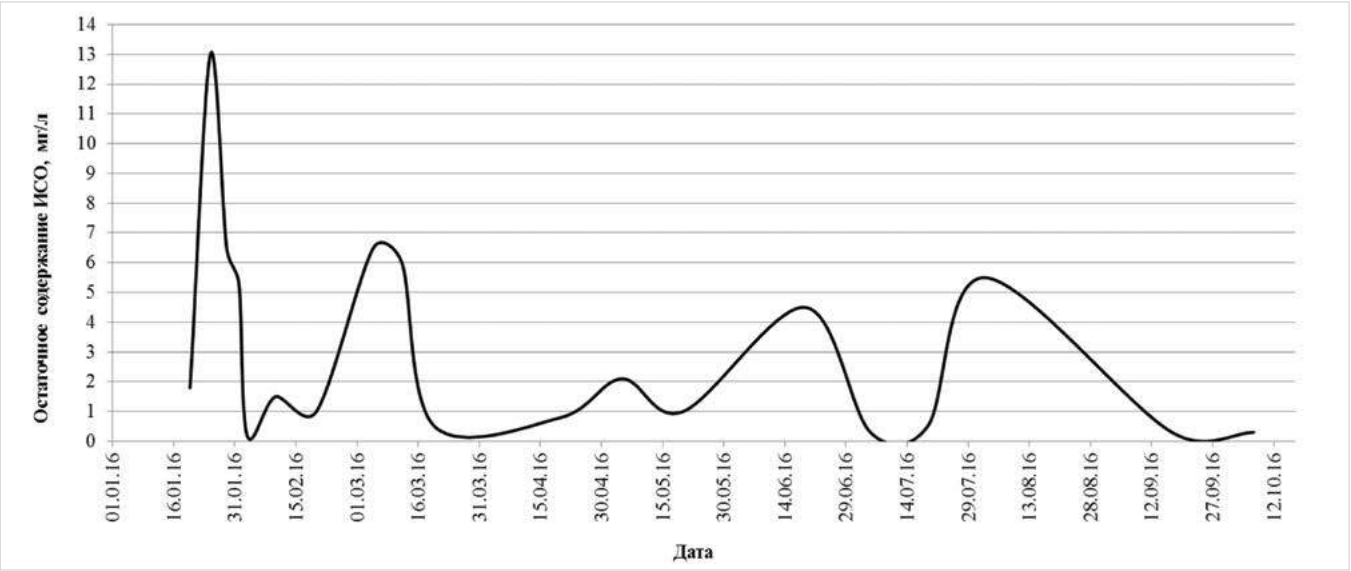


Рис. 3 — Остаточное содержание реагента Gyptron SA1610 в скважине 2128/22
Fig. 3 — The residual content of inhibitor Gyptron SA1610 in 2128/22 well

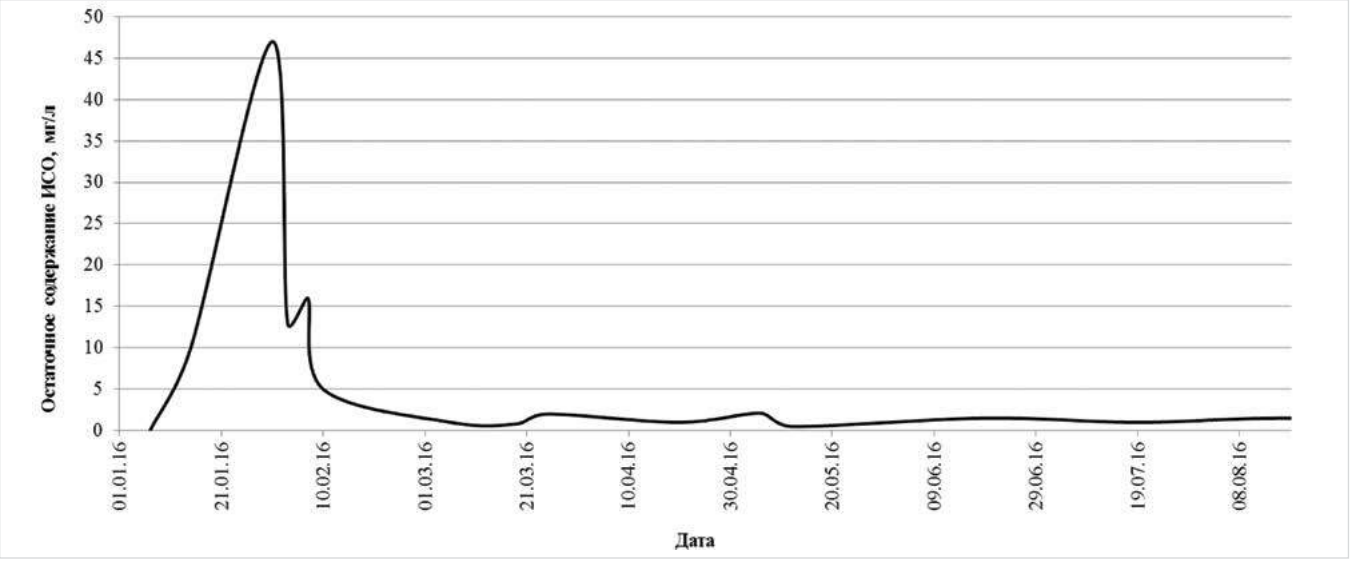


Рис. 4 — Остаточное содержание реагента НТФ в скважине 568/9
Fig. 4 — The residual content of inhibitor NTF in 568/9 well

Выводы

1. Перед проведением операции задавки ингибитора рекомендуется проводить процедуру ОПЗ водным раствором каустической соды с целью удаления уже имеющихся в ПЗП отложений гипса для достижения более полной адсорбции ингибитора на породу.
2. При подборе реагентов для проведения будущих процедур задавок рекомендуется выбирать многокомпонентные товарные формы ингибиторов. Они, помимо активной основы, содержат в своем составе дополнительные компоненты (спирты, ПАВ и т.д.), которые способствуют более полной сорбции реагента на пласт.

Список литературы

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, 14–16 October, Moscow, Russia, 2014.
2. Валекжанин И.В., Волошин А.И., Ахтямов А.Р., Кушнаренко Д.В. и др. Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №4. С. 36–40.
3. Патент №2484238. Способ предотвращения отложения неорганических солей. Приоритет от 16.02.2012, кл. E21B 37/06, 2006.01.
4. Demadis K.D., StavgianoudakiN., Grossmann G., Gruner M., Schwartz J.L. Calcium-phosphonate interactions: solution behavior and Ca^{2+}binding by 2-Hydroxyethylimino-bis(methylenephosphonate) studied by multinuclear NMR spectroscopy inorganic chemistry, 2009, Vol. 48. №9.
5. Popov K., Ronkkomaki H., Lajunen L.H.J. Critical evaluation of stability constants of phosphonic acids: (IUPAC Technical Report): pure and applied chemistry 200173(10): 1641–1677.
6. Zhang N. Integration of phosphonates onto the immobilized surface: application to scale control in oil and gas flow assurance. Thesis PhD, Rise University, 2013.
7. Kan A.T., Fu G., Tomson M.B Adsorption and precipitation of an aminoalkylphosphonate onto calcite. Journal of Colloid and Interface Science, 2005, 281(2): 275–284. 0021–9797.
8. Shaw S.S., Sorbie K.S., Structure and stoichiometry of mixed calcium-magnesium--phosphonate scale inhibitor complexes for application in precipitation squeeze processes. 2014, NACE-2014-3865.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

The inhibitor squeezing into the reservoir of the Verkhnechonskoe field prevents from the gypsum scale precipitation of the associated salt waters

Authors:
Il'ya V. Valekzhanin — the leading researcher[1]; ValekzhaninIV@ufanipi.ru
Alexander I. Voloshin — Sc.D., the expert in production areas[1]; VoloshinAI@ufanipi.ru
Denis V. Kushnarenko — the head of the department of innovative technologies project management[2]; DVKushnarenko@rosneft.ru
Roman U. Kunaev — Ph.D., the head of the department of the quality control and the upstream chemistry[2]; rukunaev@rosneft.ru

[1]"RN-UfaNIPIneft" LLC, Ufa, Russian Federation
[2]PJSC "Verkhnechonskneftegaz", Irkutsk, Russian Federation

Abstract

The article describes the first experience of protecting horizontal wells from gypsum scaling, using the inhibitor squeezing technology. Various mechanisms of the inhibition of gypsum deposits by phosphonate inhibitors are determined.

Materials and methods

Inhibitors, intended for protecting wells from gypsum sediments, were selected, according to the definite adsorptive and stripping properties.

Results

The procedures of the inhibitor squeezing into the reservoir of horizontal wells were highly productive.

Pre-designed performance targets, concerned with the protection time, were achieved and exceeded.

1. As the results of the experience, it was discovered, that the inhibitor squeezing technology of scaling into the producing well prevents from the gypsum scale precipitation in the bottom-hole area and in the pumping equipment. The application of the technology leads to the increasing of the well overhaul period, cost saving for sediment preventing and removing in comparison with the base case.
2. The precipitating protection mechanism of wells gives substantive results during the squeezing into the bottom-hole area: prolong inhibiting compared with two-site sorption.

Conclusions

1. Before inhibitor squeezing, it is recommended to carry out the procedure of the bottom-hole treatment with the aqueous caustic soda in order to remove the existing gypsum sediments in the bottom-hole area to achieve the better inhibitor adsorption on the formation.
2. Selecting reagents for future squeezing, it is recommended to choose multicomponent commodity forms of inhibitors. They contain different components (alcohols, surfactants, etc.) in addition to the active base, that promote the better reagent sorption on the formation.

Keywords

scaling, gypsum, inhibitor squeezing technology, Verkhnechonskoe field

References

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, 14–16 October, Moscow, Russia, 2014.
2. Valekzhanin I.V., Voloshin A.I., Akhtyamov A.R., Kushnarenko D.V. and oth. *Otlozhenie gipsa na Verkhnechonskom mestorozhdenii. Modelirovanie zadavki ingibitorov v plast* [Features of gypsum deposits in the Verkhnechonsk field. Simulation of the process of scaling inhibitors squeezing into the formation]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 4, pp. 36–40.
3. Patent No. 2484238 *Sposob predotvrashcheniya otlozheniya neorganicheskikh soley* [The way of preventing the inorganic salt sediments]. Priority from 16.02.2012, cl. E21B 37/06, 2006.01.
4. Demadis K.D., Stavgianoudaki N., Grossmann G., Gruner M., Schwartz J.L. Calcium-phosphonate interactions: solution behavior and Ca^{2+} binding by 2-Hydroxyethy liminobis(methylenephosphonate) studied by multinuclear NMR spectroscopy inorganic chemistry, Vol. 48, issue 9, 2009.
5. Popov K., Ronkkomaki H., Lajunen L.H.J. Critical evaluation of stability constants of phosphonic acids: (IUPAC Technical Report): pure and applied chemistry 200173(10): 1641–1677.
6. Zhang N. Integration of phosphonates onto the immobilized surface: application to scale control in oil and gas flow assurance. Thesis PhD, Rise University, 2013.
7. Kan A.T., Fu G., Tomson M.B Adsorption and precipitation of an aminoalkylphosphonate onto calcite. Journal of Colloid and Interface Science, 2005, 281(2): 275–284. 0021–9797.
8. Shaw S.S., Sorbie K.S., Structure and stoichiometry of mixed calcium-magnesium--phosphonate scale inhibitor complexes for application in precipitation squeeze processes. 2014, NACE-2014-3865.

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

Агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;

Комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;

Комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;

Технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудова ние, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

Проверку дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);

Проверку огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;

Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82
+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru
WWW.SAPCON.RU

УДК 622.691+551

Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения

Г.С. Ли
к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке месторождений
g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru

О.А. Шигидин
начальник отдела исследования скважин
o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru

А.С. Голованов
ведущий инженер отдела исследования скважин
a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Представлен опыт проведения и интерпретации результатов комплексных исследований скважин по изучению газоконденсатной характеристики пластовой углеводородной системы залежей участка 2А опытно-промышленной разработки на истощение пластовой энергии уникальных по геолого-физическим параметрам Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

Материалы и методы
Газ сепарации, газовый конденсат, пластовый газ; комплексные промысловые газоконденсатные исследования; компонентный состав и физико-химические свойства пластового газа.

Ключевые слова
Уренгойское месторождение, Ачимовские отложения, комплексные исследования, газоконденсатная характеристика

Залежи углеводородов Ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) открыты в 1976 г. в результате бурения разведочной скважины №99. Продуктивные пласты имеют сложное геологическое строение, аномально-высокое пластовое давление (АВПД), низкие фильтрационно-ёмкостные свойства, значительную неоднородность пород-коллекторов по площади и разрезу. Пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким содержанием газового конденсата (C_{5+B}), наличием высококипящих углеводородов — парафинов, асфальтенов, смол.

Площадь Ачимовских отложений Уренгойского и Северо-Самбургского месторождений составляет более 12 тыс. км^2 и разделена на 11 лицензионных участков между восемью недропользователями. ООО «Газпром добыча Уренгой» принадлежит право разработки западной части этой площади — около 50% от общей лицензионной территории [1].

В 2008 г. совместным российско-немецким предприятием ЗАО «Ачимгаз» был введен в опытно-промышленную разработку участок 1А, а в октябре 2009 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» начало разрабатывать участок 2А Ачимовских залежей УНГКМ.

На участке 2А в процессе геологоразведочных работ и пробной эксплуатации скважин выполнен большой объём промысловых и лабораторных исследований. При этом установлено, что газоконденсатная система залежей пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$ участка 2А, залегающих в условиях АВПД на глубинах 3500–3700 м, недонасыщена углеводородами C_{5+B}. Основные запасы газа и газового конденсата сосредоточены в залежах $Ач_5$. Пластовое давление в диапазоне 57–61 МПа. Пластовая температура — 106–112°С. Потенциальное содержание C_{5+B} в пластовом газе $ПС_{5+B}$ равно 370–420 г/м^3. Результаты экспериментальных термодинамических исследований рекомбинированных проб газа и конденсата показали, что давление начала конденсации составляет 49–52 МПа, а коэффициент извлечения конденсата из недр — 0,46–0,53. Продуктивные пласты низкопроницаемые — от 1 до 10 мД. Эксплуатация скважин с проектными параметрами возможна после проведения в них гидроразрыва пласта [1, 5].

При проектировании промышленной разработки и обустройстве месторождения, планировании добычи и подготовки продукции скважин большое значение имеют результаты исследований пластовой углеводородной системы на газоконденсатную характеристику (ГКХ). Основными задачами данных газоконденсатных исследований (ГКИ) являются:

1. Изучение компонентного состава пластового и добываемого газа, его изменения при разработке на истощение пластовой энергии.
2. Определение физико-химических свойств газа и газового конденсата.
3. Оценка фазового состояния пластовой газоконденсатной системы.
4. Уточнение запасов газа и газового конденсата.
5. Обоснование коэффициента извлечения конденсата (КИК).
6. Оптимизация технологического режима эксплуатации скважин.

Результаты ГКИ зависят от комплекса факторов: технологии проведения исследования, термодинамического состояния газоконденсатной системы, конструкции скважины и её продуктивной характеристики, качества работы сепарационного оборудования и др. Из многообразия методов ГКИ наиболее представительным является метод промышленных отборов, при котором вся продукция скважины направляется в устьевой исследовательский сепаратор. Методы ГКИ с отбором части потока, бессепарационные и комбинированные имеют большую погрешность определения ГКХ. ГКИ на УНГКМ в настоящее время проводятся методом промышленных отборов через устьевой сепаратор.

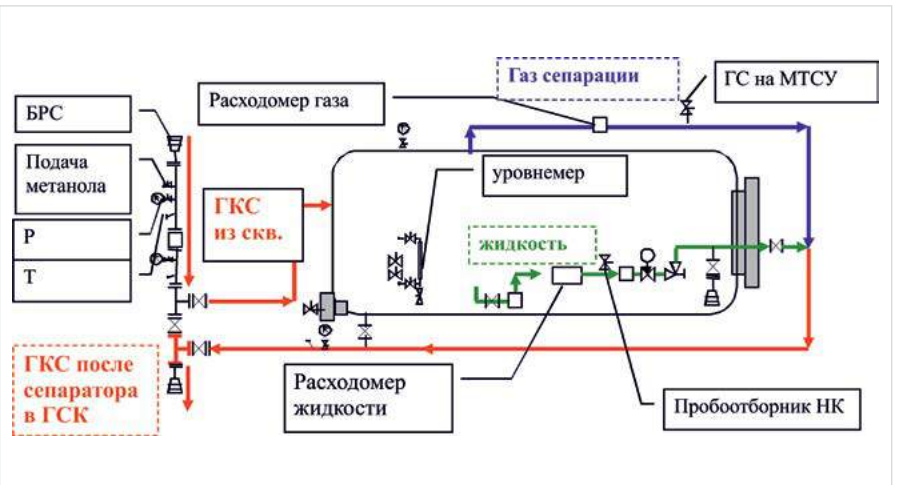


Рис. 1 — Схема ГКИ скважины без выпуска газа в атмосферу
Fig. 1 — The diagram of gas condensate studies of wells, without gas popping

Результаты ГКИ определяются условием установившегося выноса жидкости (газового конденсата и воды) из подъёмника скважины в сепаратор — скоростью восходящего газожидкостного потока. Величина критической скорости этого потока зависит от забойного давления, физико-химических свойств газоконденсатной смеси и дебита воды. Согласно Р Газпром 086-2010, значение минимально необходимой скорости для обеспечения выноса жидкости — 4 м/с [2]. Однако по результатам специальных исследований скважин УНГКМ установлено, что для этого достаточно скорости потока в подъёмнике более 2 м/с [3].

С целью получения необходимой и достаточной геолого-промысловой информации на УНГКМ проводятся комплексные газогидродинамические и газоконденсатные исследования скважин, при интерпретации которых используются и данные промыслово-геофизических исследований. При этом основными задачами ГДИ скважин являются следующие определения:

- текущей продуктивной характеристики скважины;
- значений пластового и забойного давлений;
- распределения термодинамических параметров по стволу;
- депрессии на пласт и условий выноса жидкости;
- уровня столба жидкости в работающей и остановленной скважине;
- фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Вышеуказанные цели и задачи ГКИ и ГДИ были реализованы в полном объёме при комплексных исследованиях скважин Ачимовского участка 2А: с 2011 г. проведено 60 исследований скважин методом промышленных отборов без выпуска углеводородной продукции в атмосферу [4]. Промысловые работы проводились ООО «ИЦ ГазИнформПласт» (г. Томск). Химико-аналитические исследования проб газа, газового конденсата и воды, а также обработка результатов ГКИ выполнялись специалистами Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой».

ГКИ с отбором проб газа, конденсата и воды проводятся на установившемся режиме эксплуатации скважины в газосборный коллектор с использованием мобильного полнопоточного тест-сепаратор (ПТС).

Режим работы исследуемой скважины задается устьевым регулятором. Термобарические параметры на устье, линии скважины и сепараторе фиксируются электронными манотермометрами. Продолжительность работы скважины на режиме составляет в среднем 48–72 ч. Непрерывное измерение дебита газа сепарации проводится вихревым расходомером, а измерение дебита нестабильной жидкости — массовым кориолисовым расходомером. С выходов массового расходомера сигналы, соответствующие расходу, плотности и температуре жидкости, поступают в контроллер. Вычисление расходов газового конденсата и воды производится в контроллере по данным, измеренным массомером. Режим работы ПТС поддерживается с помощью работы регулируемого клапана и электронного уровнемера. Продукция скважины после ее замера на ПТС подается в трубопровод куста. Давление сепарации на режимах ГКИ составляет 12–14 МПа, а температура — 25–45°С. В этих условиях отбор представительных проб газа сепарации и дальнейшее достоверное определение его компонентного состава затруднительно из-за потери тяжелых компонентов при переводе пробы из пробоотборника в хроматограф. С целью моделирования II ступени сепарации используется малогабаритная сепарационная установка (МТСУ), с помощью которой проводится разделение газа сепарации I ступени ПТС на жидкостную и газовую составляющие.

Подача малой части потока газа сепарации I ступени в МТСУ выполняется через «щелевой пробоотборник» ПТС. Удельный выход нестабильного конденсата II ступени (МТСУ) определяется как отношение объёмов накопившегося в сепараторе МТСУ сырого конденсата и прошедшего через счётчик газа сепарации. Объём газа, проходящий через МТСУ, замеряется с помощью газового счётчика РГ-40. В МТСУ поддерживается давление сепарации, близкое к давлению максимальной конденсации (4,5–5,0 МПа). В процессе исследований в контейнеры из МТСУ (II ступень) отбираются пробы нестабильного конденсата и газа сепарации. Из ПТС (I ступень) отбираются пробы нестабильного конденсата. Физико-химические свойства нестабильного конденсата и газа сепарации определяются лабораторными методами. Через дренажную линию ПТС отбирается проба воды для определения ее химического состава и свойств.

По полученным составам и физико-химическим свойствам газа сепарации, нестабильного конденсата и воды выполняются корректировка и пересчет расходных параметров, после которых проводятся окончательные расчеты ГКХ. Определяется потенциальное содержание C_{5+B} в добываемом пластовом газе, а также его компонентный состав и физико-химические свойства.

Эксплуатация газоконденсатных скважин на истощение пластовой энергии в режиме, близком к режиму постоянного дебита, неизбежно приводит со временем к снижению устьевых и забойных рабочих давлений. Не исключение и эксплуатационные скважины, вскрывшие залежи Ачимовской толщи в пределах участка 2А УНГКМ. В качестве примера на рис. 2 приведены зависимости $Ру = f(Q_{пл.г.})$ скв. №2083, построенные по результатам ГДИ и ГКИ в 2011–2013 гг. Поддержание достигнутого уровня добычи пластового газа по скв. №2083 достигается за счет снижения устьевого рабочего давления.

Исследования скважин участка 2А ачимовских отложений УНГКМ свидетельствуют о зависимости состава добываемого газа от режима их работы — с увеличением депрессии на пласт снижается содержание компонентов C_{5+B}. На рис. 3 показаны зависимости $ПС_{5+B} = f(P_{заб})$ по участку 2А. Красным маркером отмечены результаты первичных исследований скважин 2010–2012 гг. до начала их эксплуатации, зеленым — первичные исследования 2015–2016 гг. при эксплуатации скважин на УКПГ-22, синим — результаты исследований действующих скважин в 2012–2016 гг. (текущие исследования).

Итоги

Результаты исследований позволяют прогнозировать содержание конденсата C_{5+B} в добываемом пластовом газе. При этом установлено, что для предотвращения значительного падения удельного выхода конденсата

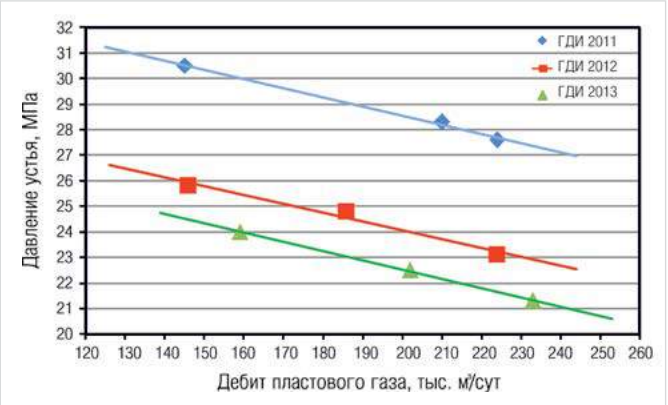


Рис. 2 — Зависимости $P_y = f(Q_{пл.г.})$ скв. №2083

Fig. 2 — Dependences of $P_{wellhead} = f(Q_{formation\ gas})$ of the well №2083

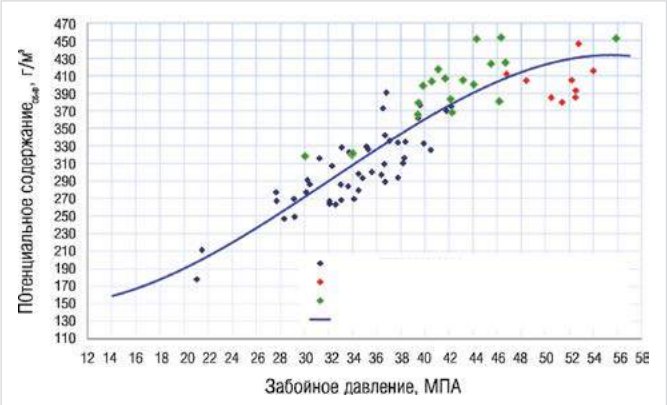


Рис. 3 — Зависимость $ПС_{5+B} = f(P_{зб})$ по данным ГКИ скважин 2А участка Ачимовских отложений УНГКМ

Fig. 3 — Dependences of $PS_{5+B} = f(P_{bottomhole})$ in accordance with the GCS of wells, on the area 2A (the Achimov deposits of the Urengoyskoe oil and gas condensate field)

и выполнения плановых уровней его добычи, скважины должны эксплуатироваться с депрессией на пласт не более 30% от пластового. Применение современных методов исследований скважин без выпуска газа в атмосферу предотвращают потери углеводородной продукции и снижают техногенную нагрузку на окружающую среду.

Выводы

Результаты комплексных исследований скважин на газоконденсатную характеристику являются базовыми для обоснования и составления технологического режима эксплуатации скважин, проектирования разработки, уточнения коэффициента извлечения конденсата и планирования добычи углеводородов Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

Список литературы

1. Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья Ачимовских отложений Уренгойского месторождения по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой». Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
2. Р Газпром 086-2010 «Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин». М.: Газпром экспо, 2011.
3. Алиев З.С., Бердин Т.Г., Ли Г.С. Опыт исследования скважин нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения. Обзорная информация: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 2002. 43 с.
4. Ставицкий В.А., Ли Г.С., Шигидин О.А. Продуктивность газоконденсатных скважин Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: НТС. М.: Газпром экспо, 2012. №2. С. 20–25.
5. Сафронов М.Ю., Ли Г.С., Стасенков И.В. Опыт строительства скважин в сложных горно-геологических условиях II участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Материалы научно-практических конференций молодых учёных и специалистов ОАО «Газпром» – призёров 2011 года. М.: ООО «Газпром экспо», 2012. С. 5–10.

Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyskoe field

UDC 622.691+551

Authors:
Gerasim S. Li — Ph.D., deputy director for geology and fields development; g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru
Oleg A. Shigidin — head of wells' survey division; o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru
Anton A. Golovanov — leading engineer, wells survey division; a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru

Gazprom dobycha Urengoy, LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract

The article describes tests and the results of the integrated exploration of formation hydrocarbon system gas-condensate characteristics of wells of the Achimov deposits of the Urengoyskoe field, situated in the area 2A of the experimental program, concerning with the depletion of the reservoir energy, taking into account their unique geological and physical parameters.

Materials and methods

Separator gas, gas condensate, formation gas, field complex gas condensate studies, compositional analysis, physical and chemical properties of the formation gas.

Results

Research results make it possible to predict the condensate yield C_{5+B} in the recovered reservoir gas.

It was also found, that wells should be operated under the differential pressure not more than 30% from formation pressure in order to prevent considerable the specific yield of the condensate and to reach the planning production volume.

The application of modern methods of well survey exploration without gas popping prevent from hydrocarbons wastage and lower the environmental footprint.

Conclusions

The results of the integrated exploration of formation hydrocarbon system gas-condensate characteristics are considered to be the basic ones for substantiating and drawing up operating practices of well operation, updating the condensate recovery factor and hydrocarbons planning production of the Achimov deposits (Urengoyskoe field).

Keywords

Urengoyskoe field, Achimov deposits, integrated exploration, gas-condensate characteristics

References

1. *Dopolnenie k Edinoy tekhnologicheskoy skheme razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo mestorozhdeniya po litsenzionnomu uchastku OOO «Gazprom dobycha Urengoy»* [Addition to the Unified technological scheme of the development of hydrocarbon reserves of the Achimov deposits of the Urengoy field on the license area of Gazprom dobycha Urengoy]. Tyumen: TyumenNIIgiprogas, 2015.
2. R Gazprom 086-2010 *«Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin»* [Instruction on comprehensive studies of gas and gas condensate wells]. Moscow: *Gazprom ekspo*, 2011.
3. Aliev Z.S., Berdin T.G., Li G.S. *Opyt issledovaniya skvazhin nizhnemelovykh zalezhey Urengoyskogo mestorozhdeniya. Obzornaya informatsiya: Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Experience of studies of the wells of the Lower Cretaceous deposits of the Urengoy field. Overview: Development and operation of gas and gas condensate fields]. Moscow: *IRTs Gazprom*, 2002, 43 p.
4. Stavitskiy V.A., Li G.S., Shigidin O.A. *Produktivnost' gazokondensatnykh skvazhin achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo NGKM* [Productivity of gas condensate wells of Achimov deposits of Urengoy oil, gas and condensate field. Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields: NTC]. Moscow: *Gazprom ekspo*, 2012, issue 2, pp. 20–25.
5. Safronov M.Yu., Li G.S., Stasenkov I.V. Opyt stroitel'stva skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh II uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo NGKM [Experience in well construction in difficult mining and geological conditions of the area II of Achimov deposits of Urengoy oil, gas and condensate field]. Materials of scientific and practical conferences of young scientists and specialists of OAO Gazprom, prizewinners 2011. Moscow: *Gazprom ekspo,* 2012, pp. 5–10.

МУЛЬТИФАЗНЫЕ ВЛАГОМЕРЫ КВАЛИТЕТ

+7 495 252 01 33
info@qualitetsustem.ru
www.qualitetsystem.ru

ПРИМЕНЕНИЕ

- Непрерывный контроль обводненности скважин
- Как средство модернизации АГЗУ
- Как компонент в составе комплексных систем измерения
- Общий контроль работы скважины и сигнализация на пульт диспетчера в случае отклонений от заданных параметров
- Контроль эффективности работы «периодических» скважин
- Контроль эффективности работы мероприятий по увеличению нефтеодтачи пласта

ДОСТОИНСТВА

- Достоверная информация об обводненности скважин без влияния человеческого фактора
- Измерения без предварительной сепарации фаз, в реальном времени, доставка данных в АСУ ТП
- Информация о наличии или отсутствии газа в трубе
- Определение GVF
- Сканирование полного сечения трубы
- Простота установки и высокая точность измерений

Многофазный	Да
Измерения в реальном времени	Да
Удаленный доступ к данным	Да
Диапазон GVF	0% - 90%
Диапазон обводненности	0% - 100%
Погрешность измерения обводненности (абсолютная)	
При GVF от 0 до 20%	1%
При GVF от 20 до 60%	2,5%
При GVF от 60 до 90%	5%
Определение наличия газа в трубе и GVF в диапазоне от 0 до 90%	
Протоколы передачи данных	Ethernet, RS485, Modbus,
Максимальное рабочее давление	10 МПа
Максимальная плотность воды	1 300 кг/м^3
Количество каналов измерений	от 1 до 8
Способ соединения	Фланцевый
Тип взрывозащиты	Exd
Тип потока	Ламинарный, турбулентный
Напряжение	24В / 220В
Установка	Вертикальная
Температура окружающей среды	-50 +65
Диаметр трубопровода (мм)	50 - 200

Qualitet

Разработано и произведено в Российской Федерации

Станислав Барышев
журналист

ЭНЕРГАЗ — 10 лет в ТЭК

Нынешней осенью традиционный отчет о производственной деятельности ЭНЕРГАЗа приурочен к десятилетию компании. Отмечая это событие, энергазовцы опираются на достигнутые результаты и уверенно смотрят в будущее. Однако не в правилах коллектива даже на юбилейном рубеже греметь в литавры. Не на том здесь стоят.

ГЛАВНЫЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ

Свой жизненный и профессиональный опыт в ЭНЕРГАЗе не стесняются сверять с мудростью всего человечества. Здесь, например, твердо усвоили такую истину: видеть проблему — еще не значит уяснить и решить ее.

Познать суть дела и затем получить успешный результат — для энергазовцев это значит ощутить весь комплекс взаимосвязанных задач по конкретному проекту. Досконально — в нюансах и деталях обосновать оптимальные инженерные решения, грамотно осуществить проектирование, оценить последствия своих решений и системно реализовать их.

Производственная практика первого десятилетия не раз подтверждала правоту и незыблемость такого подхода. Лаконично и емко выражен он в девизе компании: «Внимание к деталям — от идеи до воплощения». Именно так, год за годом наращивается ресурс профессиональной компетентности — главного фактора развития этого коллектива.

ОТКРЫВАЯ НОВОЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ

За 10 лет работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки ЭНЕРГАЗ заявил и утвердил себя как высокопрофессиональная инженерная корпорация. Теперь это группа компаний, которые под единым брендом согласованно осуществляют проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок и систем газоподготовки для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов стали за эти годы повседневными принципами — нормой жизни всего коллектива.

Здесь наработан комплекс уникальных инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах особого назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

С какими результатами открывает ЭНЕРГАЗ новую страницу своей трудовой летописи? Коллектив продолжает активно наращивать уникальный организационный и инженерный опыт, накопленный при реализации 130 проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ. В целом, начиная с 2007 года, введено или готовятся к пуску 261 установка газоподготовки.

ВЫПОЛНЕННЫЕ ПРОЕКТЫ (10.2016–09.2017)

Назовем наиболее значимые объекты, на которых ЭНЕРГАЗ в свой юбилейный год ввел в действие технологическое оборудование газоподготовки.

КСН Пякяхинского месторождения («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ЭНЕРГАЗ поставил и поэтапно ввел в действие девять компрессорных установок (КУ) различного типа и функционального назначения для работы в составе компрессорной

станции нефтяного газа (КСН). Это КУ низкого давления, четыре установки среднего давления (фото слева), КУ для газа деэтанизации, три поршневых агрегата.

Для последующей транспортировки газодожимное оборудование осуществляет доочистку и компримирование попутного газа 1-й и 2-й ступеней сепарации от установки подготовки нефти, ПНГ от концевой сепарационной установки, а также газа от установки деэтанизации и стабилизации конденсата.

Для измерения объема сжатого газа все агрегаты дополнительно укомплектованы узлами учета с расходомерами.

ГТУ-ТЭЦ Центральной ТЭЦ г. Санкт-Петербург («ТГК-1»)

На площадке ЭС-1 Центральной ТЭЦ на базе двух энергоблоков построена ГТУ-ТЭЦ. Каждый блок состоит из газотурбинной установки Siemens SGT-800 и водогрейного котла-утилизатора. Суммарная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ — 100 МВт, тепловая — 100 Гкал/час.

Фильтрацию, компримирование и подачу топливного газа в турбины обеспечивает технологическое оборудование — пункт подготовки газа и дожимная компрессорная станция (ДКС) Enerproject из трех установок (фото 1).

Все работы по вводу системы газоподготовки, включая шефмонтаж, пусконаладку, собственные испытания и комплексное тестирование в составе ГТУ-ТЭЦ, выполнили технические специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ).

ГТЭС-84 Восточно-Мессояхского месторождения («Мессояханефтегаз»)

Эта самая северная материковая газотурбинная электростанция в России включает шесть турбин Solar типа Titan 130, имеет мощность 84 МВт и снабжает электроэнергией и теплом объекты промысла.

Станция оснащена установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ» (фото 2). УПТГ обеспечивает необходимые параметры ПНГ по чистоте, температуре, давлению и расходу, что позволяет использовать в качестве основного топлива для ГТЭС попутный газ, добываемый на месторождении.

Основу УПТГ составляют: блок компримирования — четыре компрессорные установки ангарного типа, система фильтрации — входные коалесцирующие скрубберы, система регулирования температуры подачи газа — каскад из охладителей и нагревателей.

УПТГ дополнительно оборудована системой определения температуры точки росы газа по воде и углеводородам.

Центр политехнического обучения («Сургутнефтегаз»)

ЦПТО функционирует на Западно-Сургутском месторождении (Ханты-Мансийский АО). Ежедневно здесь готовы принимать до 500 обучающихся. Получить фундаментальные знания или повысить квалификацию можно по 349 профессиям.

Центр является уникальным не только в нашей стране, но и в мире. Он оснащен тренажерами, компьютерными классами и лабораториями. На специальном полигоне установлены аналоги современного оборудования, действующего на месторождениях «Сургутнефтегаза».

В составе полигона функционирует учебный компрессорный агрегат (фото 3) от компании ЭНЕРГАЗ. Эта установка-симулятор компримирует атмосферный воздух в целях демонстрации технологических процессов при сборе и трубопроводном транспорте газа. КУ работает в двух режимах — «обучение» и «экзамен».

На входе в КУ установлена система подготовки воздуха — высокоэффективный сепаратор, аналогичный входным скрубберам для фильтрации газа, которыми укомплектованы установки на объектах «Сургутнефтегаза».

УПСВ-3 Советского месторождения («Томскнефть»)

На установке предварительного сброса воды действует вакуумная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ» (фото 4), которая обеспечивает на объекте рациональное использование низконапорного ПНГ в максимально возможных объемах.

ВКС винтового типа компримирует попутный газ второй ступени сепарации с близкого к вакууму давления (0,001...0,01 МПа) до давления газа первой ступени сепарации (0,6 МПа) для совместной подачи в трубопровод до газораспределительной станции.

Согласно проекту, ВКС функционирует с минимальной производительностью — 250 м^3/ч. Ранее Группа ЭНЕРГАЗ ввела в эксплуатацию

Фото 1. ДКС топливного газа для ГТУ-ТЭЦ Центральной ТЭЦ Санкт-Петербурга

Фото 2. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения

вакуумные КС еще на двух объектах «Томскнефти»: УПСВ-9 Советского и УПСВ-5 Вахского месторождений.

ГТУ-26,5 Могилевской ТЭЦ-1, Республика Беларусь («Могилевэнерго»)

В ходе модернизации Могилевской ТЭЦ-1 на объекте введен в действие современный энергоблок, созданный на базе газотурбинной установки LM2500+(GE) мощностью 26,5 МВт.

Топливо для ГТУ — природный газ. Его подготовку и подачу в турбину обеспечивает пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 5):

- ДКС из двух модульных установок для компримирования газа до необходимого рабочего давления;
- система фильтрации из двух сепараторов (фильтров-скрубберов), встроенных в блок-модули КУ;
- подземный дренажный резервуар для сбора и отвода конденсата и шлама.

Месторождения Большехетской впадины («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

Одной из приоритетных задач ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является освоение промыслов Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий АО) — района с доказанной высокой нефтегазоносностью.

Одновременно здесь решается проблема рационального использования попутного газа. Транспортная система жидких углеводородов с месторождений Большехетской впадины оснащена компрессорной станцией, которая очищает и перекачивает низконапорный ПНГ, поступающий с концевой сепарационной установки.

КС «ЭНЕРГАЗ» в арктическом исполнении спроектирована для работы в тяжелых климатических условиях. Дополнительный функционал станции — учет сжатого газа.

Автономный центр энергоснабжения завода микроэлектроники АО «Ангстрем-Т»

Для научно-производственного комплекса завода микроэлектроники «Ангстрем-Т» (Москва, Зеленоград) построен собственный центр энергоснабжения — автономная газопоршневая электростанция мощностью 36 МВт и котельная. ГПЭС включает пять двухтопливных установок Wartsila 16V34DF, работает по тригенерационному циклу и обеспечивает предприятие необходимыми объемами электроэнергии, тепла и холода.

Газовое топливо для энергоцентра поступает через многофункциональную систему подготовки газа (СПГ) «ЭНЕРГАЗ», которая состоит из следующего оборудования: блок входных фильтров, пункт учета газа, система тонкой очистки, две газокомпрессорные установки, внутриплощадочный газопровод (фото 6).

Технологический комплекс осуществляет предварительную фильтрацию, измерение расхода, тонкую очистку и компримирование газа.

Строительство СПГ «под ключ», включая монтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания и комплексную проверку в составе электростанции, а также обучение персонала заказчика провели специалисты Группы ЭНЕРГАЗ.

ДКС на месторождении «Алан» («Узбекнефтегаз»)

Дожимная компрессорная станция на базе двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» была построена АО «КМПО» по проекту обустройства газового месторождения «Алан» на юге Узбекистана.

В составе ДКС действует система газоподготовки производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» (входит в Группу ЭНЕРГАЗ). Технологическая установка (фото 7) включает два высокоэффективных фильтра-сепаратора, узел дренажа конденсата, электрические подогреватели газа, двухлинейные узлы редуцирования.

Система обеспечивает газоперекачивающие агрегаты топливным и пусковым газом с необходимыми параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу. Степень фильтрации от механических примесей и капельной влаги составляет 99,98%.

Поставку оборудования выполнила компания ЭНЕРГАЗ, шеф-инженерные работы и техническое сопровождение проекта осуществил «СервисЭНЕРГАЗ».

ГТУ-ТЭЦ на Ярегском месторождении — энергоцентр «Ярега» («ЛУКОЙЛ-Коми»)

На нефтетитановом месторождении возведен энергоцентр собственных нужд. Электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 75 МВт, тепловая — 79,5 Гкал/ч. Топливом для энергоцентра «Ярега» является природный газ Курьино-Патраковского ГКМ.

Проектные параметры газа обеспечивает многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 8): блочный пункт подготовки газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС).

БППГ укомплектован блоком фильтрации, дренажной системой, узлом учета газа, системой редуцирования. Основное назначение БППГ — измерение расхода и очистка газа. Дополнительный функционал — стабилизация давления.

ДКС компримирует подготовленный газ до 4,5...5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. Состоит из четырех компрессорных установок винтового типа.

За эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования отвечает САУ

Фото 3. Компрессорная установка-симулятор

Фото 4. Вакуумная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ»

газоснабжения. Она включает локальные САУ агрегатов, шкаф общего управления, АРМ оператора, пульт аварийного останова.

ПРОЕКТЫ НА СТАДИИ РЕАЛИЗАЦИИ

Сегодня на различных стадиях готовности к пуску (заводские испытания, доставка, монтаж, наладка, предпусковое тестирование) также находятся 36 установок подготовки и компримирования газа.

Восточно-Уренгойское м/р («Роснефть»). На площадке УКПГиК смонтирована многомодульная установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УПТГ из 8 блоков обеспечит газоснабжение более 10 объектов. Среди них — газотурбинная электростанция, установка низкотемпературной сепарации, котельная, установка стабилизации конденсата, ДКС низконапорных газов, установка регенерации метанола и др.

Испытательный стенд газотурбинных двигателей (УМПО). На стенде проходят испытания ГТД типа АЛ-31СТ. В рамках модернизации объект оснащается дожимной КУ, предназначенной для снабжения испытуемых турбин топливным газом с необходимыми параметрами.

ГТЭС Южно-Нюрымского м/р («Сургутнефтегаз»). На строящейся электростанции собственных нужд готовится к вводу ДКС ангарного типа, которая предназначена для подготовки и подачи попутного газа в турбины.

ТЭЦ «Восточная», Владивосток («РАО ЭС Востока»). Для газотурбинных энергоблоков новой станции установлена система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ». Технологическое оборудование включает три двухступенчатые КУ, пункт подготовки газа и газовый ресивер.

ЦПС Восточно-Мессояхского м/р («Газпромнефть-Развитие»). Здесь ЭНЕРГАЗ выполняет проект по вводу двух КУ для сжатия ПНГ концевой ступени сепарации и газа из сеноманской воды.

УПСВ-4 Вахского м/р («Томскнефть»). На установке предварительного сброса воды ведется предпусковая подготовка вакуумной КС для сбора и транспортировки низконапорного (0,001 МПа) ПНГ.

ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р («Роснефть»). Подачу ПНГ в турбины ГТЭС-24 МВт будет осуществлять установка компримирования топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УКТГ размещается в отдельном здании, включает узел газоподготовки и компрессорный блок из четырех КУ.

ТЭЦ Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва. По проекту реконструкции здесь создается ПГУ мощностью 10 МВт. Новый парогазовый энергоблок будет получать газовое топливо от КУ, поставленной ЭНЕРГАЗом.

ГТУ-ТЭС на площадке Центральной котельной г. Елабуга. Система газоподготовки, состоящая из ДКС и БППГ, обеспечит качественным топливным газом новый энергоблок на базе четырех ГТУ Turbomach.

СКНС Южно-Ватлорского м/р («Сургутнефтегаз»). В составе компрессорной станции низких ступеней сепарации будут работать две КУ для сбора и транспорта попутного газа с объектов ряда месторождений.

Грозненская ТЭС. Специалисты ЭНЕРГАЗа выполнят весь цикл предпусковых работ на ДКС топливного газа для двух турбин Siemens типа SGT5-2000E.

Прегольская ТЭС, г. Калининград. Система комплексной подготовки топливного газа, поставляемая ЭНЕРГАЗом, предназначена для снабжения турбин четырех парогазовых энергоблоков единичной мощностью по 110 МВт, которые составят основу новой электростанции.

Важно отметить, что в центре внимания Группы ЭНЕРГАЗ всегда находится комплексное техническое обслуживание оборудования газоподготовки и газоснабжения.

РАЗВИТИЮ СЕРВИСА — ПОВЫШЕННОЕ ВНИМАНИЕ

По состоянию на апрель 2017 г. общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составила более 7 900 000 часов. Естественно, что для нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса технологического оборудования требуется своевременное сервисное обслуживание (фото 9), а при необходимости — модернизация, текущий или капитальный ремонт.

Решение задач обеспечения гарантированной надежности и эффективности оборудования газоподготовки и газоснабжения, поставляемого ЭНЕРГАЗом и другими производителями, находится в компетенции компании «СервисЭНЕРГАЗ».

Сервисный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном при выполнении 130 энергетических и нефтегазовых проектов — практически на всей территории России и за рубежом. Географический масштаб — от Сахалина до Калининграда. Объекты газоподготовки, созданные ЭНЕРГАЗом, действуют на Дальнем Востоке, в Якутии, в Сибири, на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны — в республиках Беларусь и Узбекистан.

Именно поэтому повышенное внимание в сервисной деятельности Группы

Фото 5. Оборудование газоподготовки для модернизированной Могилевской ТЭЦ-1

Фото 6. Система газоподготовки для автономной ГПЭС завода микроэлектроники «Ангстрем-Т»

Фото 7. Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов ДКС «Алан»

Фото 8. Система газоподготовки и газоснабжения энергоцентра «Ярега»

Фото 9. Внутри блок-модулей предусмотрено свободное пространство для комфортного обслуживания оборудования

ЭНЕРГАЗ уделяется системе удаленного мониторинга. Эта система призвана обеспечить постоянный контроль состояния оборудования и технологических процессов со стороны специально подготовленных сотрудников и экспертов «СервисЭНЕРГАЗа».

В результате, своевременно и квалифицированно принимаются необходимые организационные и инженерные решения. И что особенно важно, эти решения разрабатываются на основе актуальных и достоверных данных, поступающих непосредственно с объекта. Эти материалы в оперативном режиме интерпретируются, всесторонне анализируются и профессионально моделируются.

Более года реализуется специальная Программа предоставления услуг долгосрочного сервиса. Она складывается из длительных контрактов (сроком до 36 месяцев) на проведение послегарантийного ТО установок подготовки и компримирования газа.

В целом, «СервисЭНЕРГАЗ» осуществляет весь комплекс сервисных работ:

- подготовка оборудования к пуску;
- техобслуживание в гарантийный период;
- сервисная поддержка в постгарантийный период;
- модернизация;
- текущий (локальный) ремонт;
- капитальный ремонт с демонтажом оборудования;
- поставка и замена запчастей, комплектующих и расходных материалов;
- технические консультации и обучение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Каждый успешно реализованный проект — это не только лаконичный абзац в официальном производственном отчете или яркий репортаж на телеэкране. Это всегда этапное жизненное событие. За прошедшие десять лет специалисты ЭНЕРГАЗа твердо усвоили: без человеческой души, концентрации опыта, сил и воли, даже выдающийся инженерный замысел останется лишь «неживым» листом бумаги.

Поэтому человеческий капитал всегда был, есть и будет основной составляющей Топливно-энергетического комплекса России — гарантией практического воплощения в жизнь самых смелых технологических прогнозов и проектов.

В свое новое десятилетие коллектив ЭНЕРГАЗа входит, активно укрепляя профессиональные и кооперационные связи в сегменте оборудования комплексной газоподготовки. Хорошо осознавая значение такого сотрудничества, энергазовцы выражают большую благодарность всем коллегам и партнерам по совместной работе.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

ГРУППА КОМПАНИЙ «ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ»

концерн NICMAS

302020, Россия,
г. Орел, Цветаева, 1 «Б»
+7 (4862) 42-11-57
info@orelkompressormash.ru

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР ВАШЕГО БИЗНЕСА!

Группа компаний «Орелкомпрессормаш» — динамично развивающаяся компания для решения инжиниринговых и смарт-решений в области компрессоростроения и энергетики с богатым опытом участия в крупномасштабных проектах национального и международного масштаба в области нефтегазовой и горнорудной промышленности.

Выполняя максимально нестандартные задачи в области использования компрессорного и энергетического оборудования во всех отраслях промышленности, предприятия ГК «Орелкомпрессормаш» разрабатывают уникальные комплексные проекты от постановки задачи до внедрения «под ключ», создают инновационные продукты, отвечающие требованиям времени, а именно — ресурсосбережению и энергоэффективности, что сейчас особенно актуально.

За последнее время компанией были реализованы масштабные инжиниринговые проекты для нефтегазовой отрасли. Спроектирована и изготовлена станция винтовая газовая, которая ежесуточно дополнительно добывает до 100 000 м³ природного газа. Станция азотная обеспечивает равномерную, стабильную добычу газового конденсата, дополнительно получая 50 000 м³ газа в сутки без снижения производительности месторождения.

Новый образ мышления, позволяющий сформировать многофункциональность управленческих решений и профессиональных навыков, а также стремление стать компанией №1 по знанию клиента и решению его задач, ключевые составляющие успешного развития ГК «Орелкомпрессормаш».

Установка компрессорная газоутилизационная УКГ-5/8

Установки компрессорные ВВ-32/8 М1 У2

Поршневые газовые компрессорные установки серии ГШ, 3ГШ и 6ГШ

Специальные передвижные компрессорные станции серии СД, НД (А-азот серии СДА и НДА)

Газовые винтовые компрессорные агрегаты, установки и станции (произ-тью от 10 до 140 м³/мин)

Винтовые компрессорные станции серий ВВ, НВЭ, ВВУ (произ-тью от 1 до 100 м³/мин)

Предназначена для утилизации метана путем сжигания его в специальной камере, предотвращая выделения в атмосферу метана (CH4)

с винтовым компрессором применяются для снабжения сжатым воздухом буровых станков типа СБШ

Предназначены для сжатия паров бензина до жидкой фракции, при погрузки из цистерн, и последующий слив в резервуар, для использования в АГНКС серия 6ГШ — предназначены для сжатия коксового газа

Предназначены для обустройства нефтяных и газовых нефтепроводов.

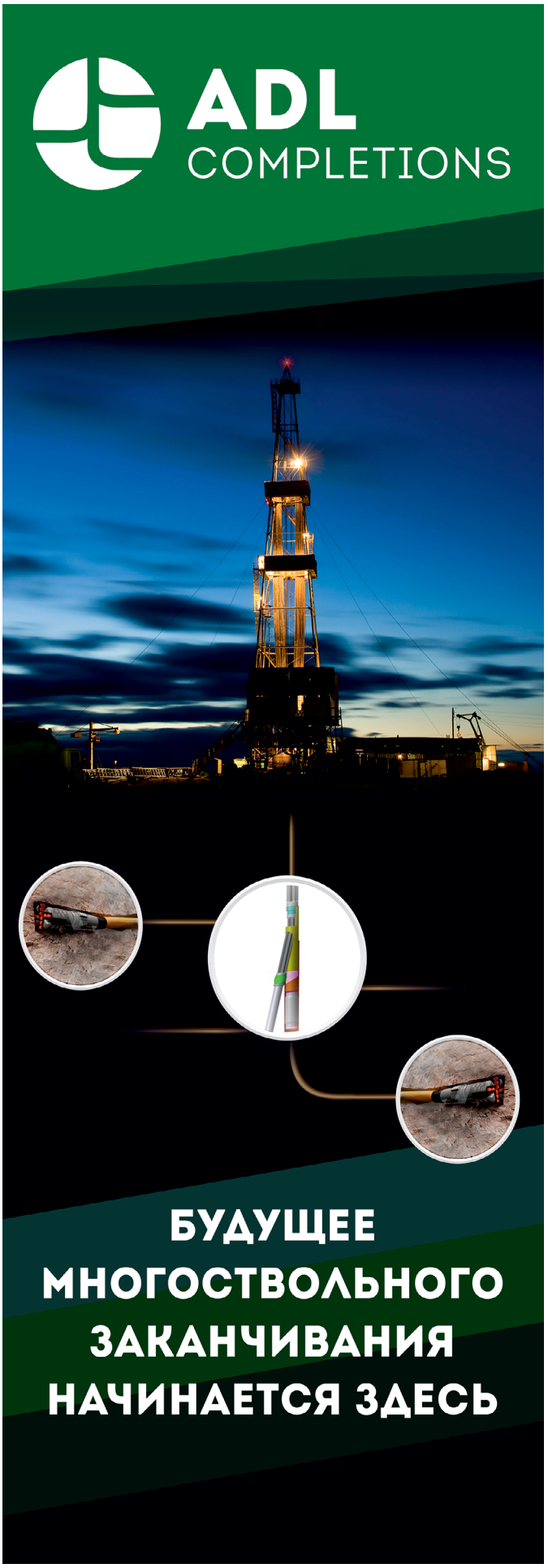
Предназначены для сбора и подачи попутного нефтяного газа на сборный пункт)

Предназначены для снабжения сжатым воздухом различных цеховых линий и др. потребителей.

Применяют для получения из атмосферного воздуха азота с концентрацией от 90 до 99,5% В передвижном, переносном и самоходном исполнениях.

Азотные мембранные компрессорные станции серии АМВН, ПКАУ, АМ,

www.orelkompressormash.ru



ADL Completions — первое в России предприятие, фокус которого направлен на развитие отечественных технологий многоствольного заканчивания скважин.

Наши возможности:

- Системы заканчивания МСС по уровням 1–4 классификации TAML, в том числе для старого фонда скважин с обсадными колоннами 146 и 168 мм.
- Решения МСС для фонда ЗБС, позволяющие сохранить добычу из материнского ствола, доступ в ствол. Данное решение существенно повышает экономический эффект от проведения ЗБС, увеличивая бюджет не более чем на 10%*.
- Команда профессионалов, имеющая опыт работ по заканчиванию сложнейших многоствольных скважин, в том числе на крупных шельфовых проектах.
- Применение систем заканчивания МСС в любых видах коллекторов, в обсаженных и открытых стволах.
- В вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважинах.
- Высокий экспортный потенциал в связи с востребованностью технологии на зарубежных рынках.
- Индивидуальный подход. Модернизация систем заканчивания под требования заказчика в кратчайшие сроки.
- Подготовка проектов многоствольного заканчивания «под ключ», включая консультационные услуги.

На данный момент доля импорта оборудования для многоствольного заканчивания на Российском рынке составляет более 90%, что, несомненно, негативно сказывается на уровне рентабельности проектов. Применение технологий компании ADL Completions позволит использовать отечественное оборудование в высокотехнологичных проектах, при снижении капиталовложений и увеличении их рентабельности.

* Бюджет на оборудование и сервис под каждую скважину рассчитывается индивидуально.

ООО «АДЛ Заканчивание», 123022, Москва, Столярный переулок, дом 3, корпус 18
+7(499) 648-00-04
www.adlcompletions.com
info@adlcompletions.com

СтальПром

ПРОИЗВОДСТВО ГРУЗОЗАХВАТНЫХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ

На протяжении пятнадцати лет компания «СтальПром» специализируется на изготовлении съёмного грузозахватного оборудования для предприятий металлургического, нефтегазового, строительного и машиностроительного комплекса.

На предприятии используется система менеджмента качества ISO 9001, формирующая единые требования и принципы в области качества для всего производства.

Работая с нами, Вы получите грузозахватное оборудование, качество которого подтверждено декларациями и сертификатами качества.

Наше предприятие предлагает Вам широкий ассортимент продукции:

- стропы: канатные, текстильные, цепные;
- монтажные полотенца;
- сеть текстильная транспортная;
- стяжные ремни;
- захваты;
- траверсы;
- ремни для буксировки транспортных средств;
- комплектующие для производства стропов;
- канат стальной;
- строительные металлоконструкции, закладные к ним;
- детали повышенной точности обработки.

В отдельных случаях предъявляются индивидуальные требования к грузу, подъемным операциям, транспортировке. Для решения подобных задач компания «СтальПром» способна разработать и изготовить уникальное грузоподъёмное оборудование.

+7-905-353-71-77 **www.steel-prom.ru** **sale@steel-prom.ru**

Запорно-регулирующая арматура марки «ТЕРМОБРЕСТ»

Стабильное развитие теплоэнергетической отрасли, реализация перспективных проектов новых и модернизация действующих объектов теплоэнергетического комплекса в современных условиях невозможны без наращивания потенциала отечественных производителей газовой запорно-регулирующей арматуры, а также разработки и производства инновационной современной продукции, способной успешно конкурировать с импортными аналогами и превосходить их. Решением именно таких задач и занимается СП «ТермоБрест» ООО. Вся номенклатура продукции предприятия и, самое главное, ее технический уровень и качество полностью заменяет аналогичную продукцию ведущих мировых производителей.

Одной из наиболее динамично развивающихся отраслей на энергетическом рынке, несомненно, является добыча, транспортировка и использование природного газа. Современные технологии сжигания природного газа и объем его запасов делают эту продукцию наиболее коммерчески привлекательной в теплоэнергетическом комплексе. По последним оценкам, использование природного газа будет иметь склонность к росту на **3–5%** ежегодно в течение последующих **15** лет, что приведет к двукратному увеличению потребления природного газа к **2030** г.

СП «ТермоБрест» ООО — предприятие с мощным научно-техническим потенциалом и **27**-летним опытом разработки и производства газовой трубопроводной арматуры и приборов автоматики, которые используются для обеспечения безопасности и регулирования в системах газоснабжения теплоэнергетического комплекса. Предприятие было основано в **1990** г., в то время, когда арматурный рынок страны испытывал острую нехватку современной дистанционно-управляемой запорно-регулирующей газовой арматуры. Первые шаги на рынке предприятие делало, начиная с трех позиций продукции: клапанов электромагнитных газовых серии ВН присоединительными диаметрами **15, 20, 25** мм. За **27** лет методичной и целенаправленной работы СП «ТермоБрест» ООО заняло лидирующие позиции в области производства газовой арматуры на территории всего Евразийского союза.

В настоящее время СП «ТермоБрест» ООО предлагает потребителям более **7000** типов, типоразмеров и исполнений изделий. Основные типы изделий:

- **2**- и **3**-позиционные электромагнитные газовые клапаны, предназначенные для дистанционного управления потоками газа;
- электромагнитные клапаны с электромеханическим регулятором расхода газа, предназначенные для отсечки и регулировки расхода газа;
- клапаны с ручным взводом механического и электрического типа, в которых открытие клапанов производится оператором путем поднятия штока или нажатия на кнопку;
- клапаны с медленным открытием, которые применяются в системах, где недопустимо наличие пневмоудара в момент открытия клапана;
- клапаны предохранительно-запорные, которые автоматически перекрывают подачу газа при превышении настроенного значения выходного давления;
- клапаны предохранительно-сбросные, осуществляющие сброс избыточного давления газа в атмосферу при возникновении кратковременных скачков давления в системе;
- блоки газовых клапанов, которые могут применяться для обвязки любых типов газогорелочных устройств (более 300 типовых схем);
- регуляторы-стабилизаторы давления, предназначенные для редуцирования и поддержания выходного давления газа на заданном значении, независимо от колебаний давления газа на входе;
- заслонки регулирующие газовые с ручным и электромеханическим приводом, которые обеспечивают регулировку расхода газа в заданном диапазоне;
- датчики-реле давления, предназначенные для контроля избыточного / вакуумметрического давления в системе;
- фильтры тонкой очистки газа, предназначенные для очистки газа от посторонних примесей и механических частиц.

Непрерывная работа над техническим совершенствованием производимой продукции, необходимость создания оборудования, заменяющего импортные аналоги в условиях антироссийских санкций, привели разработчиков СП «ТермоБрест» ООО к созданию новых видов продукции, которая полностью заменяет образцы продукции ведущих мировых производителей или не имеет аналогов в РФ и за рубежом. Так, только в **2016** г. предприятие освоило и начало серийный выпуск следующих типов продукции для теплоэнергетического комплекса:

- комбинированные регуляторы давления серии РС со встроенным предохранительно-сбросным и предохранительно-запорным клапанами, обеспечивающие стабильную работу в широком диапазоне температур окружающей среды от **-40** до **+40** °С;
- клапаны электромагнитные серии ВН со встроенным регулятором расхода уникальной конструкции, имеющие практически линейную расходную характеристику;
- датчики-реле давления электронного типа серии ДРД, контролирующие давление в диапазоне от **0** до **16** атмосфер и имеющие обратную связь с системой управления;
- смесители газов серии СГ, предназначенные для смешивания различных горючих газов с воздухом в заданном соотношении для обеспечения оптимального режима сгорания.

Сравнение изделий, производимых СП «ТермоБрест» ООО и «Dungs», «Kromschröder», «Madas», «Elektrogas»

В данной подборке рассматриваются сопоставимые технические возможности изделий СП «ТермоБрест» ООО и основных производителей запорно-регулирующей арматуры Европейского союза, продукция которых присутствует на рынке Российской Федерации: «Dungs» (Германия), «Kromschröder» (Германия), «Madas» (Италия), «Elektrogas» (Италия).

1. **Материалом корпусов клапанов, фильтров и блоков всех типоразмеров производства СП «ТермоБрест» ООО может быть как алюминиевый сплав, так и легированная сталь** (а для DN 150, 200 — также и чугун).

Согласно действующего на территории Российской Федерации СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб», п.7.3, а также действующего на территории Республики Беларусь ТКП 45-4.03-267-2012 «Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования», п.15.6.1, запорную арматуру в алюминиевом корпусе допускается применять до номинального диаметра DN 100, арматуру свыше DN 100 — только в корпусе из легированной стали (либо из чугуна при температуре не ниже -35°С).

Кроме того, согласно действующих на территории Российской Федерации нормативно-правовых актов, в системах газоснабжения тепловых систем (ТЭС) разрешено применять только стальную арматуру.

На основании «Правил промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь»: «На объектах газораспределительной системы и газопотребления ТЭС и котельных должна применяться стальная арматура с герметичностью затворов класса А».

Вышеперечисленные производители выпускают арматуру только в алюминиевом корпусе.

2. СП «ТермоБрест» ООО производит клапаны и фильтры номинальными диаметрами до DN 300.

Вышеперечисленные производители выпускают арматуру следующих номинальных диаметров:
- «Madas», «Elektrogas» — до DN 300;
- «Kromschröder» — до DN 200;
- «Dungs» — до DN 150.

3. Клапаны, фильтры, заслонки регулирующие производства СП «ТермоБрест» ООО выпускаются в климатическом исполнении У3.1 (-30...+60 °С), У2 (-45...+60 °С), УХЛ2, УХЛ1 (-60...+60 °С), что позволяет использовать их в экстремально холодных климатических зонах.

Температура эксплуатации арматуры вышеперечисленных производителей:
- «Madas»: -45 ...+40 °С;
- «Elektrogas», «Dungs»: -15 ...+60 °С;
- «Kromschröder»: -20 ...+60 °С,
что накладывает ограничение на ее применение по температуре окружающей среды.

4. Все клапаны производства СП «ТермоБрест» ООО номинальными диаметрами DN 40 и более могут изготавливаться со встроенным электромеханическим регулятором расхода.

Данное исполнение клапанов позволяет:
- использовать их в качестве запорно-регулирующего органа для горелочных и иных устройств, где необходимо наличие отсечки и возможность регулировки расхода газа;
- обеспечить медленное открытие в котлоагрегатах и газораспределительных системах, где предъявляются требования о плавном нарастании давления и недопустимости резкого броска газа в момент открытия. В данных клапанах при подаче напряжения питания происходит открытие основного клапана и последующее открытие заслонки с плавным нарастанием давления. Расходная регулировочная характеристика близка к линейной.

У вышеперечисленных производителей такие изделия отсутствуют.

5. СП «ТермоБрест» ООО производит клапаны электромагнитные с ручным управлением (взводом) электрического типа (управление клапаном производится путем нажатия на кнопку).

Потребитель, при необходимости, может самостоятельно переоборудовать клапан с ручным взводом электрического типа в автоматический электромагнитный клапан, который работает без участия оператора, путем замены управляющей платы.

Вышеперечисленные производители таких изделий в своей номенклатуре не имеют.

6. Все клапаны, блоки клапанов и заслонки регулирующие производства СП «ТермоБрест» ООО могут быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении, что расширяет диапазон их применения.

Вид взрывозащиты — герметизация компаундом (маркировка ExmcIIT4Gc). Оборудование во взрывозащищенном исполнении устанавливается в помещениях и на опасных производственных объектах, к которым предъявляются особые требования по взрывобезопасности.

В номенклатуре вышеперечисленных производителей, кроме «Kromschröder», арматуры во взрывозащищенном исполнении нет. У «Kromschröder» существуют отдельные исполнения клапанов, в которых подъем (открытие) запорного органа осуществляется электроприводом во взрывозащищенном исполнении, который имеет большие габариты и высокую стоимость ***(стоимость клапанов такого типа в 2–2,5 раза выше стоимости электромагнитных клапанов производства СП «ТермоБрест» ООО).***

7. СП «ТермоБрест» ООО производит фильтры газовые на максимальное входное давление до 1,6 МПа (16 бар). Основное применение данных фильтров — установка на магистральных трубопроводах с высокими рабочими давлениями до 16 бар.

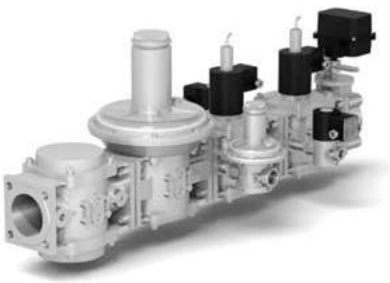
Максимальное давление фильтров производства вышеперечисленных производителей — до 0,6 МПа (6 бар).

8. СП «ТермоБрест» ООО производит электромагнитные клапаны и фильтры в угловом исполнении, где вход и выход расположены под углом 90°. Угловые клапаны и фильтры возможно применять в помещениях с ограниченным пространством, где установка арматуры в обычном корпусе может быть затруднительна. Кроме того, в угловых клапанах и фильтрах коэффициент гидравлического сопротивления меньше на 40% по сравнению с арматурой в обычном линейном исполнении корпусах.

Вышеперечисленные производители подобные клапаны не производят.

9. В номенклатуре изделий СП «ТермоБрест» ООО присутствуют блоки электромагнитных клапанов более 300 типовых схем. Такое многообразие схем позволяет построить практически любую газовую разводку (рампу). В состав блоков могут быть дополнительно включены датчики-реле давления, фильтры газовые, заслонки регулирующие и регуляторы-стабилизаторы давления.

Блоки клапанов обладают высокой надежностью и ремонтопригодностью. Система построения блоков клапанов позволяет изготавливать их по индивидуальным заказам.



Возможно изготовление блоков клапанов по индивидуальным требованиям заказчика.

«Dungs» производит блоки клапанов ограниченного количества исполнений в едином корпусе до DN 100 по одной схеме. Остальные производители блоков не производят.

10. СП «ТермоБрест» ООО производит фильтры с индикатором загрязненности фильтроэлементов. Индикаторы загрязненности могут быть механического и электрического типов. При этом индикаторы электрического типа изготавливаются в двух исполнениях: работающие от сети и работающие от батареи. Индикатор, работающий от сети, имеет обратную связь контроля загрязненности, что позволяет автоматически вносить корректировки в систему управления по расходу газа.

Вышеперечисленные производители не выпускают фильтры с индикатором загрязненности электрического типа и, соответственно, не имеют обратной связи с системой управления.

11. СП «ТермоБрест» ООО производит заслонки регулирующие, конструктивно похожие на шаровые краны, которые обеспечивают линейную регулировочную характеристику. Расход газа в закрытом состоянии регулируется потребителем и может быть установлен не более 0,05% от номинального расхода.

Вышеперечисленные производители не выпускают заслонки регулирующие в конструктиве, аналогичном СП «ТермоБрест» ООО.

12. СП «ТермоБрест» ООО производит датчики-реле давления электрического типа до 0,6 МПа (6 бар) и до 1,6 МПа (16 бар), имеющие обратную связь с системой автоматики. Датчики-реле давления электрического типа не имеют в своей конструкции подвижных частей и резиновой мембраны, что значительно повышает надежность конструкции, точность измерений и диапазон контролируемого давления.

Вышеперечисленные производители не производят подобные изделия.

13. СП «ТермоБрест» ООО производит комбинированные регуляторы давления, в которых соединены и работают независимо следующие устройства:

- непосредственно регулятор давления;

- автоматическое отключающие устройство — предохранительно-запорный клапан (ПЗК);

- предохранительно-сбросной клапан (ПСК).

Комбинированный регулятор давления производства СП «ТермоБрест» ООО имеет высокую точность настройки выходного давления, высокую надежность за счет установки предохранительных (защитных) мембран, гарантированное срабатывание ПСК и ПЗК при превышении давления на выходе, а также возможность компоновки в различные исполнения для построения любых схем ГРП и ГРУ. Комбинированный регулятор давления является изделием полной заводской готовности. Монтажные работы по установке комбинированного регулятора давления заключаются в закреплении изделия на входном и выходном фланцах.

Комбинированные регуляторы давления выпускают только «Madas». Остальное производители не выпускают комбинированные регуляторы.

14. СП «ТермоБрест» ООО производит смесители газов, предназначенные для смешивания газов и воздуха для достижения оптимального процесса горения в газовых двигателях, теплогенерирующих установках, мотор-генераторах, использующих в качестве топлива различные виды углеводородных газов.

Вышеперечисленные производители не производят смесители газов.

У продукции марки «ТЕРМОБРЕСТ» есть также одна особенность, которая делает ее уникальной: широкий диапазон климатических исполнений от **-60** до **+ 60 °С** делает возможным ее применение во всех климатических поясах, чего нет ни у одного западного поставщика. В настоящее время электромагнитные клапаны и фильтры производства «ТЕРМОБРЕСТ» реализуются от Норильска до Ханоя, от Южно-Сахалинска до Дюссельдорфа.

Высокое качество и технический уровень продукции марки «ТЕРМОБРЕСТ» подтверждены многочисленными сертификатами соответствия, включая **ISO 9001-2008, а также сертификаты:**

В завершении хотелось бы отметить, что сроки поставок продукции вышеперечисленных производителей в разы превышают сроки, в течение которых поставляется продукция марки «ТЕРМОБРЕСТ». Как уже упоминалось выше, введение в эксплуатацию нового завода, а также наличие обширной дилерской сети предприятия (дилерская сеть предприятия насчитывает 23 официальных дилера, действующих на территории Российской Федерации, Украины, Республики Беларусь, Казахстана, стран Европейского Союза и Китая) позволяет снизить сроки поставки заказов любой сложности и комплектации практически до **10** дней! Данный фактор является одним из основополагающих в условиях арматурной отрасли, требующей, зачастую, оперативного реагирования на ситуацию, а также в условиях новых реалий в рамках программы импортозамещения.

СП «ТермоБрест» ООО
ул. Писателя Смирнова, 168
224014 г. Брест, Республика Беларусь
т/ф +375-162-53-63-90, 53-64-80
ф. +375-162-53-10-62
info@termobrest.ru
www.termobtest.ru

АО «Бежецкий завод «АСО» Шагаем в ногу со временем

Бежецкий компрессорный завод вот уже более полувека известен своей продукцией не только российским потребителям, но и в странах СНГ. В течение нескольких десятилетий завод производит и поставляет поршневые и винтовые компрессоры, моечное оборудование и оборудование по очистке сжатого воздуха.

О качестве продукции «АСО» лучше всего говорит тот факт, что даже сейчас на предприятие нередко поступают просьбы отремонтировать оборудование, изготовленное более 25–30 лет назад.

Новинки компрессорного оборудования

Конструкторский отдел завода постоянно модернизирует выпускаемое оборудование, а также разрабатывает новые модели. Среди новинок можно выделить следующие:

Винтовые компрессорные установки с частотным преобразователем серии ВК ESQ

Винтовые компрессоры модификации ESQ представляют собой продолжение линейки стандартных винтовых компрессоров АСО-ВК. Их основным отличием является установка частотного преобразователя. Компрессор с частотным преобразователем, поддерживает постоянное рабочее давление в системе с точностью до 0,1 бар и немедленно реагирует на изменение давления в сети. А ведь каждый лишний бар давления нагнетания увеличивает электропотребление компрессора на 6–8.

Самый весомый вклад в экономию электроэнергии — точное соответствие производительности компрессора с частотным приводом реальной потребности в сжатом воздухе в данный момент времени

Модульные компрессорные станции ВМКС

АО «Бежецкий завод «АСО» разработал ряд эффективных решений по производству модульных компрессорных станций, которые предназначаются для снабжения качественным сжатым воздухом пневмосистем, нефтяной, газовой, машиностроительной, деревообрабатывающей, строительной, текстильной и других областях промышленности. Такие станции могут работать в условиях низких температур и, при этом, они не требуют специальных помещений. По желанию заказчика станции ВМКС могут быть укомплектованы ресиверами, системой очистки сжатого воздуха (рефрижераторными и адсорбционными осушителями, фильтрами разной степени очистки), системой автоматического пожаротушения. Блок-контейнер не требует специального фундамента, поэтому может без проблем перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, тем самым снижая потери давления в трубопроводе, а значит, уменьшая затраты.

Предприятие сертифицировано по программе ISO 9001.

Широкая сеть региональных представительств успешно реализует продукцию предприятия во многих городах России, а также в Беларуси, Украине, Казахстане, Молдавии. Это дает возможность потребителям приобрести необходимую продукцию завода «АСО» в своем регионе и произвести сервисное обслуживание.

Специалисты завода всегда готовы помочь вам выбрать необходимое оборудование, решить любые технические вопросы и вопросы сервисного обслуживания, дать информацию о ближайшем к вам торговым представительстве.

Коллектив бежецкого завода гордится тем, что о его продукции смело можно сказать «Сделано в России».

171980, г. Бежецк,
ул. Краснослободская, д. 1
+7 (48231) 5-65-12, 2-01-41
sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

АСО-150

ВК-52

РВ 900 01

ВК-68 02

С416М1

УДК 65.011.56:622.691

Интеграция результатов мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов

С.Л. Голофаст
д.т.н., профессор[1]
trasser@inbox.ru

А.Ю. Владова
д.т.н., в.н.с.[2]
avladova@ipu.ru

[1]ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
[2]ИПУ РАН, Москва, Россия

Существующие системы мониторинга магистральных трубопроводов включают контроль технического состояния линейной части и оборудования; оценку влияния технологических процессов на окружающую среду; анализ качественных показателей материальных потоков на входе и выходе оборудования [1]. Основными проблемами пользователей являются ограниченный доступ к данным вследствие изоляции систем мониторинга друг от друга и отсутствие специально разработанных алгоритмов совместной обработки данных различной физической природы. Для решения данных проблем в работе проведен анализ существующих систем мониторинга магистральных трубопроводов, выделены основные контролируемые параметры, предложен подход к интеграции систем мониторинга по архитектуре и данным. Практической ценностью статьи является адаптация решений Big Data и методов Data Mining при построении датацентров на предприятиях нефтегазовой отрасли с целью интеграции, синхронизации и анализа технической информации.

Материалы и методы
Проектирование программного обеспечения,
интеллектуальная обработка данных.

Ключевые слова
Big Data, газопровод, интеллектуальная обработка, аппаратно-программный комплекс, организационно-технологическая система управления

Организация мониторинга магистральных трубопроводов (МТ) предусматривает выбор контролируемых параметров, построение системы мониторинга, сбор и анализ значений контролируемых параметров, оценку технического состояния, сравнение текущего технического состояния с эталонным и историческим [2]. Вопросы совместной обработки данных измерений разнесенных датчиков рассмотрены в работах С.В. Бачевского, Е.Г. Борисова, Г.М. Машкова [3]. Некоторые авторы утверждают, что в применении к методам обработки данных дистанционного зондирования при совместном анализе различных комбинаций разнородных данных удается добиться значительного синергетического эффекта и создать базу для так называемой системы расширенного видения [4]. В работах других авторов обсуждена проблема создания геоинформационных и геотехнических систем мониторинга для определения воздействия природной среды на техногенные объекты и формулирования компенсирующих рекомендаций [5–7]. Вопросам построения систем экологического мониторинга с возможностью доступа через веб-интерфейс посвящены работы [8, 9].

Существующие системы мониторинга и перспективы их развития

Современное развитие сети МТ происходит в сложных природных условиях, характеризующихся резкими температурными перепадами, неблагоприятными грунтами (обводненные почвы, многолетняя мерзлота), провоцирующими коррозию и изменение высотного положения [10]. С ростом наработки для поддержания значений технологических параметров в требуемых нормативной документацией диапазонах, эксплуатирующие организации вынуждены устанавливать дополнительные элементы систем мониторинга и выполнять возрастающий объем диагностирований, компенсирующих мероприятий и ремонтов. В таб. 1 представлена укрупненная классификация параметров и систем мониторинга МТ.

Необходимость совместного использования результатов мониторинга требует разработку новых методов анализа значений параметров различной физической природы. Ниже приведены краткие характеристики систем мониторинга МТ из таб. 1.

Единая система управления (ЕСУ) представляет собой территориально распределенную иерархическую компьютерную систему, объединяющую средства связи, автоматизации и телемеханизации, диспетчерского контроля и управления [11]. На основе информации датчиков ЕСУ решает задачи анализа объемов транспорта углеводородного сырья и показателей его качества; контроля герметичности МТ, контроля состояния электротехнического оборудования и параметров электроснабжения; расчёта технологического процесса.

Система обнаружения утечек (СОУ) основана на измерении величин давления и расхода продукта в режиме реального времени для контроля герметичности участка МТ и предназначена для выявления факта утечки, определения ее величины, места и времени [12].

Система контроля сейсмических воздействий (СКСВ) представляет собой аппаратно-программный комплекс [13], состоящий из: сейсмостанций, объединенных в сеть телеметрическими каналами связи, подключенными к сейсмостанциям, сейсморегистраторами, установленными на дно специально оборудованных скважин; программ обнаружения и обработки сигналов, установленных на диспетчерских пунктах; архивов хранения получаемой информации. При наступлении сейсмического события СКСВ определяет уровень опасности и выдает предупредительные сигналы или сигналы останова.

Система геотехнического мониторинга предназначена для анализа информации, снятой с точек инклинометрического контроля при оценке смещения грунта, с точек контроля уровня подземных вод для расчета устойчивости оползнеопасных склонов, с точек контроля положения МТ для оценки влияния нагрузок на МТ при развитии опасных геологических процессов.

Системы экологического мониторинга [14] предназначены для оценки экологической обстановки в зонах влияния промышленных объектов, формирования и ведение учетно-отчетной документации, предусмотренной требованиями природоохранного законодательства и нормативной базы РФ.

Поскольку системы мониторинга работают независимо друг от друга, то датчики данных систем контролируют только свои технологические параметры. Так как технологических параметров множество, необходимы операторы, следящие за наборами параметров разных систем мониторинга. В итоге, качество мониторинга технического состояния потенциально-опасных объектов управления зависит от опыта и квалификации операторов [15]. С точки зрения безопасности эксплуатации МТ, разделение контролируемых параметров по системам мониторинга — искусственный прием, поэтому возникает необходимость снизить его негативные последствия так, чтобы информационный поток отражал действительное изменение технического состояния объекта управления. Тенденция развития систем мониторинга технического состояния МТ идет по пути централизации верхнего уровня для решения задачи совместного, взаимосвязанного контроля всеми наборами параметров, а также предоставления пользователям (и другим системам) корпоративной компьютерной сети (ККС) доступа к результатам мониторинга [16].

Таким образом, значительное количество узлов контроля, удаленных в ряде

случаев друг от друга на тысячи километров и оснащенных разнородными датчиками, независимость контуров по контролируемым параметрам приводят к неконтролируемому росту объема исходной информации и необходимости разработки методов интеграции распределенной разнотипной информации.

Интеграция на уровне архитектуры систем

Несмотря на специфику задач, решаемых каждой системой мониторинга МТ, их архитектура обобщена и сведена в структурную схему организационно-технологической системы управления (ОТСУ). Предложенная структура комбинированной двухконтурной ОТСУ (рис. 1) содержит следующие основные блоки:

1 — Требования проектной (ПД), исполнительной (ИД) и нормативной документации (НД);
2 — Эксплуатирующие организации;
3 — Объекты управления: магистральные трубопроводы (МТ);
4 — Системы мониторинга МТ;
5 — Аппаратно-программный комплекс, включающий подблоки:
5.1 — Локальные хранилища архивов необработанных данных систем мониторинга,
5.2 — Веб-серверы, реализующие бизнес-логику интеллектуальной обработки данных;
5.3 — Серверы баз данных;
5.4 — Хранилище архива результатов мониторинга;
6 — Формирование управленческой информации.

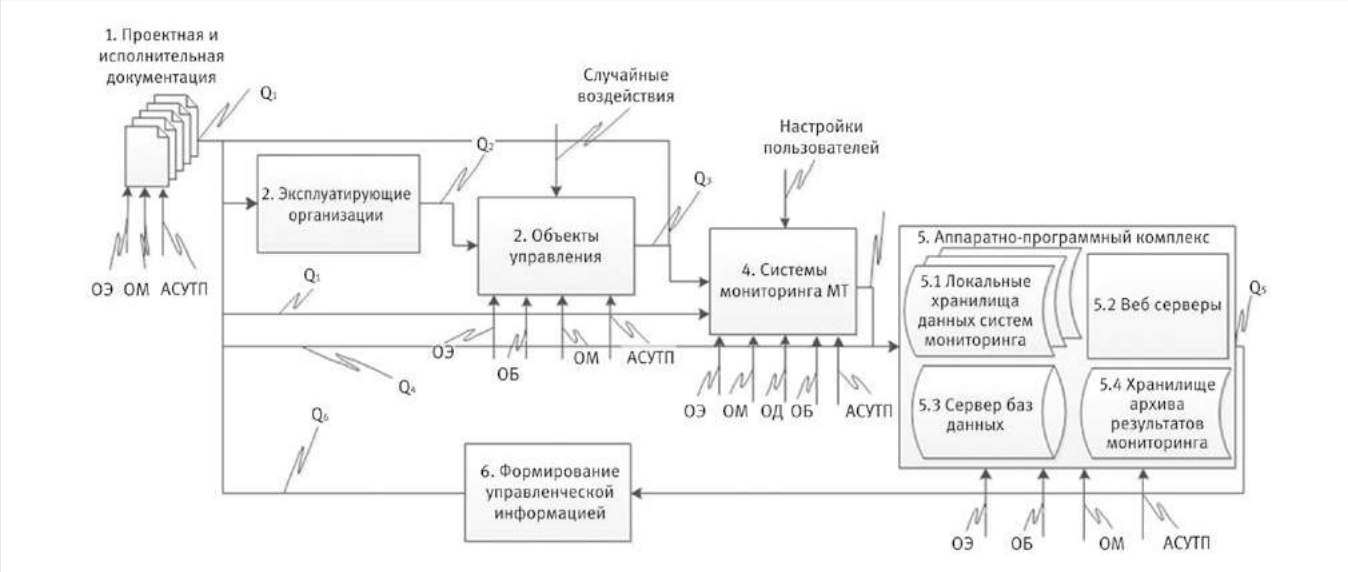


Рис. 1 — Структура организационно-технологической системы управления МТ
Fig. 1 —The structure of organizational and technological management system of the transfer pipeline

Тип параметров	Величины	Система мониторинга
Геометрические	Линейные размеры участков МТ и дефектов, линейные и угловые перемещения МТ и опор, величины радиусов изгибов секций МТ, амплитуды колебаний	Внутритрубные инспекции, дополнительный дефектоскопический контроль
Технологические	Давление, вибрация, моменты сил, температура продукта, стенки трубы, распределение защитного потенциала по трассе, метрологические параметры, характеристики перекачиваемого продукта	Система дистанционного контроля и управления в реальном режиме времени, система обнаружения утечек, система электрохимзащиты
Сейсмические	Вертикальные и горизонтальные колебания грунта	Система сейсмологического мониторинга, включающая сеть сейсморегистраторов
Геологические	Местоположение и размеры опасных геологических процессов, влажность и плотность, прочность, пластичность и модуль деформации грунтов, коэффициент фильтрации, льдистость, степень пучинистости, засоленность, пористость, теплоемкость, коррозионная активность (при наличии ММГ) грунтов	Геоинформационные системы, системы мониторинга сложных геологических процессов, инженерно-геологические обследования, аэровизуальные обследования, дистанционное зондирование, дополнительные геодезические измерения
Геотехнические	Температура окружающей среды, вмещающего грунта, мерзлого грунта, температура и уровень грунтовых вод, работоспособность и эффективность работы термостабилизаторов, глубина сезонного промерзания\оттаивания	Система геотехнического мониторинга, основанная на регистрации параметров с помощью сети термо- и гидрологических скважин и термостабилизаторов
Геофизические	Глубина залегания МТ, геоэлектрические условия	Геоинформационные системы, геофизические обследования
Механические	Характеристики металла (толщина стенки, марка стали, диаметр, химический состав, тип и категорийность труб), характеристики сварных швов, сведения о параметрах и состоянии изоляционного покрытия, реологические свойства продукта	Электронный паспорт линейной части, объектов и сооружений МТ
Экологические	Пробы воды (температура, компонентный состав, кислотность, скорость течения, расход), воздуха, почвы, пары газонефтепродуктов из резервуаров и хранилищ, дальность и площадь распространения загрязнений	Системы экологического мониторинга, в том числе на основе геоинформационных систем, аэро- и космосъемка местности

Таб. 1 — Классификация параметров и систем мониторинга
Tab. 1 — The classification of parameters and surveillance systems

На объекты управления (блок 3) действует вектор внешних возмущений, измеренные значения параметров объектов управления поступают в блок 4 от датчиков, установленных на трассе МТ, а также после диагностических обследований [17]. Значения этих параметров заносятся в архивы неструктурированной информации (блок 5.1). В канале замкнутого контура ОТСУ блок 5 проводит обработку, синхронизацию и интеллектуальный анализ данных с учетом требований блока 1 и передает информацию в блок 6. Блоком 6 вырабатывается управленческая информация, поступающая в организации, занимающиеся эксплуатацией МТ (блок 2). Управляющие отделы отмечены внизу каждого блока: ОЭ — отдел эксплуатации, ОМ — отдел мониторинга, ОД — отдел диспетчеризации, ОБ — отделы безопасности, АСУТП — отдел автоматизации систем управления технологическими процессами. Компоненты векторов Q_1 — Q_6:

Q_1 — Требования проектной, исполнительной и нормативной документации;
Q_2 — Компенсирующие мероприятия, ремонты, диагностирования;
Q_3 — Параметры объектов и трассы;
Q_4 — Параметры мониторинга;
Q_5 — Результаты анализа;
Q_6 — Управленческая информация.

Анализ требований к аппаратно-программному комплексу

Подготовительная работа, проведенная совместно с эксплуатирующей организацией, анализ исходной информации и технических отчетов позволяет сформулировать список требований к АПК, которые приведены в таб. 2:

- функциональные требования охватывают поведение АПК в ответ на запросы пользователей;
- управленческие требования определяют размещение АПК, порядок администрирования и обеспечения безопасности;
- эргономические требования обеспечивают удобство работы конечных пользователей;
- архитектурные требования определяют структуру АПК;
- требования взаимодействия обеспечивают интеграцию АПК с существующими программными средствами.

Интеграция на уровне архитектуры аппаратно-программного комплекса

Для формирования управленческих воздействий информацию, получаемую из различных источников, предложено собирать и синхронизировать в едином хранилище. При инженерном проектировании АПК использована клиент-серверная веб-ориентированная архитектура, при которой на сервере хранятся данные и код, обмен данными производится через ККС с помощью протокола передачи гипертекста HTTP (рис. 2). Для сохранения привычной логики локальные архивы данных систем мониторинга [18] размещают в исходных местах хранения. При проведении интеллектуального анализа данные подвергают пакетной обработке и синхронизации и сохраняют в реляционную базу данных для оперативной обработки. Обработанные данные переносят в архив результатов мониторинга для долговременного хранения и удаляют в исходном месте размещения. Оптимальным вариантом хранения архивов является решение, построенное на технологиях Hadoop, которые создавались для масштабируемых отказоустойчивых хранилищ на массовом оборудовании и обладают встроенными возможностями анализа неструктурированных данных.

Интеграция на уровне данных и типов пользователей

Интеграция на уровне данных устроена послойно — поток неструктурированных данных проходит предобработку, в результате которой формируются пакеты предобработанных данных, куда затем добавляются предобработанные данные других локальных хранилищ. Результатом интеграции является индексированный поток пакетов, подвергающихся интеллектуальной обработке, после которой данные отправляются в хранилище. Каждая система мониторинга, собирающая данные, спроектирована для конкретных целей определенных типов пользователей (диспетчеров, служб эксплуатации, геологов и геодезистов, экологов), но эти же данные могут оказаться полезными для целей других типов пользователей (экономистов, юристов, управленцев, служб безопасности и др.). Предварительный анализ пользовательских профилей позволяет разработать специфицированные методы обнаружения шаблонов в отдельных и пересекающихся множествах данных и правильно их интерпретировать [19]. Например, моделирование теплового поля трассы МТ и выделение из термометрических измерений подпоследовательностей, типичных для устойчивого растепления грунта, позволяет обнаруживать аномалии на ранней стадии и проводить классификацию участков трассы.

Существующие алгоритмы выявления похожих подпоследовательностей используют техники оптимизации поиска (индексирование, отбрасывание заведомо непохожих подпоследовательностей), различные меры подобия, а также динамическую трансформацию шкалы времени, которая позволяет сравнивать временные ряды, полученные при различной скорости изменения данных. Для построения пространственного индекса используют дискретное преобразование Фурье, вейвлет преобразования, суффиксные деревья и др. [20].

Таким образом, предложена адаптированная сервис-ориентированная архитектура аппаратно-программного комплекса для синхронизированной обработки данных с помощью методов интеллектуального анализа.

Итоги

Выделена общность архитектур систем мониторинга, характеризующаяся на нижнем уровне датчиками физических процессов и промежуточными центрами сбора данных, на среднем и верхнем уровнях — локальными и глобальными центрами обработки данных, решающими задачу анализа технического состояния объекта.

В основе предлагаемой системы лежат потоки данных и методы извлечения знаний, позволяющие формировать управленческие воздействия путем объединения этих знаний с уже имеющимися архивами информации [21].

С помощью алгоритмов машинного обучения, выявляющих закономерности в собираемых данных, выполняют оценку и прогноз технического состояния магистральных трубопроводов.

Выводы

Интеграция данных, поступающих с различных датчиков и измерительных приборов, радикально повышает эффективность мониторинга технического состояния МТ.

Поскольку объем получаемой информации растет экспоненциально во времени, а значительная часть этой информации редко востребована, представлен подход к удешевлению систем хранения на основе нереляционных хранилищ данных. Предлагаемое решение предоставляет возможность одновременной работы с неструктурированной и структурированной информацией.

Список литературы

1. Ицкович Э.Л. Необходимый автоматический контроль и учет работы технологических агрегатов // Датчики и системы. 2015. №5. С. 47–54.
2. Петухов В.В., Высотин О.В. Особенности методов мониторинга при создании сложных ИС. Материалы Второй международной конференции «Управление развитием крупномасштабных систем». М: ИПУ РАН. 2008. С. 127–128.

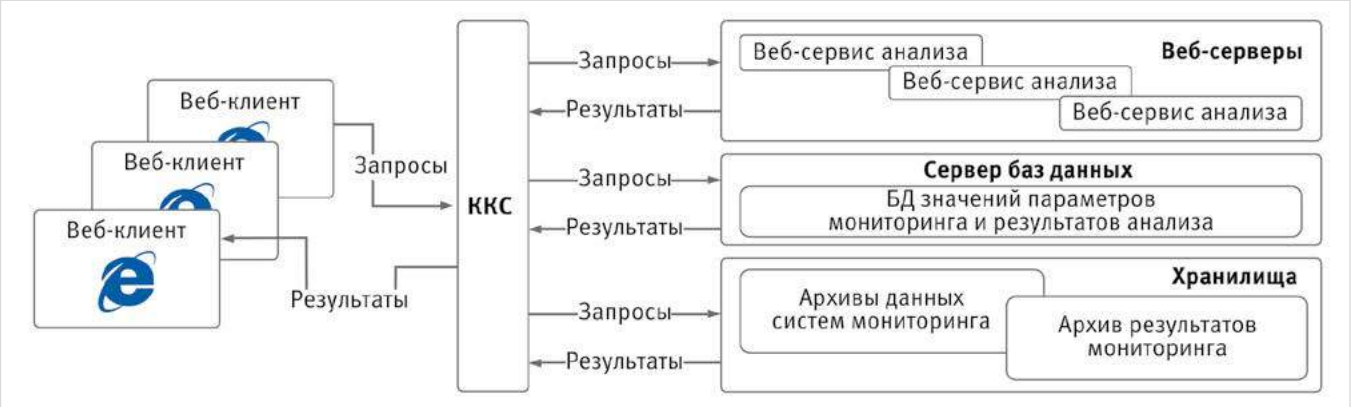


Рис. 2 — Архитектура АПК
Fig. 2 —The architecture of the hardware-software complex

3. Бачевский С.В., Борисов Е.Г., Машков Г.М. Повышение точности оценивания неизвестных параметров путем совместной обработки избыточных измерений в системе пространственно-разнесенных датчиков // Датчики и системы. 2015. №12. С. 16–20.
4. Виноградов А.Н., Егоров В.В., Калинин А.П., Родионов А.И. и др. Возможности мультисенсорного зондирования в решении задач распознавания природных и антропогенных объектов // Датчики и системы. 2015. №12. С. 29–34.
5. Овсюченко Н.И. Опыт использования материалов дистанционного зондирования Земли в оценке сейсмической опасности // Инженерные изыскания. 2011. №1. С. 58–65.
6. Бешенцев А.Н. Геоинформационная система мониторинга природопользования // Информационные технологии. 2015. Т. 21. №8. С. 625–629.
7. Назришоев Х.А. Комплексный мониторинг основных геотехнических сооружений Рогунского гидроузла с применением закладной контрольно-измерительной аппаратуры // Инженерные изыскания. 2015. №12. С. 22–32.
8. Спирякин Д.Н., Тхань Фонг Ку Автономное беспроводное устройство для мониторинга концентрации CO // Датчики и системы. 2015. №6. С. 42–46.
9. Самотаев Н.Н., Иванова А.В., Облов К.Ю., Соловьев С.А. и др. Мультисенсорная система с беспроводным каналом связи для мониторинга газового состава среды // Датчики и системы. 2015. №1. С. 38–41.
10. Силин Я.В., Острейковский В.А. К методу статистического анализа надежности нефтепромысловых трубопроводов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. №5. С. 43–49.
11. Башлыков А.А., Афров А.М., Вдовин В.В. и др. Единое автоматизированное управление распределенными объектами трубопроводных транспортных систем // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2008. №1. С. 46–57.
12. Поляков В.А., Шестаков Р.А. К вопросу обеспечения точности измерения системы обнаружения утечек в нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. №4. С. 76–79.
13. Степнов А.А., Гаврилов А.В., Коновалов А.В., Отемолер Л. Новая архитектура автоматизированной системы сбора, хранения и обработки сейсмологических данных // Сейсмические приборы. 2013. Т.49. №2. С. 27–38.
14. Поздняков П., Мещеряков А.В., Ракунов С.В., Сапрыкина К.М. Информационные системы экологического мониторинга на базе ГИС в деле освоения шельфовых месторождений // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 1. С. 19–22.
15. Захаркин М.А., Кнеллер Д.В. Применение методов и средств усовершенствованного управления технологическими процессами (АРС) // Датчики и системы. 2010. №10. С. 57–71.
16. Ицкович Э.Л. Современные тенденции развития автоматической части систем управления технологическими процессами // Датчики и системы. 2015. №11. С. 68–76.
17. Кореньков В., Мицын В.В., Дмитриенко П.В. Архитектура системы мониторинга центрального информационно-вычислительного комплекса ОИЯИ // Информационные технологии и вычислительные системы. 2012. №3. С. 31–42.
18. Морозов Д. Масштабируемое хранилище журналов // Открытые системы. СУБД. 2015. №1. С. 20–21.
19. Цымблер М., Мовчан А. Обнаружение подпоследовательностей во временных рядах // Отрытые системы. СУБД. 2015. № 2. С. 42–43.
20. Смирнов Н. Big Data для нефтяников. Режим доступа: https://www.osp.ru/cw/2012/18/13016696/
21. Голофаст С.Л., Владова А.Ю., Лободенко И.Ю. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга магистрального трубопровода // Наука и технологии транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №2. С. 80–87.

Тип требования	Описание требования
Функциональные	Анализ профиля пользователя и настройка контекста запросов к данным
	Многомерный статистический анализ данных для разных типов пользователей
	Интеллектуальный анализ данных в соответствии с профилем пользователя
	Редактирование данных
	Автоматическая проверка достаточности и корректности введенных данных
	Синхронизация данных, полученных из разных источников
Управленческие	Аутентификация пользователей
	Использование зеркальных серверов
	Удаленный доступ пользователей к результатам анализа данных мониторинга
Эргономические	Сортировка, поиск и фильтрация наборов данных для разных типов пользователей
	2d, 3d визуализация
	Генерация таблиц по фиксированным формам
	Настройка профиля пользователя в соответствии с его типом
	Развернутая система помощи, подсказок, комментариев
	Соблюдение корпоративной цветовой гаммы, начертания и размеров шрифтов
	Наличие веб-интерфейса для работы с запросами пользователей
Архитектурные	Многопользовательский доступ
	Хранение истории изменения данных
	Возможность расширения АПК за счет добавления расчетных модулей
	Интеграция данных мониторинга
	Длительное дешёвое хранение значений параметров систем мониторинга
	Масштабируемость по количеству хранилищ данных и поддержке большего объема памяти
	Расширяемость АПК при появлении новых функциональных требований
Взаимодействие	Интеграция АПК в имеющуюся инфраструктуру
	Корректная работа с UTF-8 и с русскими кодировками
	Экспорт и импорт данных в ряд текстовых и графических форматов
	Осуществление рассылок через установленный почтовый сервер

Таб. 2 — Обобщенные требования к аппаратно-программному комплексу
Tab. 2 — Generic requirements for the hardware and software complex

Integration of results of monitoring technical conditions of transfer pipelines

UDC 65.011.56:622.691

Authors:
Sergey L. Golofast — Sc.D., professor[1]; trasser@inbox.ru
Alla Yu. Vladova — Sc.D., the leading researcher[2]; avladova@ipu.ru

[1]Gazprom proektirovanie, St-Petersburg, Russian Federation
[2]Institute of Control Sciences RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract
The existing systems of monitoring of transfer pipelines include control over the technical condition of linear part and equipment; assessment of technological processes impact on the environment; analysis of qualitative indicators of material flows at the entrance and exit of equipment [1].
The main issues of users are limited access to the data due to isolation of monitoring systems from each other and absence of specially developed algorithms of joint processing of data of a different physical nature. To solve such issues, the present article provides an analysis of existing systems of monitoring of transfer pipelines, defines main controlling parameters, suggest an approach to integration of monitoring systems of architecture and data. The practical value of this article is adaptation of such solutions as Big Data and Data Mining methods while establishing data centres at enterprises of oil and gas industry to integrate, synchronize and analyse the technical information.

Materials and methods
Projections of software, intellectual data processing.

Results
It was defined the similarity of architectures of monitoring systems, that is characterised at the lower level by transducer of physical processes and intermediary centres of data collection, and at the medium and upper levels by local and global centres of data processing, that help to analyse the technical conditions of an object. At the bottom of the supposed system there are data flows and methods of retrieving the knowledge, which enable to form managerial impact by combining such knowledge with information archives already in place [21].
Using the algorithms of machine learning, identifying consistent patterns in the collected data, it is possible to conduct assessment and forecast of the technical conditions of transfer pipelines.

Conclusions
1. Before carrying out the operation of squeezing inhibitor, it is recommended to perform the procedure of the bottomhole treatment with an aqueous solution of caustic soda in order to remove the already existing gypsum deposits in the bottomhole formation zone to achieve a more complete adsorption of the inhibitor onto the rock.
2. When selecting reagents for future squeezing it is recommended to choose multicomponent commodity forms of inhibitors. In addition to the active base, they contain additional components (alcohols, surfactants, etc.) that promote a more complete sorption of the reagent to the formation.

Keywords
Big Data, gas pipeline, intellectual processing, hardware and software complex, organisational and technological management system

References
1. I Itskovich E.L. *Neobkhodimyy avtomaticheskiy kontrol' i uchet raboty tekhnologicheskikh agregatov* [Necessary automated control and operational recording for technological aggregates]. Sensors & Systems, 2015, issue 5, pp. 47–54.
2. Petukhov V.V., Vysotin O.V. *Osobennosti metodov monitoringa pri sozdanii slozhnykh IS* [Particularities of monitoring methods while creating complex IS]. Materials of the Second Global Conference “Management of high scale systems development”. Moscow: IPU RAN, 2008, pp. 127–128.
3. Bachevskiy S.V., Borisov E.G., Mashkov G.M. *Povyshenie tochnosti otsenivaniya neizvestnykh parametrov putem sovmestnoy obrabotki izbytochnykh izmereniy v sisteme prostranstvenno-raznesennykh datchikov* [Improving the accuracy of estimation of unknown parameters by joint processing of redundant]. Sensors & Systems, 2015, issue 12, pp. 16–20.
4. Vinogradov A.N., Egorov V.V., Kalinin A.P., Rodionov A.I. and oth. *Vozmozhnosti mul'tisensornogo zondirovaniya v reshenii zadach raspoznavaniya prirodnykh i antropogennykh ob"ektov* [The investigation of multisensor sensing possibilities in the tasks of natural and anthropogenous objects recognition]. Sensors & Systems, 2015, issue 12, pp. 29–34.
5. Ovsyuchenko N.I. *Opyt ispol'zovaniya materialov distantsionnogo zondirovaniya Zemli v otsenke seysmicheskoy opasnosti* [Background of using materials of distance profiling of the Earth for estimation of seismical danger]. Engineering Surveys, 2011, issue 1, pp. 58-65.
6. Beshentsev A.N. *Geoinformatsionnaya sistema monitoringa prirodopol'zovaniya* [The geoinformation system of long-term monitoring of nature use]. Information technologies, 2015, Vol.21, issue 8, pp. 625–629.
7. Nazrishoev Kh.A. Kompleksnyy monitoring osnovnykh geotekhnicheskikh sooruzheniy Rogunskogo gidrouzla s primeneniem zakladnoy kontrol'no-izmeritel'noy apparatury [Integrated monitoring of the main hydraulic structures of the Rogun Water-Engineering System using embedded control instrumentation]. Engineering Surveys, 2015, issue 12, pp. 22–32.
8. Spiryakin D.N., Tkhan' Fong Ku *Avtonomnoe besprovodnoe ustroystvo dlya monitoringa kontsentratsii SO* [Development of wireless sensor node of CO with independent power supply]. Sensors & Systems, 2015, issue 6, pp. 42–46.
9. Samotaev N.N., Ivanova A.V., Oblov K.Yu., Solov'ev S.A. and oth. Mul'tisensornaya sistema s besprovodnym kanalom svyazi dlya monitoringa gazovogo sostava sredy [Multi-sensor system with wireless connection channel for monitoring gas composition of the environment]. Sensors & Systems, 2015, issue 1, pp. 38–41.
10. Silin Ya.V., Ostreykovskiy V.A. *K metodu statisticheskogo analiza nadezhnosti neftepromyslovykh truboprovodov* [For the method of statistical analysis of oil pipelines reliability]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti,* 2008, issue 5, pp. 43–49.

11. Bashlykov A.A., Afrov A.M., Vdovin V.V. and oth. *Edinoe avtomatizirovannoe upravlenie raspredelennymi ob"ektami truboprovodnykh transportnykh sistem* [United automated control over objects of pipeline transport systems]. *Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika,* 2008, issue 1, pp. 46–57.
12. Polyakov V.A., Shestakov R.A. K *voprosu obespecheniya tochnosti izmereniya sistemy obnaruzheniya utechek v nefteprovode* [To the question of ensuring the accuracy of measurements in oil pipeline leak detection system]. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2015, issue 4, pp. 76–79.
13. Stepnov A.A., Gavrilov A.V., Konovalov A.V., *Otemoler L. Novaya arkhitektura avtomatizirovannoy sistemy sbora, khraneniya i obrabotki seysmologicheskikh dannykh* [New architecture of earthquake data acquisition, storage and processing system]. Seismic instruments, 2013, issue 2 (23), pp. 27–38
14. Pozdnyakov P., Meshcheryakov A.V., Rakunov S.V., Saprykina K.M. *Informatsionnye sistemy ekologicheskogo monitoringa na baze GIS v dele osvoeniya shel'fovykh mestorozhdeniy* [Information system of environmental monitoring based on GIS in the development of offshore fields]. Neft', gaz i biznes, 2015, issue 11, pp. 19–22.
15. Zakharkin M.A., Kneller D.V. *Primenenie metodov i sredstv usovershenstvovannogo upravleniya tekhnologicheskimi protsessami (ARS)* [Applications of advanced process control techniques]. Sensors & Systems, 2010, issue 10, pp. 57–71.
16. Itskovich E.L. *Sovremennye tendentsii razvitiya avtomaticheskoy chasti sistem upravleniya tekhnologicheskimi protsessami* [Current trends in the development of automatic part of process control systems]. Sensors & Systems, 2015, issue 11, pp. 68–76.
17. Koren'kov V., Mitsyn V.V., Dmitrienko P.V. *Arkhitektura sistemy monitoringa tsentral'nogo informatsionno-vychislitel'nogo kompleksa OIYal* [Architecture of monitoring system for JINR central informational computing complex]. *Informatsionnye tekhnologii i vychislitel'nye sistemy,* 2012,issue 3, pp. 31-42.
18. Morozov D. *Masshtabiruemoe khranilishche zhurnalov* [Scalable storage of logs]. Open Systems. DBMS., 2015, issue 1, pp. 20–21.
19. Tsymbler M., Movchan A. *Obnaruzhenie podposledovatel'nostey vo vremennykh ryadakh* [Detection of subsequence in time lines]. Open Systems. DBMS., 2015, issue 2, pp. 42–43.
20. Smirnov N. *Big Data dlya neftyanikov* [Big Data for oil industry specialists]. Available at: https://www.osp.ru/cw/2012/18/13016696/
21. Golofast S.L., Vladova A.Yu., Lobodenko I.Yu. *Proektirovanie, razrabotka i soprovozhdenie informatsionnoy sistemy geotekhnicheskogo monitoringa magistral'nogo truboprovoda* [Projection, development and maintenance of information system for geo-technical monitoring of transfer pipeline]. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2016, issue 2, pp. 80–87.

научно-производственное предприятие

www.surel.ru

ООО «СУРЭЛ»
190020, Россия, г. Санкт-Петербург
Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н
т.: (812) 786-50-39, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94
ф.: +7 (812) 786-50-39, 252-76-76, 327-91-76
surel@sp.ru

ПОЛИУРЕТАНЫ
СИЛОКСАНЫ силиконы

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году.
Ведущее предприятие по производству силоксановых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

1. ПОЛИУРЕТАНЫ
- форполимеры (преполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору от 35 до 95 А, по Шору – 55,60 D.
- форполимеры (преполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердость по Шору 70,75,80D.
- форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров.

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А 60, 75, 90.

- защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения для изготовления эластомеров;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостостойкие фторуретаны для производства эластомеров.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)
- силоксановые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

3. ОТВЕРДИТЕЛИ

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.

УРАЛТРУБПРОМ ИЗГОТАВЛИВАЕТ ТБД ПО НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ. В ЧЕМ ЕЕ СУТЬ?

Новая технология действительно новая?

В 2009 году Уралтрубпром запустил новую технологическую линию по производству электросварных труб. **Оборудование производства Японии.**

Электросварные круглые трубы на этой линии изготавливаются из рулонной стали, в том числе **ТБД с толщиной стенки до 22 мм**.

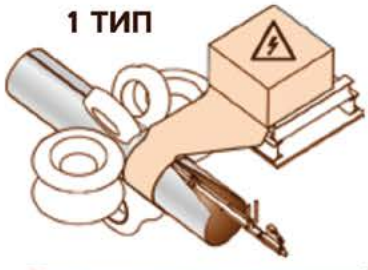
Ни один трубный завод в России до этого времени не изготавливал электросварные трубы с толстыми стенками из рулонной стали.

Поэтому да, для России это новая технология.

А как ТБД изготавливали до этого?

В России действуют три способа изготовления ТБД

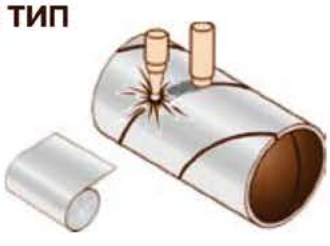
1 ТИП



Прямошовные из рулонной стали со стенкой до 12 мм.

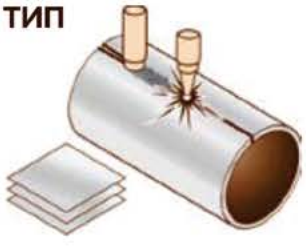
Только Уралтрубпром изготавливает ТБД со стенкой до 22 мм ТВЧ

2 ТИП



Спиралешовные из рулонной стали под слоем флюса.

3 ТИП



Прямошовные из листа стали под слоем флюса.

Самый распространенный способ изготовления — 3 тип.

В чем отличие ТБД из рулонной стали от ТБД из листа?

Технология сварки. ТБД из листа свариваются только дуговой сваркой под слоем флюса. Флюс – порошок. Шов ТБД из рулонной стали может быть выполнен как дуговой сваркой под слоем флюса, так и токами высокой частоты. Токи высокой частоты (ТВЧ) — самый современный вид сварки. Большинство трубных заводов в России выполняют шов ТБД только дуговой сваркой под слоем флюса. **Уралтрубпром — единственный завод в России, использующий только сварку ТВЧ.**
Высокочастотная сварка обеспечивает значительно более высокие скорости сварки (до 120 м/мин), что приводит к увеличению качества сварного шва. Швы, сваренные ТВЧ, не имеют присадочного материала и проходят локальную термическую обработку. Таким образом, труба по всему объему имеет единую структуру и равные механические свойства.

Себестоимость. Изготовление ТБД из рулонной стали дешевле. Лист стоит дороже в среднем на 15%, чем рулонная сталь. В итоге стоимость конечного продукта — ТБД из рулонной стали дешевле в среднем на 10%.

Ограничения по длине. Только из рулонной стали можно изготовить трубы длиннее 18 метров. Уралтрубпром изготавливает ТБД длиной до 24 метров без поперечного шва.

Что в итоге изменилось?

Увеличилась толщина стенки. Теперь можно заказать ТБД из рулонной стали с толщиной стенки до 22 мм.

Увеличилась длина. ТБД из рулонной стали длиной более 18 метров без поперечного стыка.

Улучшилось качество сварного шва. Сварка ТВЧ – самая современная и надежная даже при толщине стенки труб 22 мм.

В чем преимущества ТБД Уралтрубпрома по новой технологии?

На данный момент это **самая современная технология в России**.

Длина трубы может быть **больше 18 метров** без поперечного шва.

Сварка только ТВЧ (токами высокой частоты).

Новая технология формовки, которая позволяет получить трубы с минимальным уровнем остаточных напряжений по телу трубы и в зоне сварного соединения.

Высокая производительность за счет непрерывных технологий. Рулонная сталь подается непрерывно – методом «рулон за рулоном».

Зона сварного шва имеет однородную структуру, исключается вероятность появления таких дефектов, как подрезы, поры, шлаковые включения.

Высокое качество за счет нового современного оборудования, технологии и 10 видов контроля качества каждой трубы.

Отсутствие расходных и присадочных материалов (не используется флюс).

Стоимость. Ниже, чем ТБД из листа.

Какими российскими стандартами подтверждается новая технология?

Прежде всего ГОСТом. Приказом Управления по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) вступили в силу изменения в ГОСТ 10705 «Трубы стальные сварные прямошовные» и ГОСТ 10704. Расширился сортамент труб до D 630 мм с толщиной стенки до 24 мм.

Где применялись такие трубы?

Например, три года Уралтрубпром поставлял трубы для строительства завода по производству и хранению сжиженного природного газа за Полярным кругом в рамках проекта «Ямал СПГ» (ПАО «Новатэк»).

Для свайных конструкций были изготовлены круглые трубы D 530 x 14 мм и 530 x 20 мм нестандартной длины без поперечного стыка — 24 м, 22 м, 20 м, а также длиной 12, 14, 16 и 18 м.

ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ КРУГЛЫЕ ТРУБЫ
Диаметр 114 – 630 мм; толщина стенки от 3 до 22 мм;
ГОСТ 10705, ГОСТ 10704, ГОСТ 20295, ГОСТ Р 53366
API 5 L (ISO 3183, EN 10208-2) API 5CT, ISO 11960

г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
Тел.: +7 (3439) **297-539, 297-540**
E-mail: market@trubprom.com
Дополнительная информация на **www.uraltrubprom.ru**

УДК 621.643

Эксплуатационные изменения свойств трубной стали в нефтедобыче

В.В. Шайдаков
д.т.н., профессор кафедры прикладной гидромеханики[1]
v1v2sh50@yandex.ru

К.В. Чернова
к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики[2]
chernova-k@yandex.ru

[1]ФГБОУ ВО УГАТУ, Уфа, Россия
[2]ФГБОУ ВО ТИУ, Тобольск, Россия

В статье представлены результаты лабораторных исследований образцов стали 20 из трубы без эксплуатации и из трубы трубопровода, отработавшего на перекачке сероводородосодержащей нефти восемь лет. Проведены испытания на ударный изгиб, металлографические исследования, фрактографический анализ. Установлена степень деградации стали 20 в эксплуатационных условиях, которая совместно с локальной коррозией может стать причиной аварийных ситуаций.

Ключевые слова
трубопровод, сероводородосодержащая нефть, испытания на ударный изгиб, металлографические исследования, фрактографический анализ, микроструктура стали

Добыча сероводородосодержащей нефти осложняется значительной аварийностью трубопроводных коммуникаций и технологического оборудования вследствие коррозионного поражения. Причем эксплуатационные изменения свойств стали, как правило, не учитываются.

С целью оценки изменения свойств трубной стали в процессе эксплуатации были проведены испытания на ударный изгиб образцов труб, не подвергнувшихся эксплуатации, и труб эксплуатировавшихся в сероводородосдержащей нефти в течение 8 лет. Содержание сероводорода составляло 400–1300 мг/л [2]. Образцы вырезаны из труб 159х7, материал — сталь 20 (рис. 1).

Испытания проводили по ГОСТ 9454-78 при температурах +20°С и -40°С. Результаты испытаний представлены в таб. 1. В проведении экспериментальных исследований принимали участие А.В. Емельянов, Н.К. Ценев, А.А. Масланов.

Среднее значение ударной вязкости образцов стали 20 неэксплуатировавшейся трубы при температуре испытаний +20°С ниже, чем той же стали после воздействия сероводородсодержащей среды (таб. 1). В то время как при температуре испытаний -40°С среднее значение ударной вязкости ниже для стали трубы, подвергшейся восьмилетней эксплуатации.

Далее были проведены металлографические исследования микроструктуры сравниваемых образцов. Для этого применялся метод световой микроскопии, позволяющий получить информацию о строении, размерах, форме, взаимном расположении зерен, включений и дефектах кристаллической структуры.

Исследовались две группы образцов: из трубы, не претерпевшей эксплуатационного воздействия (№ 1, 6, 7 и 10) и трубы после восьми лет эксплуатации (№ 3′, 4′, 7′ и 10′). Исследования проводили на специально изготовленных шлифах, которые получали путем разрезки металла труб в трех взаимно перпендикулярных плоскостях. Анализ микроструктуры проводили с помощью оптического микроскопа «Epiquant». Размер структурных составляющих стали 20 определяли методом секущих на базе измерения 100–200 зерен в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Результаты представлены в таб. 2.

Микроструктура стали всех образцов представляет собой двухфазную смесь ферритных и перлитных зерен. Количество перлита составляет 20–25% от общей площади шлифа, что соответствует микроструктуре доэвтектоидной углеродистой стали «Сталь 20» (содержание углерода 0,2%) в равновесном состоянии. Для обеих групп образцов стали структура достаточно однородна и изотропна. Принципиальной разницей структуры является различие в размерах зерен феррита и перлита.

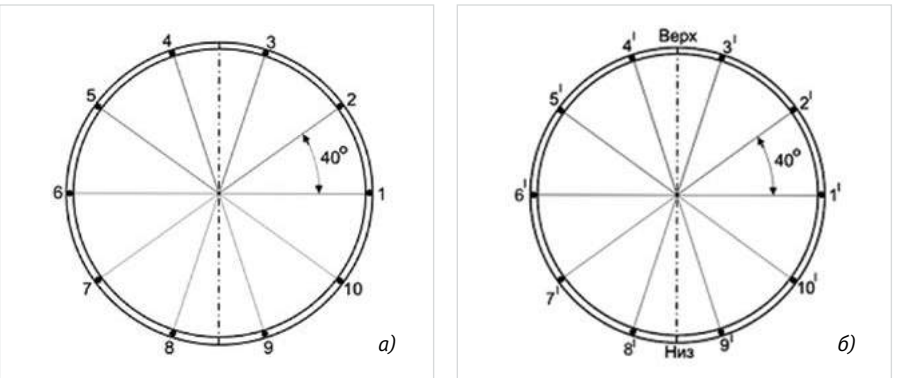


Рис. 1 — Схема расположения вырезанных образцов
а) не эксплуатировавшаяся труба; б) труба после 8 лет эксплуатации
Fig. 1 — The arrangement of cut samples:
a) the tube, not being in operation; b) the tube after the eight-year maintenance

№ образца	Ударная вязкость образцов из не эксплуатировавшейся трубы KCV_i^0, Дж/см²		№ образца	Ударная вязкость образцов из эксплуатировавшейся трубы KCV_i^1, Дж/см²	
	+20°С	-40°С		+20°С	-40°С
1, 6	90,0	61,2	1′, 6′	101,2	50,8
2, 5	91,8	55,1	2′, 5′	100,8	24,8
3, 4	88,0	66,6	3′, 4′	113,4	20,2
7, 10	102,1	32,0	7′, 10′	89,1	84,9
8, 9	96,0	36,4	8′, 9′	103,7	23,0
Среднее KCV^0	93,58	50,26	**Среднее KCV^1**	101,64	40,74

Таб. 1 — Значения ударной вязкости образцов из стали 20
Tab. 1 — The impact number of the steel 20 tube sample

Так, в структуре стали образцов № 1 и 7, испытанных при +20°С, средний размер зерен составил 10,0±1,0 мкм, а для образцов № 3/ и 7/ — 5,0±0,5 мкм. Образцы, испытанные при -40°С, имеют средний размер зерен для № 6 и 10 — 10,2±1,0 мкм, для № 4/ и 10/ — 5,3±0,4 мкм.

Видно, что в пределах каждой группы, независимо от температуры испытания образцов, размер зерен одинаков. Однако механические испытания на ударный изгиб показали, что среднее значение ударной вязкости выше на 8,1 Дж/см² в случае образцов с мелкозернистой структурой для испытаний при +20°С и ниже на 9,5 Дж/см² — для испытаний при -40°С. Кроме того, показано, что механические испытания при отрицательной температуре (-40°С) приводят к значительному снижению ударной вязкости: для образцов со средним размером зерна 10,0 мкм — в среднем на 43,3 Дж/см², для образцов со средним размером зерна 5,0 мкм — на 60,9 Дж/см².

Известно, что пластическая деформация металлов осуществляется за счет реализации двух механизмов: скольжения дислокаций и двойникования. Пониженная скорость деформации при ударных испытаниях способствует развитию двойникования и перемещению множества дислокаций по большому числу систем скольжения. Мелкозернистая структура имеет более развитую поверхность границ зерен по сравнению с крупнозернистой. При движении дислокаций границы зерен являются значительным препятствием для их скольжения. Для преодоления таких барьеров необходим более высокий уровень напряжения для продолжения деформации. Кроме этого, увеличение числа границ на пути развивающейся внутри кристаллической решетки трещины затрудняет ее перемещение. С этим связаны более высокие значения ударной вязкости в образцах стали с мелкозернистой структурой.

Понижение температуры испытания до отрицательных значений, высокая скорость деформации, как правило, приводят к значительному снижению ударной вязкости, что очень характерно для сталей с ферритно-перлитной структурой и типично для металлов с объемно-центрированной кристаллической решеткой.

Кривая зависимости ударной вязкости от температуры характеризуется температурой хрупко-вязкого перехода $T_{хр}$. Зная $T_{хр}$ и рабочую температуру $T_р$ испытуемой стали, можно оценить ее температурный запас вязкости χ_m:

$$\chi_m = \frac{T_p - T_{xp}}{T_p}$$

Чем больше χ_m, тем меньше опасность хрупкого разрушения.

Таким образом, исследование структуры и механических свойств стали 20 показало, что главными факторами, влияющими на величину ударной вязкости (в данном случае) являются размер зерна и температура испытания.

В связи с этим корректнее сравнивать относительные изменения значения ударной вязкости при снижении температуры χ, а не ее абсолютные значения.

$$\chi = \frac{KCV_{+20^oC}}{KCV_{-40^oC}}$$

где $KCV_{+20°C}$ — среднее значение ударной вязкости стали при +20°С, Дж/см²;

$KCV_{-40°C}$ — среднее значение ударной вязкости стали при -40°С, Дж/см².

Поскольку показатель χ характеризует изменение значения ударной вязкости стали идентичной структуры, то он позволяет количественно оценить деградацию ее механических свойств в процессе эксплуатации. Так, для стали, не подвергшейся эксплуатационным воздействиям, величина χ_0 составила 1,86, а для стали после эксплуатации χ_1 =2,49.

Степень старения металла вследствие охрупчивания *(С)* может быть оценена по изменению коэффициента χ:

$$C = \frac{\chi_1 - \chi_0}{\chi_1} \cdot 100\% = \frac{2{,}49 - 1{,}86}{2{,}49} \cdot 100\% = 25{,}3\%$$

Таким образом, степень старения стали 20 после восьми лет эксплуатации составила 25,3%. Это указывает на то, что время эксплуатации в сероводородсодержащей среде влияет на относительную величину охрупчивания. Для подтверждения полученных данных рассмотрим результаты фрактографического анализа поверхности разрушения образцов после испытаний на ударный изгиб.

Фрактографический анализ поверхности разрушения стали после испытаний на ударный изгиб (рис. 2–5) позволил установить ряд характерных особенностей микрорельефа поверхности при температурах испытаний +20°С и -40°С. Отметим, что для всех образцов, независимо от того эксплуатировалась труба или нет, наблюдается вязко-хрупкий излом при температуре +20°С (рис. 2 и 4). В образцах четко просматривается граница хрупко-вязкого перехода. Однако величина хрупкой составляющей в образцах из трубы, не подвергшейся воздействиям сероводородсодержащей среды, составляет около 45% от общей площади поверхности разрушения (рис. 2), а в образцах стали после эксплуатации — около 70% (рис. 4). Вязкий излом характеризуется совокупностью отдельных ямок. Для хрупкого излома характерно появление фасеток скола и ручьевой узор.

Интересные особенности изменения рельефа поверхности разрушения наблюдаются в образцах стали, испытанных при температуре t= -40°С (рис. 3 и 5). Снижение температуры деформации приводит к незначительному увеличению доли хрупкой составляющей (до 55% от общей площади поверхности разрушения) в образцах не эксплуатировавшейся

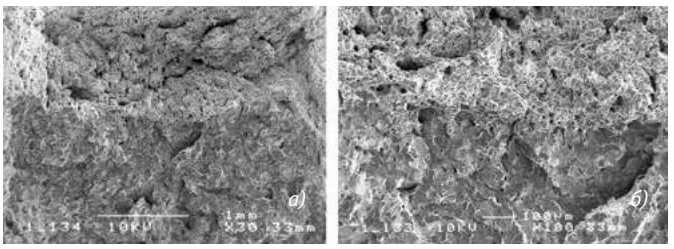


Рис. 2 — Микрорельеф поверхности разрушения образцов стали, не претерпевшей эксплуатационного воздействия: а) ×30; б) ×100; $t_{исп.}$=+20°С

Fig. 2 — The break surface microrelief of the steel sample, not being in operation: a) ×30; б) ×100; t_{test}=+20°С

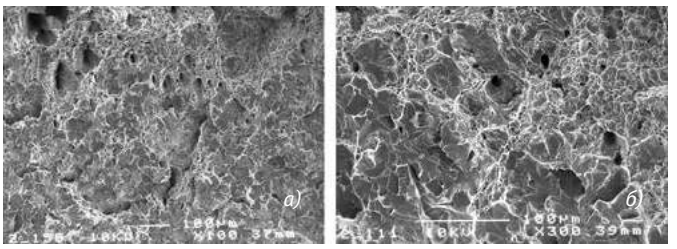


Рис. 3 — Микрорельеф поверхности разрушения образцов стали, не претерпевшей эксплуатационного воздействия: а) ×100; б) ×300; $t_{исп.}$=-40°С

Fig. 3 — The break surface microrelief of the steel sample, not being in operation: a) ×100; b) ×300; $t_{test.}$= -40°С

№ образца	Средний размер зерна $d_з$, мкм *		Ударная вязкость KCV_i, Дж/см²
	⇢	⇡	
1	10,0	10,3	90,0
6	10,6	10,5	61,2
7	10,5	9,3	102,1
10	10,2	9,8	32,0
3/	5,0	5,1	113,4
4/	5,3	5,2	20,2
7/	5,2	5,4	89,1
10/	5,3	5,4	84,9

* Примечание: ⇢ — в направлении параллельном оси трубы, ⇡ — в направлении перпендикулярном оси трубы

Таб. 2 — Размер зерен и значения ударной вязкости стали 20

Tab. 2 — The grain size and the impact number of the steel 20 tube sample

трубы (рис. 3). Важно отметить, что глубина ямок, характеризующих вязкий излом, значительно уменьшается при снижении температуры испытаний. В образцах стали трубы, подвергшейся восьмилетней эксплуатации, относительная величина хрупкого излома при температуре t= -40°C составляет более 90% от общей площади разрушения (рис. 5). Вязкий излом характеризуется совокупностью мелких ямок.

Таким образом, результаты фрактографического анализа и механических испытаний на ударный изгиб показали, что эксплуатация в сероводородсодержащей среде приводит, по существу, к повышению температуры хрупко-вязкого излома, поскольку при отрицательных температурах величины относительных составляющих вязкого и хрупкого излома заметно отличаются. В образцах стали, подвергшейся воздействию сероводородсодержащей среды, величина хрупкой составляющей при температуре ударного разрушения t= -40°C превышает 90%, что и является основной причиной повышения коэффициента χ .

Итоги

Подтверждено совместное воздействие охрупчивания металла и локальной коррозии на эксплуатационные характеристики металла труб.

Выводы

1. Микроструктура образцов стали 20 из трубы, не находившейся в эксплуатации, и трубы после восьмилетней эксплуатации, представляет двухфазную смесь ферритных зерен и перлитных колоний. Наблюдается различие в размерах зерен феррита и перлита. В первом случае средний размер зерен составил 10,0±1,0 мкм, а для стали после эксплуатационной наработки — 5,0±0,5 мкм.
2. В качестве показателя оценки охрупчивания металла трубы в процессе ее эксплуатации в сероводородсодержащей среде был выбран коэффициент относительного изменения значения ударной вязкости при снижении температуры χ.
3. Сопоставлением ударной вязкости металла трубы, не находившейся в эксплуатации, и трубы, подвергшейся воздействию сероводородсодержащей среды, обнаружены признаки охрупчивания стали в процессе эксплуатации. Оно выразилось в повышении коэффициента χ на 25,3% (степень охрупчивания).
4. Наличие охрупчивания металла трубы в процессе эксплуатации подтвердилось результатами фрактографического анализа поверхности разрушения образцов после испытаний на ударный изгиб.
5. Совместное воздействие охрупчивание металла и локальной коррозии может быть причиной значительных аварийных ситуаций на трубопроводах перекачивающих сероводородосодержащую продукцию скважин.

Список литературы

1. Nakasugi H., Matsuda H. Development of New Dine-Pipe Steels for Sour Gas Servis // Nippon Steel. Techn. rep. 1979. №14. pp. 66–78.
2. Кудасов В.В., Масланов А.А., Шайдаков В.В. и др. Сбор и подготовка сернистой нефти. Под общей ред. В.В. Шайдакова. Уфа: Монография, 2005. 129 с.

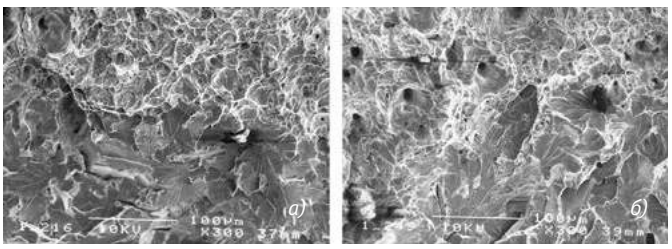


Рис. 4 — Микрорельеф поверхности разрушения образцов стали после восьми лет эксплуатации: а) и б) ×300; $t_{исп.}$=+20°C

Fig. 4 — The break surface microrelief of the steel sample after the eight-year maintenance: a) ×300; b) ×300; $t_{test.}$=+20°C

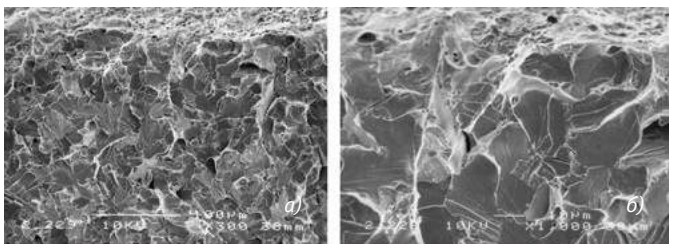


Рис. 5 — Микрорельеф поверхности разрушения образцов стали после восьми лет эксплуатации: а) ×300; б) ×1000; $t_{исп.}$=-40°C

Fig. 5 — The break surface microrelief of the steel sample after the eight-year maintenance: a) ×300; b) ×1000; $t_{test.}$=-40°C

ENGLISH **PIPELINE**

Tube steel operation properties changes in oil production

UDC 621.643

Authors:

Vladimir V. Shaidakov — Sc.D., professor applied hydromechanics department[1]; v1v2sh50@yandex.ru

Katerina V. Chernova — Ph.D., associate professor electrical energy department[2]; chernova-k@yandex.ru

[1]Ufa State Aviation Technical University (USATU), Ufa, Russian Federation

[2]Tyumen industrial University (TIU), Tobolsk, Russian Federation

Abstract

The article presents the results of the laboratory tests of tube steel 20 samples without operation, as well as the pipeline tube, having pumped sour crude for eight years. Impact bending tests, metallographical tests and fractographic analysis were performed. The steel 20 degradation factor was set in operating conditions; it can cause accidents together with the local corrosion.

Results

Combined impact of steel embrittlement and local corrosion may cause serious accidents, occurred in the pipelines steel.

Conclusions

1. The microstructure of the tube steel 20 without having been in operation, and the tube after eight-year maintenance is a two-phase mixture of ferrite grains and pearlite stock. There is a difference in ferrite and pearlite grains size. The average size of grains is 10,0±1,0 um, and for steel after service life it is — 5,0±0,5 um.
2. The coefficient of the fractional change of the impact number during the temperature falling χ was selected as the quality factor of the metal embrittlement during the sour gas service.
3. The comparison of steel impact viscosity of the tube, not being in operation, and the tube after the sour gas service, showed traces of steel embrittlement during the operation. It resulted in the coefficient χ increased by 25,3% (embrittlement rating).
4. The tube steel embrittlement during the operation was proved out by the results of the samples fracture surface fractographic analysis after the impact bending test.
5. Combined impact of steel embrittlement and local corrosion may cause serious accidents, occurred in the pipelines, pumping sour crude products of wells.

Keywords

pipeline, sour crude, impact bending tests, metallographical tests, fractographic analysis, steel microstructure

References

1. Nakasugi H., Matsuda H. Development of New Dine-Pipe Steels for Sour Gas Servis // Nippon Steel. Techn. rep., 1979, issue 14, pp. 66–78.
2. Kudasov V.V., Maslanov A.A., Shaydakov V.V. and oth. Sbor i podgotovka sernistoy nefti [Gathering and processing of sour crude oil]. Ed. by Shiydakov V.V. Ufa: Monografiya, 2005, 129 p.

СТАРЫМ ТРУБАМ – НОВУЮ ЖИЗНЬ

ООО СК "ЛИДЕР РЕШЕНИЙ" ПРЕДСТАВЛЯЕТ

Новейшую технологию санации для труднодоступных трубопроводов **Примус Лайн®**

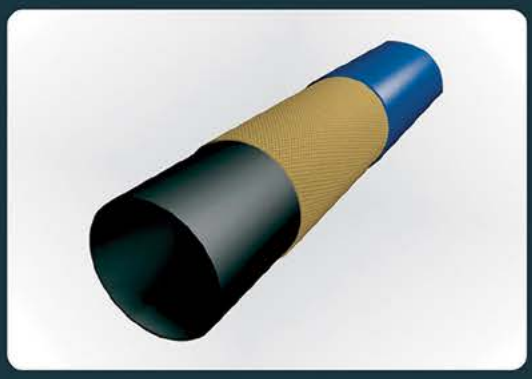
Примус Лайн® — бестраншейная технология санации напорных трубопроводов для различных сред, например воды, газа и нефти.
В основе метода лежат гибкий высоконапорный рукав и соединительная техника, разработанная специально для этой системы.

Примус Лайн® изготовляется в номинальных размерах от ДУ 150 до ДУ 500.
Втягивание рукава в старые трубы происходит через маленькие котлованы, благодаря чему отпадает необходимость вскрытия дорог.
Примус Лайн® не склеивается со старой трубой и является самонесущим в кольцевом пространстве.
Посредством специально разработанных высоконапорных соединителей рукав Примус Лайн на концах присоединяется к существующим трубам (из стали, литья, ПЭ или других материалов) и, тем самым, к трубопроводной сети.
Примус Лайн® отличается короткими сроками санации и быстрым введением в строй и, таким образом, представляет собой не только недорогую альтернативу открытому способу санации, но и высококачественный метод обновления напорных трубопроводов.

Внешний слой
- устойчивая к истиранию облицовка из ПЭ
- Защита ткани при втягивании

Ткань Кевлар®
- бесшовная арамидная ткань
- восприятие внутреннего давления трубопровода
- восприятие требующихся при втягивании тяговых сил
- 1-слойное или 2-слойное строение рукава (толщина стенок: 6,0 или 8,0 мм)

Внутренний слой
- на основе ПЭ или ТПУ
- зависимость от среды:
  - **Примус Лайн® для газа**: разработан для крайне низкой газопроницаемости и высокой устойчивости по отношению к газовым конденсатам
  - **Примус Лайн® для нефти**: устойчив по отношению к ароматическим и алифатическим углеводородам
  - **Примус Лайн® для абразивных сред**: разработан специально для абразивных сред, например, песочно-водяных смесей.



По причине своей многослойной структуры и очень незначительной толщины стенок рукав Примус Лайн предлагает гибкость и в то же время крайне высокую прочность. Внутренний слой рукава может быть выбран в соответствии со средой. Внешний слой – в независимости от среды – состоит из устойчивого к истиранию ПЭ. Между внутренним и внешним слоем находится бесшовная арамидная ткань в качестве статически несущего слоя.

620089, РФ, Свердловская область,
г. Екатеринбург, ул. Машинная, д.42а, оф.1009
Тел. 8 (343) 383 42 52, 8 922 037 74 36
e-mail: ooosklidеrresheniy@mail.ru

Почему крупные нефтегазовые компании уходят от привлечения подрядчиков на ремонтные работы?

Тенденция перехода от закупки услуг подрядчиков на оказание ремонтных работ трубопроводов вновь вернулась к решению проблем собственными силами компаний. В первую очередь, это связано с защитой объектов повышенной опасности и с усиленным контролем качества производимых работ.

Ключевые слова: эпоксидное покрытие, изоляция, кольцевой шов, мобильное дорожное покрытие

Существуют продукты и материалы нефтегазовой отрасли, применение которых требует определенной квалификации, навыков, оборудования.

– Представители Canusa не допускают использование материалов бренда без прохождения специального обучения и лицензирования, – рассказывает Динис Гареев, директор по продажам антикоррозионных материалов АО «Делан». – Соответственно, осуществлять нанесение антикоррозионных покрытий на трубопровод могут исключительно представители Canusa или заказчики, прошедшие обучение на опытных образцах.

Сегодня каждая нефтегазовая компания отрасли имеет собственный ИТЦ и полигон, максимально приближенный к естественным условиям. Однако компании-дистрибьюторы не имеют должной квалификации и законных прав обучать заказчиков работать с теми или иными материалами. Опытным и экспериментальным путем нефтегазовые компании, конечно, находят решение, но некоторые свойства и качества материалов теряются, что искажает общую технологию и конечный результат. Обучением работе с продуктами занимаются компании-производители. Право обучать специалистов компаний-потребителей принципам работы с материалами Canusa на территории Российской Федерации имеет только официальный производитель — АО «Делан».

– Приведем пример: толстослойное покрытие Canusa HBE COLD Weather из линейки эпоксидных покрытий HBE может наноситься при значительных отрицательных температурах на поверхность труб без предварительного подогрева, – комментируют в Делане. – Данный тип покрытий отверждается при температурах до -20°С. При этом применяться данный продукт может не только для изоляции монтажных стыков с кольцевыми швами на прямых участках трубопроводов, но и для изоляции арматуры, фитингов, для заделки пропусков наплавленного эпоксидного покрытия и восстановления поврежденных участков покрытия.

Процесс обучения может проходить как на самом строительном объекте, так и на собственном полигоне. Производственный полигон должен быть оборудован действующими моделями газо- или нефтетранспортной системы, максимально приближенными к реальным условиям. Специалисты могут «руками» прочувствовать материалы, их физико-механические свойства, увидеть реакции, происходящие во время работы.

К примеру, на технологических испытаниях новых конструкций покрытий на основе материалов, выпускаемых АО «Делан», для изоляции мест приварки выводов ЭХЗ на объектах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» специалисты опробовали два способа нанесения защитного покрытия «Canusa HBE-HT», разрешенного к применению на объектах ПАО «Газпром» для изоляции газопроводов и соединительных деталей с температурой транспортируемого продукта не выше 100°С. Выбор способа нанесения зависит от локации трубопровода и условий работы.

– На практике часто случается, что заказчик имеет локальный участок трубопровода небольшого диаметра – менее 500 мм – и использует для его антикоррозионной защиты жидкий материал. Материал наносится с помощью автоматической установки высокого давления, – делится Динис Гареев. – Хотя целесообразнее для трубы малого диаметра применять рулонные изоляционные материалы на основе вязкоупругого адгезива Wrapid Bond. Тогда на изоляцию такой конструкции уйдет в два-три раза меньше времени. Оценить это можно только на практике.

Если с обучением по строительным работам на трубопроводе не возникает вопросов,

то к подготовительным работам, например, таким, как обустройство вдоль трассовых проездов, зачастую не уделяется должного внимания. Однако этот этап является не менее важным.

– При обустройстве подъездных дорог к нефтегазовым объектам заказчики справляются с бездорожьем с помощью мобильных дорожных покрытий МДП «МОБИСТЕК». Обязательным этапом работы производителя с заказчиком является совместный шеф-монтаж. На нем заказчику поясняют технологию стыковки плит, ведь от правильности укладки зависит срок службы МДП. Так, соприкосновение плиты и поверхности должно быть не менее 80% от всей площади. Кроме того, необходимо обеспечить подготовку консолей для заезда и съезда с плиты, – также подтверждает необходимость практических демонстрационных работ от производителя Владимир Сулым, заместитель генерального директора «Стеклонит Менеджмент».

Напомним, мобильное дорожное покрытие используется для быстрого строительства временных дорог на участках со слабым основанием, в заболоченной местности и в сложных геологических условиях. Плиты можно использовать для проведения строительных и монтажных работ, провоза оборудования и на технологических площадках. Самыми частыми покупателями мобильных дорожных покрытий являются нефте- и газотранспортные компании Заполярья, Сибири, Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов.

Как поделились в «Стеклонит Менеджмент», при строительстве подъездных дорог, к примеру, к Амурскому газоперерабатывающему заводу, заказчики используют георешетки. Они необходимы для армирования дорожных одежд и увеличения прочностных характеристик. Правильное применение высокопрочных геосинтетических материалов при строительстве транспортной инфраструктуры подобных стратегически значимых объектов является неотъемлемым условием их долговечности и надежности.

Специалисты компании всегда присутствуют на первой укладке продукта и проводят контроль правильности применения.

Ответственность за качество «Стеклонит Менеджмент» доказывает опытным путем: первую партию геосинтетических материалов поставили на объекты Амурского ГПЗ в 2016 году. За год использования заказчик убедился в преимуществах георешеток. В текущем, 2017-м году «Стеклонит Менеджмент» вновь осуществил поставку георешеток ПС-ПОЛИСЕТ общим объемом порядка 180 тыс. м^2, при этом даже на повторной укладке решетки присутствовал производитель и отслеживал ход работ.

– Геосетки ПОЛИСЕТ изготавливаются из высокопрочных полиэфирных нитей, устойчивых к агрессивным средам, и применяются для армирования дорожных одежд на контакте с крупнофракционными (инертными) материалами, – информирует Владимир Сулым. – ПС-ПОЛИСЕТ представляет собой плоскую структуру из двух систем полимерных нитей, скреплённых между собой третьей, провязывающей нитью. Такое техническое решение позволяет предотвращать взаимопроникновение материалов слоев дорожной одежды и обеспечивает их целостность. Согласно проекту, нагрузка на дороги будет значительной – 35 тонн на ось. Транспортировать по дорогам планируется грузы массой более 1 000 тонн. Именно по этим дорогам будет осуществлена доставка установки по переработке газа от временного порта до площадки базирования. Такая высокая ответственность, заложенная в проект, не допускает халатных работ, – рассказал Андреев.

Строительство Амурского ГПЗ началось в октябре 2015 года. В настоящее время продолжается возведение сопутствующей инфраструктуры завода, которая будет задействована в период строительства и при эксплуатации предприятия: подъездных автодорог, причала на р. Зее, железнодорожных объектов, временных зданий и сооружений. Для обеспечения требуемой сдвигоустойчивости дорожной одежды, геосетки ПС-ПОЛИСЕТ применены в конструкции подъездной дороги №1, на границе «песок-ПГС», и на дороге №5, на границе «ПГС-щебень». Также геосетки ПС-ПОЛИСЕТ предусмотрены в армогрунтовых конструкциях.

Все элементы нефтегазовой отрасли являются объектами государственного значения. Отсюда складывается и обоснованность отказа известных нефтяных и газовых компаний от использования услуг подрядчиков. В ремонте трубопроводного транспорта, а также строительстве и обустройстве сопутствующих трубопроводам объектах важно не только качество используемых материалов, но и умение специалистов с ними работать. Заказчикам стоит обращать особое внимание на возможность поставщиков проводить именно практические, а не теоретические обучающие мероприятия по работе с технологией или материалом.

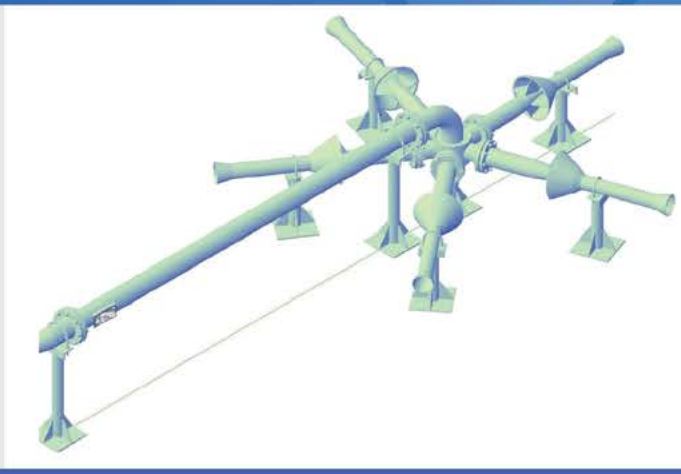
ГРУППА КОМПАНИЙ РУСКОМПОЗИТ
СТЕКЛОНИТ МЕНЕДЖМЕНТ

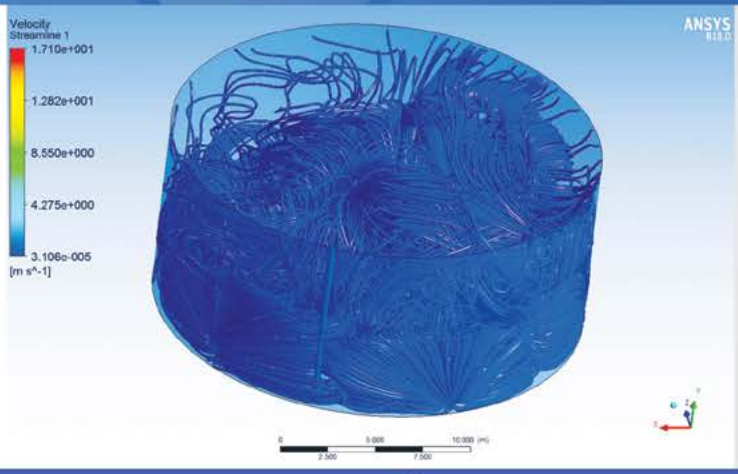
117638, Москва,
ул. Одесская, 2
бизнес центр ЛОТОС
+7 (495) 223-77-22
info@ruscompozit.com
www.ruscompozit.com

Компания «ЕВНАТ» поздравляет работников нефтегазовой отрасли с профессиональным праздником!
Желаем вам успехов в решении производственных задач, семейного благополучия и хорошего настроения!

Устройство перемешивающее струйное УПС-ЕВНАТ®

предназначено для предотвращения расслоения товарного продукта в резервуарах от 50 до 100000 м³
с поддержанием однородной среды по плотности, вязкости и химическому составу в любой точке резервуара.





Преимущества использования УПС-ЕВНАТ®:

- Полное перемешивание всего объема, без «мертвых зон».
- Предотвращение образования осадка на дне резервуара.
- Предотвращение расслоения среды на легкие и тяжелые фракции.
- Сокращение времени разогрева среды в резервуаре путем интенсивного перемешивания потоками.
- Сокращение объема нефтешлама на 70–90%.
- Сохранение качества товарного продукта при длительном хранении, в том числе, в условиях Крайнего Севера.
- Возможность применения устройства в резервуарах с понтоном или плавающей крышей.
- Не требуются дополнительные источники энергии.
- Доведение или восстановление качества товарного продукта в соответствии с ГОСТ непосредственно в резервуаре в течение 2-х часов.
- Обеспечение пожарной безопасности при эксплуатации.
- Не требуется внесение изменений в конструкцию РВС.
- Отсутствие пагубного воздействия на конструкцию РВС.
- Высокая производительность.
- Не требует привлечения человеческих ресурсов при эксплуатации.
- Легкость монтажа устройства.
- Создание и поддержание необходимых физико-химических свойств перемешиваемой среды по всему объему РВС.
- Широкий диапазон температур перемешиваемых продуктов.
- Долгосрочная гарантия.
- Компьютерное моделирование устройства и процессов, происходящих в РВС.
- Срок окупаемости — менее одного года.

Эффективная работоспособность УПС-ЕВНАТ® доказана на резервуарах объёмом 20000 м³, 5000 м³ и 4000 м³.

Отзыв о работе УПС-ЕВНАТ®:

Дата ввода в эксплуатацию 30.03.2017 г. РВС-4000 рабочая среда – мазут. Цель – достижение однородности сырья из 2-х и более компонентов для последующей переработки. УПС придаёт достаточную однородность смеси. Разница Температуры рабочей среды до использования УПС составляла до 15°С, после перемешивания 1°С. Негативного воздействия УПС не выявлено. Применение УПС на РВС – целесообразно.

Полный отзыв смотрите на сайте www.evnat.ru

ЕВНАТ®

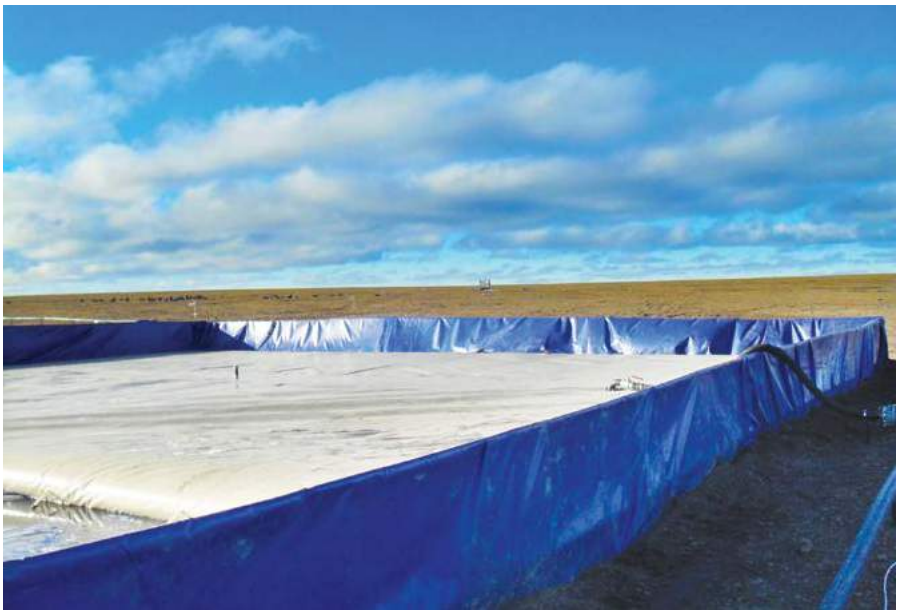
ООО КП «ЕВНАТ»
450065, Россия, Башкортостан, г. Уфа,
ул. Интернациональная, 105/1
+7 (347) 952-33-39, 260-08-58, 260-47-07
evnat@evnat.ru
www.evnat.com

Взрывозащищённое Устройство дегазации резервуаров УДР-ЕВНАТ®

Предназначено для снижения концентрации углеводородов в нефтеналивном резервуаре (перед его чисткой) до величины, не превышающей максимально-допустимой (взрывобезопасной) концентрации. Имеет климатическое исполнение У, УХЛ, ХЛ, категорий размещения 1-4 по ГОСТ 15150-69 и маркировку взрывозащиты IIGbcIIBT4 по ГОСТ 31441.1-2011, ГОСТ 31441.5-2011.

Склад ГСМ в считанные дни

В сентябре текущего года Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение» (входит в состав НК «Роснефть») планирует произвести раскачку дизельного топлива с морского танкера посредством полевых магистральных рукавных трубопроводов (ПМРТ) в полевой склад горючего (ПСГ) объемом 5000 м³, расположенном на Хатангском лицензионном участке на мысе Косистый.



ПСГ-5000 на базе эластичных резервуаров, Хатангский лицензированный участок на мысе Косистый

Ранее особенности этого участка отметил глава «Роснефти» Игорь Сечин: «Впервые в истории бурение будет проводиться на континентальном шельфе Восточной Арктики. Ресурсный потенциал только по морю Лаптевых, по оценке специалистов, составляет 9,5 млрд т нефтяного эквивалента».

Бурение скважины запланировано с берега полуострова Хара-Тумус, её глубина составит 5000 м с последующей боковой горизонтальной врезкой. До ближайшего населенного пункта с. Хатанга — 350 км. Рядом с Хара-Тумус отсутствуют морские порты, период навигации — два месяца.

Изготовитель ПСГ-5000, НПФ «Политехника», уже отправил бригаду с необходимыми материалами и инструментами для проведения гарантийного обслуживания хранилища горючего. Дело в том, что нефтяники перебросили склад ГСМ, состоящий из нескольких передвижных эластичных резервуаров (ПЭР-Н) и одного передвижного склада воды ПРВ-1000, на новое месторождение. Проверить целостность и готовность резервуаров к хранению дизельного топлива было поручено специалистам предприятия-изготовителя.

Компания обладает десятилетним опытом работы на территории Арктики. Впервые в России ПСГ-3000 был размещен НПФ «Политехника» на участке пионерного выхода магистрального трубопровода «Ямал – Европа», Байдарацкая губа. Склад был доставлен на место проведения работ морским путем и смонтирован на береговой линии в течение 3 рабочих дней. После этого была осуществлена операция по приемке дизельного топлива по плавающему гибкому трубопроводу с борта танкера, который находился на расстоянии более 2 км от берега. Вся операция заняла около 12 часов!

НПФ «Политехника» выпускает передвижные эластичные резервуары объемом от 25 до 320 м³. Оболочка эластомера изготавливается из нескольких слоев различных материалов, включая тканевую основу из полиэфирных, полиамидных, арамидных или углеродных нитей и полимерного покрытия (поливинилхлорид, полиуретан, поливинилиденфторид). Такая ткань по прочности не уступает стали и сохраняет свои рабочие качества в широком диапазоне температур: от -55 до +80 °С. Резервуары подушечной формы создают минимальное сопротивление ветровым и снеговым нагрузкам, оказывают малое и распределенное давление на подстилающий грунт по всей площади соприкосновения изделия с землей, что позволяет размещать их без отсыпки площадки песком. В резервуарах отсутствует граница раздела продукт/воздух, что исключает большие и малые дыхания емкостей. Нормативные потери топлива не предусмотрены. Продукция НПФ «Политехника» сертифицирована. Срок службы — около 15 лет.

Нефтедобытчики «Роснефти» для переброски хранилища воспользовались преимуществами ПГС, состоящего из легких мобильных эластичных емкостей, перед стальными аналогами: формированием склада ГСМ за короткие сроки без длительного проектирования и утомительного согласования в различных надзорных ведомствах, малым весом и габаритами, возможностью многоразового использования, экологичностью — не требуется подготовка бетонного основания и земляные работы и, как следствие, рекультивация земель.

ПСГ весит всего 3,2 т и размещается в одном стандартном 20-футовом контейнере (для сравнения, стальные аналоги: 40 РГС-25 весят 80 т и требуют 20 вагонов, 5 РВС-200 «тянут» на 62,5 т и нуждаются в 30 вагонах). Склад на базе резервуаров разворачивается (и сворачивается) бригадой, состоящей из 8 человек, на любом ровном участке в течение 5–8 дней при любых погодных условиях

Типовые передвижные склады горючего оснащаются следующими комплектующими: ПЭР-Н (номинальная вместимость от 25 до 320 м³); противофильтрационными пологами и каркасными амбарами и насосно-раздаточными модулями (НРМ). НРМ имеют разнообразную комплектацию:

- «Эконом» включает насос для ГСМ АСВН-80, два фильтра — сетчатый и жидкостной универсальный, счетчик жидкости и пять шаровых кранов (технологическая схема обвязки такого НРМ предполагает возможность приема и выдачи топлива через любой из двух патрубков насосно-перекачивающего модуля, то есть любой из патрубков может работать как на прием, так и на выдачу топлива);
- «Комфорт и Люкс Плюс» изготовлены в специальном климатическом исполнении, работающие в диапазоне температур от -60 до +60 °С, где техобвязка представляет собой несколько схем. Такой модуль размещается в особом легко перемещаемом контейнере, основным помещением которого является машинный технологический блок.

3 августа 2017 года президент России распорядился о начале бурения первой скважины на шельфе Восточной Арктики, выбор пал на Хатангский ЛУ, перекрывающий акваторию Хатангского залива моря Лаптевых. НПФ «Политехника» продолжила освоение Севера для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» — на Восточно-Таймырский ЛУ Мыс Сибирский в Красноярском крае был поставлен ПСГ-1000.

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
25 лет

109316, Россия, Москва,
пр. Волгоградский, д. 47, блок-офис 201
+7 (495) 783-01-67
info@poli.ru
www. poli.ru

Инженерные кадры «Зеленодольского завода имени А.М. Горького»

«Зеленодольский завод имени А.М. Горького» — ведущее отечественное судостроительное предприятие с более чем вековой историей. Предприятием выпускаются суда разного назначения и широкий ассортимент продукции как для отечественных предприятий и, так и на экспорт. Большой вклад в успех завода вносят высококвалифицированные кадры, ежедневно решающие сложнейшие инженерные и конструкторские задачи. Весомый вклад в решение стоящих перед предприятием важных государственных задач вносят высокопрофессиональные специалисты: Е.В. Дюдина, Т.А. Жубрева, А.И. Катаев, О.Ю. Попова, К.Н. Тихонов, С.Н. Шашкин.

Татьяна Александровна Жубрева

Ведущий инженер-руководитель по газоснабжению, на заводе с 1995 г.

Образование: Московский энергетический институт по специальности инженер-промтеплоэнергетик.

До 2010 г. во многих производственных цехах завода применялась централизованная подача тепла от заводской котельной, работающей на базе паровых котлов ДКВР-20/13. К началу 2011 г. котлы были выведены из эксплуатации из-за низкой эффективности и выработки ресурса.

Т.А. Жубревой был внедрен ряд мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и надежности систем газоснабжения, наиболее значительным из которых является децентрализация системы отопления завода с применением систем газолучистого отопления и газовоздушных теплогенераторов.

Инфракрасное газовое лучистое отопление применяется в производственных помещениях как безопасный источник тепла. Тепло газовых излучателей поглощается не воздухом, а окружающими объектами и телом человека в том числе. Нагретые поверхности передают тепло в окружающую среду, не создавая теплового градиента.

Отопление газовыми лучистыми системами позволяет получить экономию энергоресурсов от 40 до 70% и 2–4 кратное уменьшение общих затрат на отопление. КПД данных систем достигает 97%.

Экономический эффект от внедрения системы газолучистого отопления в цехе №22 составил более 12,965 млн руб.

Газовоздушные теплогенераторы предназначены для обогрева и вентиляции (кондиционирования) производственных площадей. Это эффективная система отопления, в которой тепловая энергия сгорания газового топлива используется для нагрева воздуха в помещении. Прямой теплообмен достигается за счет непрерывного прохождения через теплообменник воздушного потока, нагнетаемого центробежным или осевым вентилятором. Продукты сгорания отводятся через дымоход за пределы помещения. В летний период теплогенератор можно использовать для вентиляции и кондиционирования (при установке водяного калорифера) помещений.

Газовоздушное отопление имеет множество преимуществ, включая возможность объединения в одной системе трёх: отопления, вентиляции и кондиционирования. КПД теплогенераторов достигает величины 95%.

Экономический эффект от внедрения системы газовоздушного отопления в цехе №1 за год составил 5,074 млн руб.

Газовые излучатели темного типа EKO RDSU 9H Q-51,9 кВт

Ольга Юрьевна Попова

Ведущий инженер-технолог бюро станков с ЧПУ, работает на заводе с 2010 г.

Образование: Зеленодольский филиал «Казанского Государственного Технического Университета им. А.Н.Туполева» по специальности «Технология машиностроения».

С момента поступления и по настоящее время Ольга Юрьевна принимает участие в подборе и анализе номенклатуры деталей для перевода на токарные и фрезерные станки, разрабатывает программы и производит расчёт с помощью ПО «Компас» и «Siemens NX», участвует во внедрении программ в цехах в процессе обработки первой детали или опытной партии.

За время работы О.Ю. Поповой были освоены, разработаны и внедрены управляющие программы для токарных и фрезерных станков с ЧПУ на: Фрегаты «Гепард» (экспортный вариант сторожевого корабля проекта 11661), пограничный сторожевой корабль проекта 22100, малые ракетные корабли проекта 21631, катера специального назначения проекта 21980, а также лебёдки «Исмиль» и др.

С применением программного продукта «Siemens NX» Внедрены программы на детали для мостовых конструкций таких как «Чудово-Новгород», «Фрунзенский», «Москва-Питер» и др.

Для обработки деталей судостроительного и машиностроительного производства было освоено программирование станка гидроабразивной резки и нового оборудования станка лазерной резки.

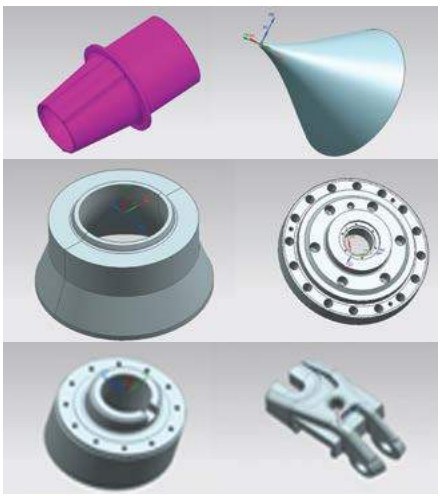
Изготовлен комплект контрольных шаблонов для гребных винтов всех строящихся заказов завода. Ранее изготовление данных шаблонов проводилось вручную: наносилась разметка контуров шаблонов, затем вручную вырезалась рабочая кромка шаблона (очень трудоёмкая операция, требующая высокой квалификации персонала), в завершении работы наносилась маркировка на каждый шаблон набивным способом. В сумме трудоёмкость данных операций составляла 198,6 н.ч. После перевода изготовления шаблонов на станок лазерной резки трудоёмкость составила 2,1 н.ч. Следовательно, применение станка лазерной резки позволило отказаться от ручного труда и сократить время на изготовление изделия в 94,42 раза. Экономический эффект на обработку одного комплекта составил 117 900 рублей (в течение года обрабатывается 12 подобных комплектов).

В число работ Ольги Поповой также входит внедрение программ на новую продукцию машиностроительного производства, что обеспечивает расширение номенклатуры изделий, выпускаемых на заводе, это способствует повышению конкурентоспособности предприятия. Например, Ольгой Юрьевной были разработаны и внедрены программы для обработки на станках с ЧПУ основных деталей элеваторов ЭТА различного исполнения.

Также в её работу входит освоение нового оборудования, а именно: подбор номенклатуры деталей для перевода на новое оборудование, разработка и внедрение новых программ, что позволяет снизить трудоёмкость изготовления и технологический цикл обработки деталей.

Детали челюсть для элеваторов ЭТА

Заготовка челюсти



Константин Николаевич Тихонов

Заместитель главного металлурга, работает с 2002 г.

Образование: Казанского Государственного Технологического Университета (КХТИ) по специальности «Материаловедение и технологии новых материалов».

За свою трудовую деятельность Константин Николаевич внедрил на заводе ряд мероприятий по снижению себестоимости продукции и улучшению ее качества. Разработал технологии изготовления поковок и штамповок из сплавов на основе меди для производства судовой арматуры строящихся кораблей ГОЗ. Кроме того, готовил технологическую документацию для сертификации титанового литья по квалификации «NORSOK Rev.4», что позволило расширить рынок сбыта титанового литья на экспорт.

Н.К. Тихонов осуществляет подготовку производства и технологическое сопровождение проектов. Он принимал активное участие в техническом перевооружении производств и внедрении технологии ХТС для изготовления стального и цветного литья. Сегодня на Зеленодольском заводе стальное и цветное литье производится для многих отраслей промышленности, включая нефтегазодобывающую отрасль, энергетическое машиностроение и предприятия оборонного комплекса.

Организовал участок оксидирования на базе механического цеха, участвовал в выборе и закупке оборудования, внедрении в производство данного оборудования и технологии оксидирования титановых деталей. Использование нового оборудования и нагрев по специальным режимам позволило получать на заготовках из сплава 3М характеристики оксидированного слоя, получаемые при обычном низкотемпературном оксидировании, равноценные оксидированию в графите. В данном цехе выпускаются детали для фонтанной арматуры ПАО «Газпром», работающих в среде сероводорода, и титановые детали для судового машиностроения.

Константин Николаевич также разработал технологические инструкции на изготовление штропов и ТВЧ закалки элеваторов. Ранее данные детали подвергались только объёмной закалке с твердостью рабочих поверхностей 30–35 HRC. Использование ТВЧ закалки позволило получить износостойкий слой твердостью 56–60 HRC. Структура закаленной стали представляет мелкозернистый мартенсит. Внедрение данной технологии в местах посадки бурильных труб позволило повысить срок службы элеваторов с 3 до 10 лет.

Кроме вышеуказанных достижений, К.Н. Тихонов разработал и внедрил ряд рационализаторских предложений с общим экономическим эффектом около 24 млн руб. Также оформил 45 полезных предложений и внедрил 33 из них. Общий экономический эффект после внедрения вышеперечисленных мероприятий составил около 45 млн руб.

Александр Игоревич Катаев

Заместитель главного сварщика по машиностроению, на заводе с 2014 г.

Образование: Тольяттинский государственный университет.

В 2015 г. Александр Игоревич производил приёмку и пуско-наладку сварочного оборудования Линии плоских секций и линии микропанелей.

После приёмки и пуско-наладки ЛПС и ЛМП компания IMG предложила АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» услугу по сопровождению операторов/сварщиков при работе на данном типе оборудования, стоимость которого составляла ориентировочно 20 млн руб. за 14 дней.

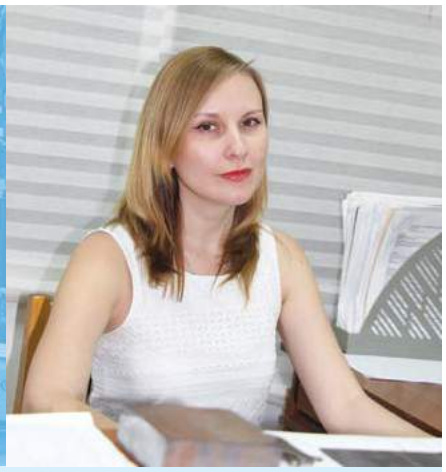
По ряду причин, в особенности учитывая, что технология сварки в Российской Федерации конструктивно отличается от зарубежной, было принято решение не приобретать сопровождение компании IMG. Далее планировалось отработать весь технологический цикл сборки и сварки в соответствии с нормативными документами Российской Федерации, в частности, в соответствии с РМРС РФ и СТО-ГК «Трансстрой»-012-2007 под руководством инженеров А.И. Катаева, В.Ш. Трутнева и А.И. Комолина.

В этом же году в июне А.И. Катаев во главе с начальником лаборатории сварки В.Ш. Трутневым начал подготовку к аттестации ЛПС и ЛМП по группе опасных технических устройств «Конструкции стальных мостов». В связи с этим необходимо было отработать все режимы сварки в соответствии с СТО-ГК «Трансстрой»-012-2007. А именно: подобрать сварочные материалы таким образом, чтобы на каждом отдельно взятом способе сварки применялось одно сочетание сварочных материалов не зависимо от того, какое сварное соединение и каким способом может выполнять сварку тот или иной портал.

В результате различных согласований с ГАЦ «МОСТЫ» ЦНИИС «МОСТЫ» подтвердил допуск к аттестации сварки на флюсомедной подкладке с перекантовкой, что, в свою очередь, позволило избежать исследовательских работ стоимостью ориентировочно 1,8 млн руб.

Также в ходе совместной работы с ГАЦ «МОСТЫ» ЦНИИС «МОСТЫ» и отработки технологического цикла сборки и сварки удалось полностью перевести ЛПС и ЛМП на сварочные материалы отечественных производителей, что позволило сэкономить довольно внушительную сумму — 1 866 377,2 руб.

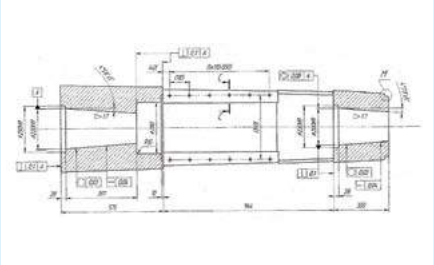
Итогом длительных и плодотворных работ стала аттестация ЛПС и ЛМП в системе НАКС по группе КСМ.



Екатерина Вячеславовна Дюдина

Инженер-технолог 1-ой категории бюро проработки технологий, работает с 2008 г.

Образование: Казанский Государственный Технический Университет им. А.Н. Туполева, специальность «Технология машиностроения».

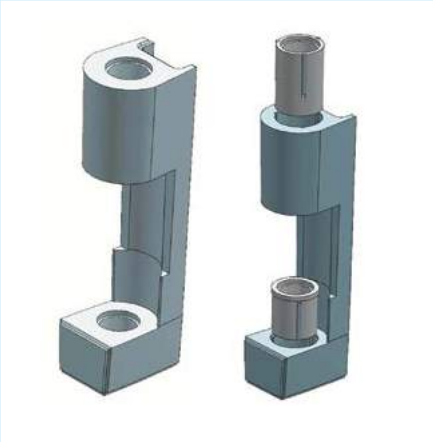


С 2011 г. на АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» реализуется масштабная программа технического перевооружения производства. Модернизация машиностроительных цехов, обновление оборудования и станочного парка — одна из основных задач предприятия. В рамках данной программы Екатерина Вячеславовна принимала участие в разработке планировок установки нового оборудования (на сегодняшний день Е.В. Дюдиной разработано 109 планировок). В результате выстроенной производственной логистики и перестановке оборудования в количестве 23 ед. в цехе судового машиностроения были высвобождены площади в размере 1450 м².

На данных площадях были организованы промышленные участки и складские помещения, а также зарезервированы места под установку нового оборудования по программе технического перевооружения на 2017–2020 гг. Экономический эффект от внедрения нового оборудования и данной логистики по цеху судового машиностроения на данный момент составил более 2 561 037 руб.

В число работ Екатерины Дюдиной также входит соавторство предложения по изменению технологии производства детали «Рудерпис» для пограничного сторожевого корабля проекта 22100. Изготовление данной детали на базе АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» долгое время не представлялось возможным по причине отсутствия оборудования для обработки конусных отверстий в заданном в чертежном исполнении. По новой технологии было предложено и внедрено изготовление в сборном варианте, что предусматривает установку двух втулок с конусными отверстиями по прессовой посадке с последующей установкой цилиндрических шпонок. Данное решение принесло заводу экономию в более чем в 1 933 404,40 руб.

Кроме того, в ходе работы Екатерина Вячеславовна занималась разработкой технологических процессов механической обработки и сборки следующих деталей строящихся заказов: валопровода, кран-балок, якорно-швартовных шпилей, деталей рулевых устройств. При разработке технологии были учтены такие показатели, как повышение технологичности конструкции, оснастка, стенды, обеспечивающие соответствие выпускаемой продукции требованиям НД и РКД.

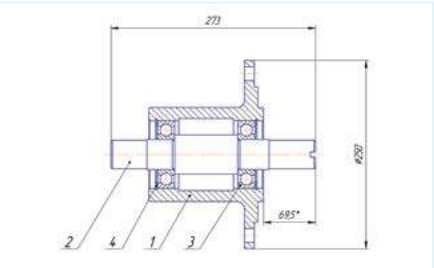


Старый и новый варианты изготовления рудерписа

Сергей Николаевич Шашкин

Ведущий инженер-конструктор, на заводе с 2012 г.

Образование: Чувашский Государственный Университет им. И.Н. Ульянова, квалификация «Инженер-технолог литейного производства».



Сергей Николаевич занимается разработкой оснастки для ремонта оборудования, активно участвует в техническом перевооружении и модернизации оборудования завода. В своих разработках применяет оригинальные технические решения.

На предприятии эксплуатируется большое количество импортного оборудования, которое требует должного ухода. Как известно, узлы и агрегаты имеют свой ресурс, и для обеспечения бесперебойной работы необходимо проводить плановое обслуживание, замену узлов и закупку расходных материалов. В связи с этим, на заводе принято решение усилить работу по импортозамещению комплектующих используемого оборудования и изготавливать детали и комплектующие собственными силами предприятия.

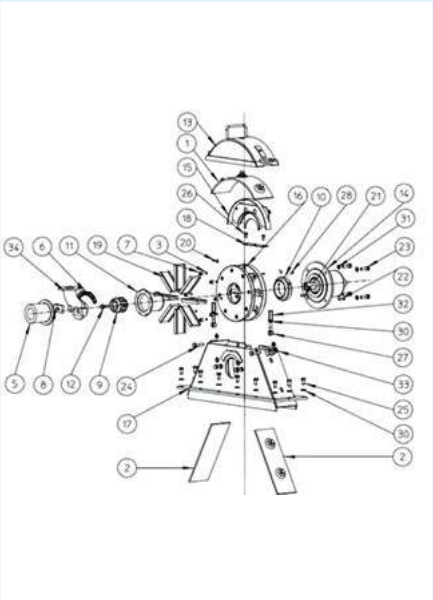
Таким образом, на сегодняшний день разработана замена следующих деталей:

- линия очистки и грунтовки Gietart Orange;
- рабочее колесо турбины дробометного аппарата.

Всего на линии очистки установлено шесть турбин, где были заменены все рабочие колеса. Стоимость одного рабочего колеса, предлагаемого заводом-изготовителем, составляет 320 000 руб. Затраты на изготовление одного колеса на базе АО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» равны 48 000 руб. Суммарный экономический эффект — 1,6 млн руб.

На той же на линии очистки потребовалась замена шести подшипниковых узлов. Стоимость одного предлагаемого заводом-изготовителем узла составляет 165 000 руб. Изготовление одного узла в условиях нашего завод обходится 25 000 руб. Таким образом, экономический эффект равен 0,84 млн руб.

Одной из недавних работ является модернизация выбивной решетки в цехе титанового литья. Сергей Николаевич внес изменения в конструкцию с целью усиления решетки. В последующем данная решетка изготовлена и установлена в цехе.



Комплексное проектирование технологических производств

Д.В. Синицын
Генеральный директор
ООО «ГСИ-Гипрокаучук», Москва, Россия

ООО «ГСИ-Гипрокаучук» (дочернее предприятие АО «Глобалстрой-Инжиниринг») является правопреемником проектного и научно-исследовательского института промышленности синтетического каучука.

Основная деятельность ООО «ГСИ-Гипрокаучук» на протяжении десятилетий определялась потребностью страны в синтетических каучуках. Сегодня мы расширяем сферы своей деятельности, занимаясь актуальным спектром направления проектных работ и услуг, среди которых:

- комплексное проектирование химических, нефтехимических, нефте-, и газоперерабатывающих производств с объектами инфраструктуры, включающее разработку проектно-сметной и конструкторской документации;
- обустройство нефтяных месторождений и объектов комплексной подготовки нефти и газа;
- разработка проектов реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов и сооружений магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;
- проектирование морских нефтегазопромысловых сооружений;
- проведение комплексных инженерных изысканий для строительства;
- оказание консалтинговых услуг.

В настоящее время в институте работают более 400 инженерно-технических специалистов, большинство из которых — опытные проектировщики, со стажем работы в отрасли не менее 8 лет.

В ООО «ГСИ-Гипрокаучук» помимо московского головного офиса, в котором есть все отделы необходимые для выполнения проектных работ во всех частях, входят:

- Воронежский комплексный отдел (проектирование технологического и монтажного разделов, строительное проектирование, КИП и А, системы пожаротушения);
- Рязанский строительный отдел;
- Нижнекамский отдел (авторский надзор за строительством зданий и сооружений);
- Казанский электротехнический отдел;
- Севастопольский комплексный отдел по проектированию морских сооружений.

По проектам ООО «ГСИ-Гипрокаучук» за последнее время построено большое количество нефтехимических производств, включая производство полистирола общей мощностью 200 тыс. т/год; производство галобутилкаучуков мощностью 35 тыс. т/год, осуществлена реконструкция производства альфа-олефинов мощностью 37,5 тыс. т/год для ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Большой опыт, накопленный специалистами ООО «ГСИ-Гипрокаучук», позволил довольно успешно выполнять работы для нефтеперерабатывающих заводов. Нами выполнены следующие проекты: «Строительство 1-й очереди Комплекса по подготовке и переработке нефти и газа производительностью 1 млн т сырой нефти в год» (ООО «Енисей), «Техперевооружение установки АВТ (ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»), «Комплекс гидроочистки средних дистиллятов (КГСД). Объекты общезаводского хозяйства» (ОАО «ТАИФ-НК»). Сейчас для АО «ТАНЕКО» разрабатывается рабочая документация по проекту «Объекты общезаводского хозяйства строительства «Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов».

В рамках диверсификации проектного бизнеса ООО «ГСИ-Гипрокаучук» выполнял проекты по обустройству месторождений, хранению и транспортировке нефти и газа. Для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» была разработана проектная и рабочая документация по объекту «Транспортная система жидких углеводородов с месторождений Большехетской впадины». К сложным объектам следует отнести обустройство Харьягинского месторождения, так как необходимо было учитывать влияние вечной мерзлоты на принимаемые проектные решения.

Нами также были выполнены работы по проектированию линейных объектов, такие как «Расширение трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) Участок №1 Усть-Кут-Талаканское месторождение» (ПАО «Транснефть»), «Магистральный нефтепровод «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Южный вариант» (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»), «Компаундирование и сдача нефти с Ярегского месторождения в систему «Транснефть» (ООО «ЛУКОЙЛ-Транс») и ряд других объектов.

Также особое место в деятельности ООО «ГСИ-Гипрокаучук» отводится проектированию морских нефтегазопромысловых сооружений. Близится к завершению проект «Разработка рабочей документации строительства морской ледостойкой платформы ЛСП-2», которая предназначена для бурения и добычи нефти на месторождении им. В. Филановского. Для выполнения проектов на высококачественном уровне предприятием внедрено и успешно используется 3D-проектирование на базе программы PDMS и специализированных программ для осуществления технологических, строительных, прочностных, гидравлических расчетов (AspenONE, CHEMCAD, SCAD, Lira, СТАРТ, Гидросистема и другие). Все информационные решения строятся на базе программных продуктов ведущих компаний: MicrosoftCorp, AVEVA, AutoDesk, BentleySystems и так далее. Управление проектами организовано с применением Oracle PrimaveraP6.

Нами накоплен большой опыт сотрудничества с компаниями из США, Великобритании, Италии, Германии, Индии, Китая и др. ООО «ГСИ-Гипрокаучук» имеет большой опыт в сопровождении проектных работ зарубежных фирм для России, выполненных по международным стандартам, в части анализа технических проектных решений, уровень которых должен быть не ниже требуемого российскими стандартами.

Основное конкурентное преимущество ООО «ГСИ-Гипрокаучук» — комплексное выполнение проекта строительства, начиная с инженерно-геологических изысканий и заканчивая выполнением проектной и рабочей документации во всех частях с последующим авторским надзором за строительством. ООО «ГСИ-Гипрокаучук» придерживается принципа постоянного совершенствования производственных процессов и гармонизации деятельности в соответствии с международными нормами, повышения квалификации коллектива сотрудников и внедрения передовых практик проектирования. Так, Интегрированная система менеджмента ООО «ГСИ-Гипрокаучук» сертифицированам в TÜV NORD CERT GmbH по ISO 9001: 2008 , ISO 14001-2004, BS OHSAS 18001-2008. Контроль за качеством работ в ООО «ГСИ-Гипрокаучук» осуществляется согласно стандартам ISO и ИСМ.

Стратегическая цель ООО «ГСИ-Гипрокаучук» — стать компанией международного уровня, оказывающей широкий спектр услуг, начиная от формирования и обоснования идеи проекта до управления проектом в целом.

105318, Москва,
ул. Ибрагимова, д. 15, корп. 1
Тел.: +7 (499) 973-75-75 (доб.7072, 7678)
Факс: +7 (499) 402-89-18 (доб. 7785)
welcome@gpkauchuk.ru
www.gpkauchuk.ru

TATNEFT

ЦЕНТР НОРМАТИВНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

Является правопреемником 60-летнего опыта оказания комплекса услуг, направленных на совершенствование экономики предприятий ПАО «Татнефть» и сторонних организаций. Сегодня наш центр сотрудничает с крупнейшими нефтегазодобывающими компаниями Российской Федерации и стран СНГ. Профессиональный состав работников центра включает специалистов в различных областях — строительство и капитальный ремонт скважин, нефтедобычи, автоматизации производства, энергетики и нефтепереработки.

Направления деятельности ЦНИР

Нормирование

- Разработка норм и нормативов трудовых, материальных и транспортных ресурсов
- Разработка нормативов численности работников
- Стандартизация производственных процессов

Актуализация документов

- Пересмотр нормативов
- Анализ численности персонала
- Анализ затрат рабочего времени

Современные методы управления

- Системы непрерывных улучшений
- Внедрение процессного подхода
- Внедрение проектного подхода
- Внедрение бережливого производства

Аналитика и исследования

- Разработка карт потока ценности
- Анализ эффективности потребления предприятиями трудовых, материальных ресурсов
- Выявление потерь, подготовка предложений по сокращению затрат

Гарантии нашим партерам

- Оперативность и качественное выполнение работ
- Оптимальная цена
- Работы в соответствии с требованиями российских и зарубежных стандартов
- Использование расширенной правовой и собственной нормативно-методической базы
- Обеспечение полной сохранности всей конфиденциальной информации Заказчика
- Долгосрочное, доверительное и взаимовыгодное сотрудничество

Опыт и профессионализм позволяют нам эффективно решать любые задачи в области организации и стимулирования труда, нормирования ресурсов, разработки корпоративных стандартов и проектов, повышения эффективности деятельности подразделений, совершенствования организационной структуры, внедрения элементов бережливого производства, выстраивания бизнес-процессов.

423450, РФ, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Марджани, д. 82
Отдел по продвижению услуг внешним заказчикам:
+7 (855-3) 31-78-75
www.cnir.tatneft.ru

ПКБ АСУ НЕФТЬ

КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ ОТ СКВАЖИНЫ ДО ТОВАРНОГО ПАРКА

СУ СТМ

Станция телемеханики нового поколения на базе контроллера Phoenix Contact

И.А. Шайнуров
Ведущий специалист
info@pkbasu.ru

ПКБ АСУ-нефть, Тюмень, Россия

Ключевые слова
АСУТП, общестанционный контроллер, куст скважин, узел запорной арматуры

Компания ПКБ АСУ-нефть – одна из ведущих российских компаний-разработчиков автоматизированных систем управления для нефтедобывающего производства. Компания имеет многолетний опыт разработки, производства, монтажа и наладки станций управления систем телемеханики (СУ СТМ). В настоящее время произведено более 2500 СУ СТМ для самых различных задач. Появление новых требований и задач со стороны нефтедобывающих компаний, новые финансово-экономические условия, техническое развитие вычислительной техники, средств измерения, оборудования связи и коммутации приводят к обновлению линейки выпускаемого оборудования, в том числе и СУ СТМ. Портфель решений компании ПКБ АСУ-нефть в области систем телемеханики пополнился изделием – СУ СТМ на компонентах Phoenix Contact.

СУ СТМ предназначена для построения системы телемеханики нефтяного или газового промысла и выполняет функции сбора, передачи информации с технологического оборудования на верхний уровень системы ТМ, управления технологическим оборудованием в автоматическом режиме или по команде с верхнего уровня.

Среди основных преимуществ СУ СТМ на базе контроллера Phoenix Contact:

- Истинное немецкое качество комплектующих;
- Двойное тестирование компонентов и станции в целом;
- Конкурентоспособная цена;
- Простота монтажа за счет пружинной технологии соединения проводников COMBICON;
- Простота конфигурирования и диагностики;
- Максимальная гибкость – возможность расширения модулями InLine;
- Поддержка большого парка агрегатных контроллеров, устройств и оборудования;
- Компактные размеры модулей ввода/вывода позволяют сохранить пространство в шкафу управления, а также обеспечивают заменяемость устаревших контроллеров других типов без демонтажа шкафа управления;
- Оперативная техническая поддержка.

Поддерживаемы системы связи: GSM, GPRS, WiFi, WiMAX, Motorola CANOPY, УКВ, ADSL, выделенные линии и оптоволоконные каналы.

Технические характеристики:

- Базовый компонент: **программируемый контроллер PHOENIX CONTACT класса 100**;
- Процессор: **Altera Nios II 64 МГц**;
- Объём памяти программ/данных: **1Мб/1Мб**;
- Рабочая температура: **от -40°С до +60°С (модели ХС), исполнение с автоматическим обогревом**;
- Готовность к работе в составе телемеханики **куста скважин, узла запорной арматуры, удаленного площадочного объекта**.
- Количество сигналов ввода-вывода: **до 700**;
- Количество подключаемых по RS485 (MODBUS RTU) устройств: **до 60**;
- Защита портов: **УЗИП PLUGTRAB**;
- Коммуникационные протоколы: **Modbus/TCP, WEB, FTP**;
- **2 порта RS485, 2 порта Ethernet**;
- Напряжение питания: **24В пост. тока**;
- Бесперебойное питание: **ИБП 24В 3-го поколения**;
- Буферизация обмена: **до 2 суток**.

ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

АДКУ-2000+ | АДКУ Web | Другие

Узлы запорной арматуры

Запорная арматура, сигнализаторы прохождения разделителей, датчики герметичности камеры, камеры, ёмкости, датчики давления и температуры.

СУ СТМ на базе PHOENIX CONTACT

Удаленный площадочный объект

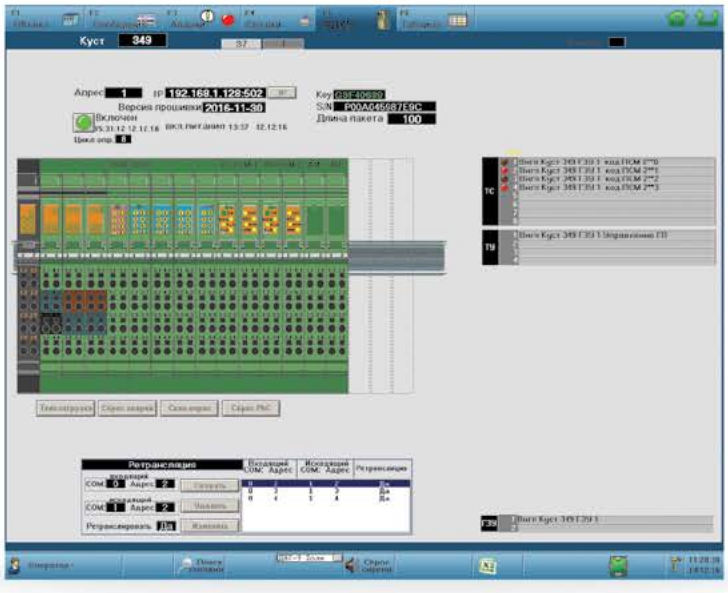
Насосы, ёмкости, сепараторы, резервуары, запорная арматура, печи, котлы, электростанции, факельное хозяйство, реагентное хозяйство, узлы учёта, датчики.

КУСТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

- Скважины добывающие и нагнетательные, с СУ ЭЦН, ШГН: АЛСУ, Борец, ИРЗ, Каскад, Новомет, НЭК, Орион, Регион2000, Телескоп, Триол, Электон, Юганск, ElectroSpeed, Keltronics, SpeedStar, Vortex, REDA-Uniconn.
- Групповые замерные установки: АСМА, Дебит, ОЗНА-Импульс, ОЗНА-Массомер, ОЗНА-Vx, Мега, Мера, Мера-ММ, СКЖ, Спектр-М, Спектр-Спутник, Электрон, Argosy.
- Счетчики Электроэнергии: Альфа, Меркурий, МИР, СЭТ, BFM.
- Установки подогрева скважин: НЭК, УПС
- Модульные кустовые насосные станции: БНСП Новомет, ГНС Reda, ГНУ, САУНА, СУНА, ШУН.
- Системы телединамометрирования: ДНП, Квантор, Интротест
- Счетчики расхода: МУР, Dymetic
- УДХР: Акустика, Ареопаг, ИНЭР, ОЗНА, ПКБ, Позитрон, Синергия, Электон-12, Электрон, Эталон.
- Установки депарафинизации скважин: СУЛС, Циклон
- Концентраторы, беспроводные датчики: Гамма, ИМ, КСМ, СПИ, Тэкон, Emerson, Flowsic и др.

Поддерживаемое оборудование

Программное обеспечение контроллера позволяет наращивать, включать, либо исключать различные функции. Мощные ресурсы контроллеров позволяют реализовать станцию управления, совмещающую в себе КП телемеханики и функции управления ГЗУ в одном контроллере.



Мнемосхема конфигурирования

Из функциональных блоков можно выделить следующие:

- Модуль сканирования телесостояний;
- Модуль текущих телеизмерений с постоянным контролем величины отклонения, предельных значений и обрыва датчика;
- Модуль интегральных телеизмерений, для выдачи мгновенных и накопленных значений расхода за заданный промежуток времени;
- Модуль управления групповыми замерными установками (до 2-х установок);
- Нижний уровень клиента Modbus, с постоянным контролем состояния связи, важных телесостояний, контролем величины отклонения и предельных значений телеизмерений;
- Модуль организации ретрансляции;
- Блок контуров управления, позволяющий управлять запорной арматурой, подпорным насосом, насосом откачки, нагревателем, вентиляцией загазованности, резервным оборудованием, поддержка импульсного, потенциального и периодического режима управления, формирование аварий управления;
- Модуль самодиагностики;
- Модуль формирования буфера передачи.

Программное обеспечение станции реализовано по модульному принципу, может поставляться в различных комбинациях и допускает удаленную загрузку прикладных программ.

Доступен встроенный свободно программируемый веб-сервер для визуализации при помощи ПО WebVisit. Для простого ввода в эксплуатацию – универсальная программа Connect+.

Более детальная настройка параметров и программирование контроллеров осуществляется в поддерживающем стандарты МЭК 61131 программном обеспечении PC WORX, бесплатная версия EXPRESS доступна для загрузки через интернет.

Право на использование программного обеспечения станции защищено лицензией.

В настоящий время проведены испытания СУ СТМ на базе контроллера PHOENIX CONTACT на объектах «Газпром нефть». Превосходное качество сборки и комплектующих станций телемеханики предопределяет выбор Заказчика в пользу продукции ООО «ПКБ АСУ-нефть».

ООО «ПКБ АСУ-нефть»

625000, Тюмень, ул. Герцена, 86а.
т./ф. (3452) 757-223, 757-224, 757-225
info@pkbasu.ru
www.pkbasu.ru

КОМПЛЕКСНАЯ ПОСТАВКА ПОДШИПНИКОВ

SCHAEFFLER

Концерн Schaeffler имеет самую широкую паллету поставки продукции, среди других мировых производителей подшипников. Для заказа доступно более 225 000 наименований подшипников качения, скольжения, линейных направляющих и сопутствующих изделий.

Schaeffler является одной из крупнейших мировых компаний-производителей подшипников.

В состав компании входит около **80 предприятий** по всему миру и более **150 торговых представительств**. Штат сотрудников около **90 тыс. человек.**

Вся продукция концерна Schaeffler поставляется в Россию только через ООО «Шэффлер Руссланд» и распространяется только через сеть официальных дистрибьюторов.

INA FAG Крупнейший склад подшипников INA FAG В России.

ксена ООО «Ксена» осуществляет поставку оригинальной подшипниковой продукции из первых рук.

ЛОГИСТИКА

Заводы → Единый логистический центр → Склад перевозчика GTLS → Таможенная очистка товара М.О. → Склад временного хранения → Склады дилеров

РАЗВЕТВЛЁННАЯ СЕТЬ ФИЛИАЛОВ КОМПАНИИ

с высококвалифицированными сотрудниками

Мы не просто продаем подшипники.
Мы оказываем всестороннюю поддержку нашим клиентам, как собственными силами, так и с привлечением специалистов Schaeffler!

ПОДДЕРЖКА ПРОДАЖ СО СТОРОНЫ

ООО «Ксена» и ООО «Шэффлер Руссланд»

Оказание технических консультаций специалистам на местах.

Аудит производств, определений слабых мест в оборудовании.

Мониторинг состояния подшипников в узлах и механизмах.

Проведение обучений.

Проведение шэф-монтажа крупногабаритных подшипников.

Создание 3 месячного нескончаемого запаса подшипников на базе ООО «Ксена» (обсуждается).

Создание консигнационных складов на каждом предприятии (обсуждается).

Возможность дозаказа позиций из общего списка потребности с сохранением подписанных цен (фиксация цен на продукцию на 1 год).

ООО «КСЕНА»

614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 55
+7 (342) 269-68-05; +7 (342) 269-68-06; +7 (342) 269-68-07; +7 (342) 269-68-08; +7 (342) 242-97-07, +7 (342) 242-97-08, +7 (342) 214-43-06, +7 (342) 214-43-07.
spa@kcena.ru
www.fag.kcena.ru

УДК 620.193

Экспериментальное определение методической погрешности измерения температуры газового потока в стальной трубе с помощью накладных датчиков температуры

В.М. Карюк
директор
karuk@binar.ru

А.В. Мальков
н.с.
mav6777@mail.ru

В.Н. Бойков
начальник отдела
boikov@binar.ru

А.С. Суродеев
инженер
surodeev@binar.ru

ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В статье рассмотрена возможность измерения температуры газа в стальной трубе с помощью накладных термодатчиков. Приведены экспериментальные результаты по определению погрешности представленного метода измерений. Сформулированы рекомендации по применению накладных термодатчиков.

Ключевые слова
газодобывающие скважины, температура измерения, погрешность измерения, беспроводные технологии, накладные термометры

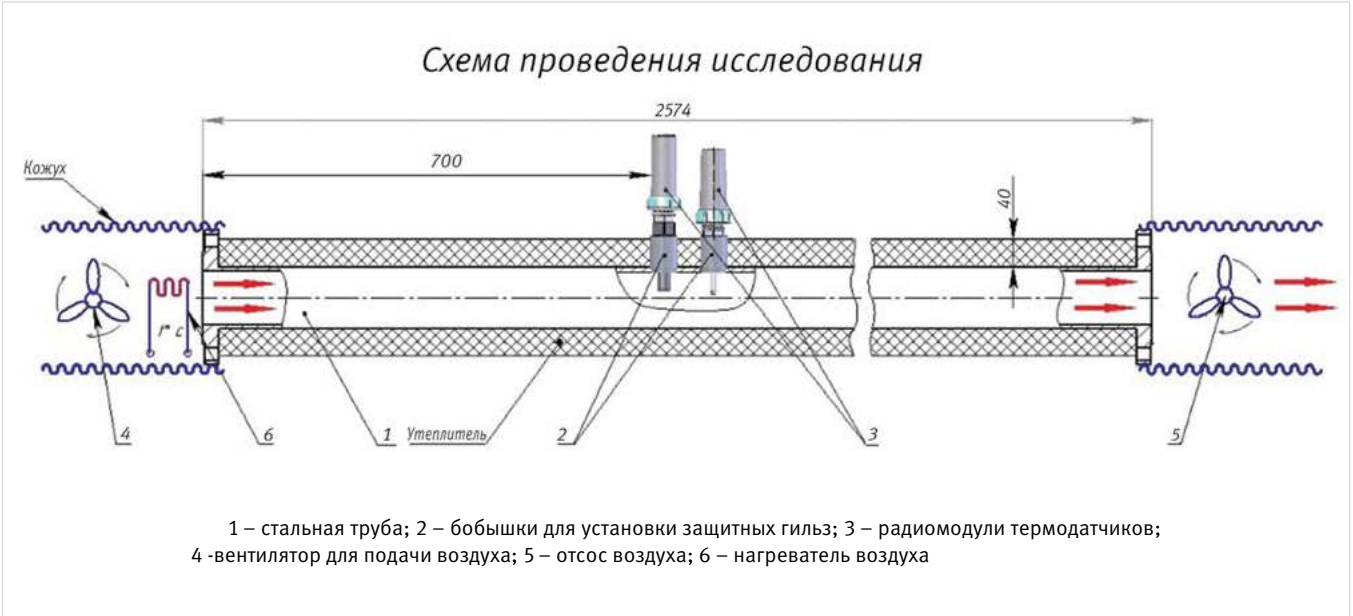
В некоторых практических случаях для получения данных о режимах работы газодобывающей скважины необходим постоянный контроль над температурой газа, поступающего из скважины в трубу газопровода. При этом для определения режима не требуется высокой точности измерения температуры. Зачастую применение типовых термометров, устанавливаемых в защитной гильзе в газовый поток, недопустимо из-за опасности её разрушения механическими примесями, присутствующими в газовом потоке. Простым решением является применение накладных датчиков, регистрирующих температуру наружной поверхности трубы, по которой возможно определять температуру газа в трубе. Важно понимать, какие при этом возникают погрешности и какие конструктивные решения необходимо применять с целью снижения этих погрешностей.

В реальных условиях измерения температуры среды всегда возможны некоторые расхождения между температурой измеряемой среды и температурой погружаемого в нее датчика. Результаты измерений предопределяются не только свойствами регистрирующего прибора, но и тем насколько удается приблизить температуру датчика к температуре измеряемой среды. Разность при этом и составляет ошибку измерений. Величина ее зависит от конструкции элементов датчика и способа его размещения в измеряемой среде, влияния тепловых мостов, теплопроводности применяемых материалов в конструкции датчика и его тепловой инерции.

В работе приведены результаты определения опытным путём погрешностей, возникающих при измерении температуры газового потока в стальной трубе, за счёт процессов теплопередачи в элементах датчиков температуры. Приводятся рекомендации по конструктивным решениям для снижения погрешностей и определена величина расхождения между температурой, регистрируемой накладными датчиками, температурными датчиками штатной конструкции и температурой газа для конкретных условий проведения измерений.

Целью исследований является определение возникающих погрешностей и выработка рекомендаций по конструктивным решениям накладных термодатчиков, регистрирующих температуру наружной стенки трубы, для определения с их помощью температуры газового потока в стальной трубе.

Схема проведения исследований приведена на рис. 1. На стальной трубе 1, имитирующей газопровод, закреплялся накладной датчик, а также посредством бобышек 2 устанавливались термодатчики различных конструкций 3. С одного конца трубы подавался нагреваемый воздух 4, с другого конца проводился отсос воздуха 5. Каждый эксперимент начинался с комнатной температуры. Нагрев воздуха осуществлялся электронагревателем 6. В ходе эксперимента велась непрерывная регистрация показаний датчиков. Исследования проводились при различных вариантах теплоизоляции трубы и различных способах установки термодатчиков.



1 – стальная труба; 2 – бобышки для установки защитных гильз; 3 – радиомодули термодатчиков; 4 -вентилятор для подачи воздуха; 5 – отсос воздуха; 6 – нагреватель воздуха

Рис. 1 — Схема проведения экспериментов

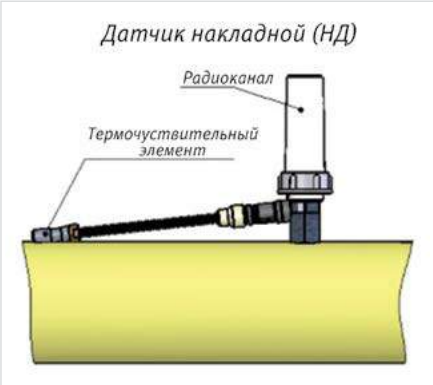


Рис. 2 — Внешний вид накладного датчика температуры

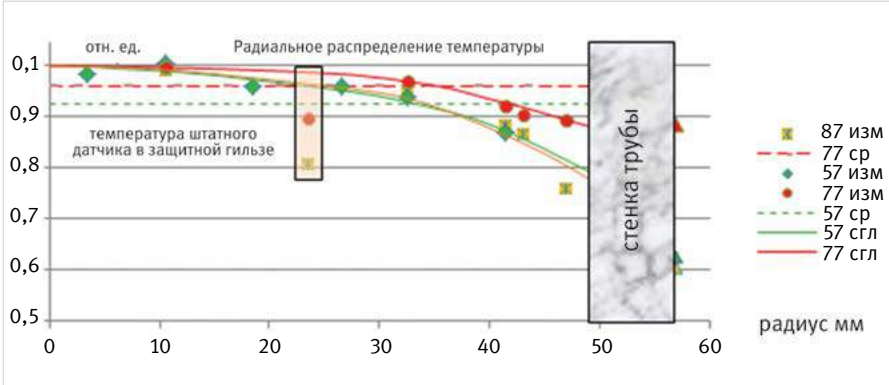


Рис. 3 — Результаты измерения радиального распределения температуры в трубе

В проведенных экспериментах в трубу подавался воздух при его непрерывном разогреве от комнатной температуры до максимальной в данном цикле.

В качестве чувствительного элемента во всех температурных датчиках применена цифровая 13 битовая термочувствительная микросборка ADT-7301, которая устанавливалась в тонкостенном защитном кожухе. Для улучшения теплопередачи от корпуса к чувствительному элементу термодатчика использовалась термопаста КПТ8.

На рис. 2 приведен вид накладного датчика температуры.

Регистрация сигналов от термосборки, преобразование в натуральные величины и передача на записывающую аппаратуру проводилась с помощью сенсорного модуля BH1225.700. Термочувствительная сборка к сенсорному модулю пристыковывалась с помощью гибкого кабельного подвода, зачехленного в металлорукав Р3-ЦП6 в ПВХ изоляции (такое решение продиктовано требованиями уменьшения теплоотдачи от датчика к измерительному модулю с одновременным обеспечением взрывобезопасности).

Непосредственные измерения температуры наружной поверхности стальной трубы газопровода диаметром 114 мм, с толщиной стенки 8 мм, показали, что при средней температуре газа около 60°С и отсутствии теплоизоляции трубы, температура внешней стенки трубы меньше температуры газа на 22°С. Из этого следует, что определение температуры газа в трубе, не покрытой теплоизоляционным слоем, на основании измерений температуры накладными датчиками, имеет значительную погрешность. Основные погрешности определяются потерей тепла через стенку трубы в окружающую атмосферу. Уменьшение этих потерь достигается посредством теплоизоляции трубы в месте установки датчиков. Наращивание толщины теплоизоляции трубы снижает эти потери, следовательно, уменьшается погрешность в определении температуры газа, но при этом возрастают технологические сложности в изготовлении изоляционного слоя. Реализованный компромисс при выборе толщины изоляции и допускаемой погрешности показал, что при теплоизоляции из энергофлекса толщиной 40 мм, температура поверхности трубы ниже температуры газа на 8%.

Проведённые сравнительные измерения с различной протяженностью теплоизоляционного слоя показали, что длина теплоизоляционного слоя на наружной поверхности газопровода должна быть не менее 700 мм с обеих сторон от места установки датчика.

Поскольку стенка трубы является тепловым мостом от газа к внешней атмосфере, то газ около стенки трубы, остывающий за счет передачи тепла на стенку трубы, имеет более низкую температуру, чем газ вдоль оси трубы. Внешняя поверхность трубы также имеет температуру, меньшую, чем внутренняя поверхность. Проведённые измерения показали, что наличие теплоизоляции влияет на радиальное распределение температуры.

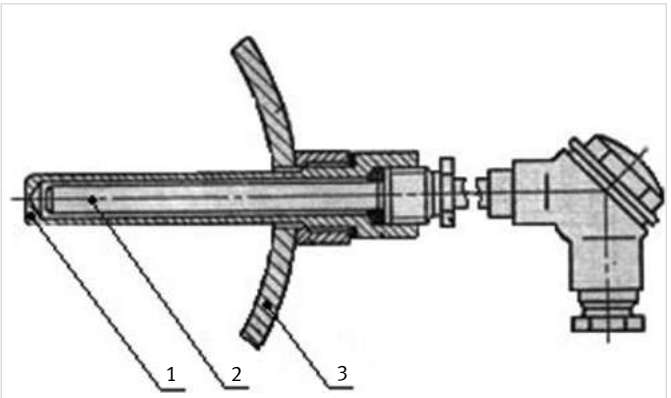
На рис. 3 приведены результаты измерения радиального распределения температуры.

Наличие теплоизоляции трубы, вследствие уменьшения теплового потока от трубопровода в атмосферу, приводит к выравниванию распределения температуры по радиусу трубы. Это выглядит как «расширение» зоны «теплого» газа в трубе и создаёт эффект приближения температуры накладного датчика к температуре газа в трубе.

Для применяемых на практике в газовой отрасли (штатных) термометров, погруженных в газовый поток, изображенных на рис. 4, чувствительная часть термометра закрыта защитным чехлом датчика, который устанавливается в защитную гильзу.

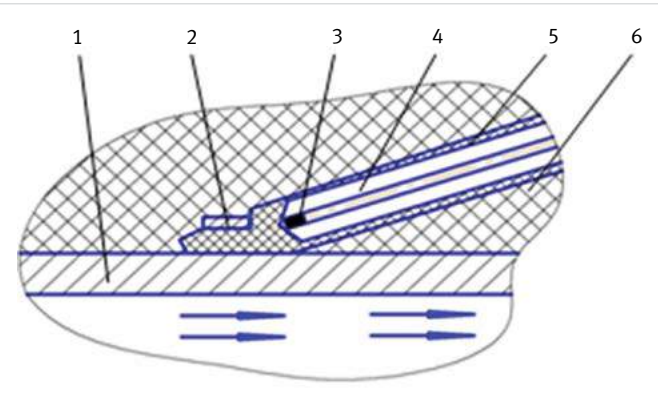
Гильза необходима для обеспечения целостности измерительной части и возможности её установки внутрь трубы для проведения измерений в среде с рабочим давлением и скоростными напорами, превышающими прочностные характеристики защитного чехла термочувствительного элемента. Для улучшения теплопередачи между защитной гильзой и защитным чехлом зазор между ними рекомендуется заполнять трансформаторным маслом.

Для накладных датчиков основные погрешности при измерении температуры вносят потери при теплопередаче и рассеянии тепла элементами датчика. Для минимизации этих погрешностей предложена конструкция накладного датчика изображенного на рис. 5.



1– стенка трубы газопровода; 2 – защитный чехол термодатчика; 3 – защитная гильза

Рис. 4 — Конструкция «штатного» датчика измерения температуры.



1 – стенка трубопровода; 2 прижимной хомут; 3 – термочувствительный элемент ADT-7301; 4 – теплопроводящая паста КПТ8; 5 – защитный чехол; 6 – слой теплоизоляции

Рис. 5 — Рекомендуемая конструкция накладного термодатчика.

Термочувствительный элемент устанавливается в тонкостенный защитный чехол 5, который изготавливается также как, и труба из стали, с целью предотвращения возникновения гальванической пары с трубой газопровода. Для максимального приближения термочувствительного элемента ADT-7301 3 к поверхности трубы 1 размер защитного чехла 5 минимизирован и его корпус выполнен в виде усеченного цилиндра. Зазор между термочувствительным элементом и защитным чехлом заполнен теплопроводящей пастой КПТ8 4. Защитный чехол датчика прижимается к наружной стенке трубы с помощью хомутов 2.

На рис. 6 приведена фотография такого накладного датчика. Место установки датчика и сам датчик теплоизолированы от внешнего окружения при помощи теплоизоляционного покрытия.

Описанная конструкция позволяет измерять температуру наружной поверхности трубы газопровода без дополнительных погрешностей, вносимых термодатчиком. Подключение термодатчика к измерительному модулю выполнено посредством гибкого кабеля. Передача сигналов от измерительного модуля осуществляется посредством радиомодуля ВН1225.700 по беспроводной технологии. Это обеспечивает простоту и оперативность в установке накладных датчиков и не требует подведения линий связи и электропитания.

Измерения температуры газа в стальной трубе с помощью температурных датчиков (термометров), не имеющих непосредственного контакта с газом, обладают большой инерционностью.

Наличие в штатных датчиках температуры элементов механической защиты, обеспечивающих сохранность термосборок, а также присутствие масла в конструкции термодатчика, приводит к временным задержкам в показаниях датчика при изменениях температуры газа, а также к тому, что температура термодатчика не достигает температуры газа. Это вызвано тем фактом, что наряду с поступлением тепла от газа на корпус термодатчика, имеет место отток тепла через корпус защитной гильзы к стенке трубы.

Такой же эффект наблюдается и при установке датчиков на наружной поверхности трубы. Временная задержка регистрации температуры составляет от 30 до 70 мин, при этом штатные датчики обладают лучшим временным разрешением по сравнению с накладными датчиками. Это обусловлено тем, что защитная гильза обтекается горячим газом со всех сторон и тепло поступает со всей внешней поверхности, окружённой газом. В случае накладных датчиков, тепловой поток поступает только с внутренней стенки трубы, и одновременно с приходящим теплом имеет место отток тепла через наружную стенку трубы во внешнюю атмосферу. К тому же температура пристенного слоя воздуха ниже температуры воздуха в остальном сечении. На временные задержки в измерении температуры толщина теплоизоляционного слоя на трубе, как показали измерения, практически не влияет.

Результаты проведенных исследований подтверждаются проведенными натурными испытаниями накладного датчика температуры в ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» в октябре 2012 года (рис. 7).

В ходе экспериментов не проводились исследования влияния климатических условий эксплуатации на погрешность измерений температуры. Можно предположить, что наличие солнца, ветра, дождя или снега внесёт дополнительные коррективы в точность определения температуры газа. При этом в различных условия эксплуатации возможно как увеличение, так и уменьшение погрешности.

Итоги

Определение температуры газа в трубе, не покрытой теплоизоляционным слоем, по измерениям температуры, как накладными, так и штатными датчиками имеет значительную погрешность. При средней температуре газа около 60°С температура внешней стенки трубы достигает 37,5±0,6°С, а температура, регистрируемая штатными датчиками, составляет 48±0,6°С.

Уменьшение этих погрешностей достигается путем установки теплоизоляции. В этом случае при средней температуре газа около 60°С температура внешней стенки трубы достигает 55,2±0,6°С, а температура, регистрируемая штатными датчиками, составляет 56,7±0,6°С. Наличие локальной теплоизоляции в месте установки накладного термодатчика недостаточно, поэтому требуется изолировать также соседние участки трубы, не менее чем по 700 мм с обеих сторон от места установки датчика. В этом случае, уменьшение теплового потока от трубопровода в атмосферу, приводит к более «плоскому» распределению температуры по радиусу трубы. Это выглядит как «расширение» зоны «теплого» газа в трубе и создаёт эффект приближения температуры накладного датчика к температуре газа в трубе. Увеличение толщины теплоизоляции трубы уменьшает погрешность в определении температуры газа, но при этом возрастают технологические сложности в изготовлении изоляционного слоя. С целью снижения тепловых потерь в месте установки датчиков необходимо изолировать их корпуса.

Выводы

Измерение температуры наружной стенки трубы газопровода позволяет определить температуру газа в трубе с точностью ~8% и временными задержками порядка 60 мин. При этом необходимо изолировать отрезок трубы в месте установки датчика не менее, чем по 700 мм с обеих сторон, а толщина теплоизоляционного слоя должна быть не менее 40 мм (эквивалентно энергофлексу). Также рекомендуется изолировать корпус накладного датчика от окружающей среды.

БИНАР

607188, Нижегородская область, г. Саров, Южное шоссе, д. 12, стр. 17А,
+7(83130) 7-53-50, 7-53-53
binar@binar.ru
www.binar.ru

Рис. 6 — Фото накладного датчика

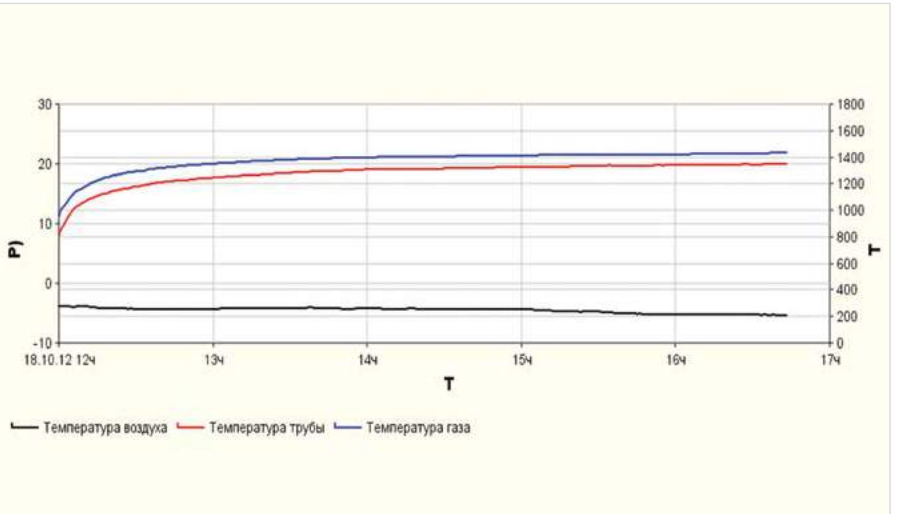


Рис. 7 – Результаты замеров температуры газа штатным термометром и стенки трубы накладным датчиком в ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

БМРЗ-100

Эффективное решение для объектов вторичного распределения

Устройства серии БМРЗ-100 предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации различных присоединений на напряжении 6-10 кВ, а также АВР в сетях 0,4 (6; 10) кВ.

Более 50 000 устройств введено в эксплуатацию

- Расширенный функционал регистрации аварийных событий
- Две программы уставок
- Количество дискретных входов/выходов: 10/10
- 12 назначаемых светодиодов, 2 назначаемые кнопки
- Встроенная функция определения места повреждения
- Функция непрерывной самодиагностики
- Нечувствительность к прерыванию напряжения питания до 2,6 с
- Улучшенный алгоритм поиска ОЗЗ
- Расчет ресурса выключателя
- Работа с устройством через USB порт без подачи питания

Единое ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики

ООО «НТЦ «Механотроника» более 25 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих и создает новые устройства и решения, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**
www.mtrele.ru

ООО «СЭП»: Инновационные технологии и поставки оборудования нового поколения

А.А. Андреев
главный инженер

ООО "СЭП", Брянск, Россия

Специалисты нефтяной отрасли и участники ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефтепродуктов и пожарами, в «Год Экологии» — 2017 с особым пониманием относятся к требованиям, предъявляемым к используемому оборудованию по эффективности, надежности, предотвращению вредных выбросов в атмосферу и загрязнению окружающей среды.

Сложность ликвидации и тяжесть последствий пожаров нефтяных резервуаров общеизвестны. Существующие внешние нормативные средства пожаротушения — пенные, подслойные или газовые не всегда эффективны и надежны ввиду сложности систем и отказов, особенно при низких температурах окружающей среды.

Предприятие ООО «Скорая Экологическая Помощь» разрабатывает и выпускает продукцию по трём основным направлениям:

- резервуарное оборудование;
- средства для локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов (ЛАРН);
- оборудование для переработки нефтешламов и загрязнённых грунтов.

К одним из последних разработок можно отнести:

Блочные алюминиевые полноконтактные понтоны с пенополиуретановым наполнителем для резервуаров ёмкостью от 200 до 50 000 (100 000) м³ исполнения ПП являются понтонами нового поколения.

С возникновением пламени, т.е. в начальный период не допуская развития мощного горения, при температуре менее 200°С на очаг возгорания сбрасывается тушащий материал. Даже в случаях неполного тушения очага возгорания происходит не менее десятикратное снижение мощности пламени, что в свою очередь заметно снижает температурную радиацию, влияющую на смежные резервуары, кроме того, создаются более благоприятные условия для работы мобильных средств пожаротушения и безопасности личного состава.

Предложенная технология применения понтонов и резервуаров с пакетированным тушащим материалом для самотушения очагов возгорания в резервуаре эффективна, перспективна, автономна и имеет сравнительно низкую стоимость.

БПА 200...50 000 ПП сокращают потери от испарений на 98–99% и обеспечивают самотушение в случае возгораний в резервуаре (фото 1).

Предприятие ООО «СЭП» имеет возможность изготовления и поставки специальных кассет с пакетированным тушащим материалом и для резервуаров РВС, не оснащенных понтонами, обеспечивающих самотушение возгораний в резервуаре до срабатывания автоматических нормативных средств пожаротушения (фото 2а, б,в).

В блочных алюминиевых полноконтактных понтонах применены самые современные материалы и технологии, обеспечивающие в сравнении с алюминиевыми или металлическими понтонами на полых цилиндрических поплавках, следующие улучшенные свойства и качества:

- по снижению потерь от испарений: поверхость продукта практически полностью закрыта погруженным на 8–14 мм ковром понтона толщиной 42 мм в жидкость, между поверхностью продукта и

Фото 1 — Блочный алюминиевый понтон для резервуаров РВСП-200...50 000пп

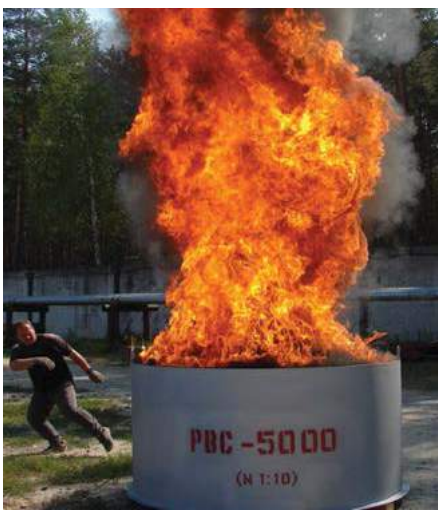


Фото 2а — Процесс горения нефтепродукта в резервуаре без применения тушащего материала (13 сек. после поджога)

Фото 2б — Спустя 8 сек. после поджога нефтепродукта в резервуаре с пакетированным тушащим материалом

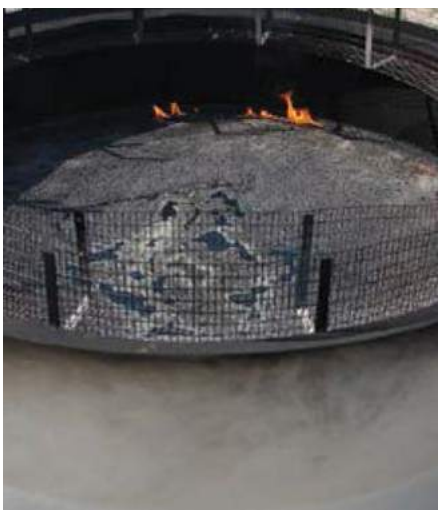


Фото 2в — Состояние поверхности через 8 минут 18 сек. после поджога

Фото 3 — Установка для утилизации замазученных грунтов, буровых и нефтешламов

поверхностью понтона отсутствует пространство, т.е. ликвидирована поверхность испарения;

- по взрыво-пожаробезопасности: из-за ликвидации «газовой подушки» — пространства между поверхностью продукта и поверхностью понтона, заполняемого парами хранимого продукта, ликвидирован основной потенциальный источник или среда для возникновения пожара или взрыва резервуара;
- по надежности:
  - монолитные блоки понтона, заполненные жестким самозатухающим пенополиуретаном с закрытыми микроячейками, и в целом ковер понтона непотопляемы, даже при разгерметизации алюминиевого короба блока;
  - исключается какой-либо перекос ковра понтона и его зависание на направляющих трубах, тросах или стенке резервуара, что происходит с другими типами понтонов при разгерметизации и подтоплении полых поплавков или коробов понтона;
- по ремонтопригодности: понтон БПА состоит из однотипных блоков размером 3,0–0,9 м и толщиной 42 мм, скрепленных болтами. При необходимости ремонта днища, нижнего пояса стенки или зачистки от отложений и дегазации резервуара производится демонтаж части блоков и создание «ремонтных окон» любого требуемого размера в любой части понтона;
- по прочности: прочность монолитного блока толщиной 42 мм понтона БПА кратно выше прочности настила из алюминиевого листа толщиной 0,6–0,8 мм, примененного в других типах алюминиевых понтонов.

При этом, конструкция БПА 200…50 000 учитывает преимущества понтонов зарубежных и отечественных компаний.

Приёмо-раздаточные устройства резервуаров ПРУм-Д диаметром от 150 до 1200 мм обеспечивают не только увеличение полезной ёмкости резервуаров на 10–15%, но и ликвидацию осадкообразования.

Стенды стационарные и переносные СНДКР-1 для испытаний и настройки дыхательных клапанов резервуаров всех типов.

К **средствам ЛАРН** последней модификации относятся:

- боны заградительные повышенной огнестойкости БЗол-20/350 и БЗп-150ПО и зимние боны БЗЗ-10/1000 и универсальные БЗЗу-250-1200;
- нефтесборщики серии НЩ-15 производительностью от 15 до 45 м³/час;
- пенные противопожарные установки с системой компримирования воздушно-механической пены «Пума-1000».

Для переработки нефтешламов разработаны и выпускаются **установки УЗГ-1м** с блоками обработки и очистки дымовых газов на производительность до 8 т/ час и перспективная модель УЗГ-1М.1.0/4 мобильная, размещаемая в кузове автомобиля или на автоприцепе, производительностью 4 т/час (фото 3).

Предприятие осуществляет подготовку персонала в учебном центре АНО ДПО «УПЦ СЭП» для работы на вышеуказанном оборудовании, а также выполняет пусконаладочные работы на установках УЗГ- 1м на местах их базирования и сборку понтонов БПА 200…50 000 ПП.

Высокое качество производимых нами изделий, доставка заказанного оборудования в максимально сжатые сроки и сдача его «под ключ», разумная цена на продукцию — именно это позволяет предприятию стабильно развиваться и совершенствовать технологии.

241020, Россия, г. Брянск,
пер. Уральский, д. 16, а/я 10
Тел.: +7 (4832) 74-77-70, 67-61-10, 67-61-11.
Факс: +7 (4832) 74-88-67
+7 (499) 709-70-08 — многоканальный
sep@sep32.ru, ecosep@mail.ru,
sep-bryansk@rambler.ru
www.sep32.ru

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 6–8 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2017**
Геленджик, 11–14 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействие с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 12–15 сентября
NEFT.VCUDM.RU

В рамках проекта «Время бизнес-встреч» участники смогут провести личные презентации и переговоры с представителями крупных промышленных предприятий Удмуртии.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 14–15 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

конференция **НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Сиань, Китай, 17–26 сентября
NOVTEKBUSINESS.COM

Тематика симпозиума охватывает новейшие достижения геофизической техники и технологий для решения актуальных задач нефтегазовой индустрии.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 18–23 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный нефтегазовый форум. Площадка для обсуждения проблем в области строительства и ремонта скважин, обмена опытом, презентации новых технологий, оборудования, материалов.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 19–22 сентября
EXPO72.RU

Цель — содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.

форум **KDR-2017 КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО БУРЕНИЮ**
Астана, Казахстан, 21 сентября
WWW.KAZDR.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит под патронажем АО НК «КазМунайГаз».

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 27–29 сентября
YUGCONT.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 3–6 октября
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Посвящена антикоррозионной защите материалов в разных отраслях промышленности. Участвуют разработчики оборудования, технологий для защиты, научные центры и сервисные службы.

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 3–6 октября
GAS-FORUM.RU

Ведущая площадка для обсуждения актуальных вопросов развития мировой газовой отрасли.

выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**
Санкт-Петербург, 3–6 октября
FAREXPO.RU/GAS

Отраслевое мероприятие в России, посвященное достижениям в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.

25-я Казахстанская Международная выставка и конференция **«НЕФТЬ И ГАЗ»**
Алматы, Казахстан, 4–6 октября
KIOGE.KZ

KIOGE заслуженно имеет статус крупнейшего и наиболее авторитетного нефтегазового мероприятия в Казахстане и Центрально-Азиатском регионе.

выставка **MANGYSTAU OIL & GAS**
Алматы, Казахстан, 4–6 октября
MOGE.KZ/EN/

Традиционная площадка для делового общения казахстанских и зарубежных специалистов, ознакомления с новыми технологиями и демонстрации потенциала региона.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
Севастополь, 9–13 октября TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 10–13 октября
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

конференция **SPE**
Москва, 16–18 октября
RCA.SPE.ORG

Главное мероприятие SPE в регионе для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 17 октября
N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ**
Альметьевск, 18–20 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 23–28 октября
OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

выставка **НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск, 24–26 октября
SES.NET.RU

Якутия, по своим природным и территориальным условиям, не имеет аналогов на планете. В процесс организации и формирования деловой программы включены все административные ресурсы.

конференция **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Москва, 24–27 октября
GUBKIN.RU

XII Всероссийская конференция проходит на базе университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с ПАО «Газпром» для молодых ученых, специалистов и студентов.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
Самара, 25–27 октября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

конференция **ОПТИМАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЭ, ОРЗИД, ВСП**
Пермь, ноябрь
KONFERENCE-NEFT.RU

Обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 8–9 ноября
ROGSUMMIT.RU

Акцент технической части деловой программы на механизированной добыче и на повышении нефтеотдачи пластов.

выставка **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 9–10 ноября
CTTIMES.ORG/CONF

Старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей соответствующего оборудования.

саммит **НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 10 ноября
DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Саммит для ключевых игроков нефтеперерабатывающей промышленности, посвященный модернизациям и инновациям в данной области.

выставка **ADIPEC**
Абу-Даби, ОАЭ, 13-16 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.

образовательная программа
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ 2017
Москва, 13–17 ноября
EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.

выставка **НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ**
Нижневартовск, 15–16 ноября
SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России.

конференция **НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ**
Уфа, 21–23 ноября
NOVTEKBUSINESS.COM

Конференция и сопутствующая ей выставка предоставляют возможности для ознакомления нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями производителей оборудования и услуг.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Красноярск, 22–24 ноября
KRASFAIR.RU

Новейшие технологии в области геодезии, картографии, геофизики и спутниковой навигации, геомониторинга земли. Оборудование для нефтехимической и газовой промышленности.

конгресс **НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ**
Санкт-Петербург, 23–24 ноября
OILTERMINAL.ORG

Обсуждение перспектив развития нефтяной промышленности, рынков производства и сбыта, индустрии транспортировки и хранения нефти, как на экспорт, так и на внутренний рынок России.

конференция **ТРИЗ 2017**
Москва, 27 ноября
CREONENERGY.RU

Тема мероприятия: освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в России.

конференция **БИТУМЫ И ПБВ 2017**
Москва, 28 ноября
CREONENERGY.RU

Тема мероприятия: повышение качества битумов.

25 ЛЕТ KIOGE Kazakhstan

ufi Approved Event

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

25th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

4–6 ОКТЯБРЯ / OCTOBER 2017

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ
KAZAKHSTAN, ALMATY

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки

MIOGE Moscow | ITE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ Российской Федерации
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

17-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

10-12 апреля 2018

Казахстан, г. Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE GROUP
ITeca

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,
ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ–2018

16–19 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+
Реклама

Министерство энергетики Российской Федерации
Минпромторг России
РСПП
Российское Газовое Общество
Союз нефтегазопромышленников России
Экспоцентр
Международные выставки и конгрессы
Москва
Messe Düsseldorf

22-25 мая 2018

УФА > ВДНХ ЭКСПО

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVI международная выставка

ufi Approved International Event

Российский союз выставок и ярмарок

УРОВЕНЬ ОТТОЧЕННЫЙ ГОДАМИ

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

gntexpo.ru

@gazneftufa

#газнефтьуфа

#газнефтьтехнологии

#гнт

БВК Башкирская выставочная компания

ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД

www.gntexpo.ru

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

XI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Нефтедобыча.
Нефтепереработка.
Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

25–27 ОКТЯБРЯ 2017
• САМАРА •

ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-45
www.expo-volga.ru

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

САХАПРОМЭКСПО-2017
НЕДРА ЯКУТИИ

24-26 октября 2017 г. г.ЯКУТСК

Нефть и Газ. Горное дело. Уголь майнинг
Золотодобыча. Газификация. Экология. Спецтехника.

Организаторы:

Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск

Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

Генеральный информационный партнер

Тел:(383) 3356350 E-mail:vkses@yandex.ru www.ses.net.ru 16+

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

15-16 ноября

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2017

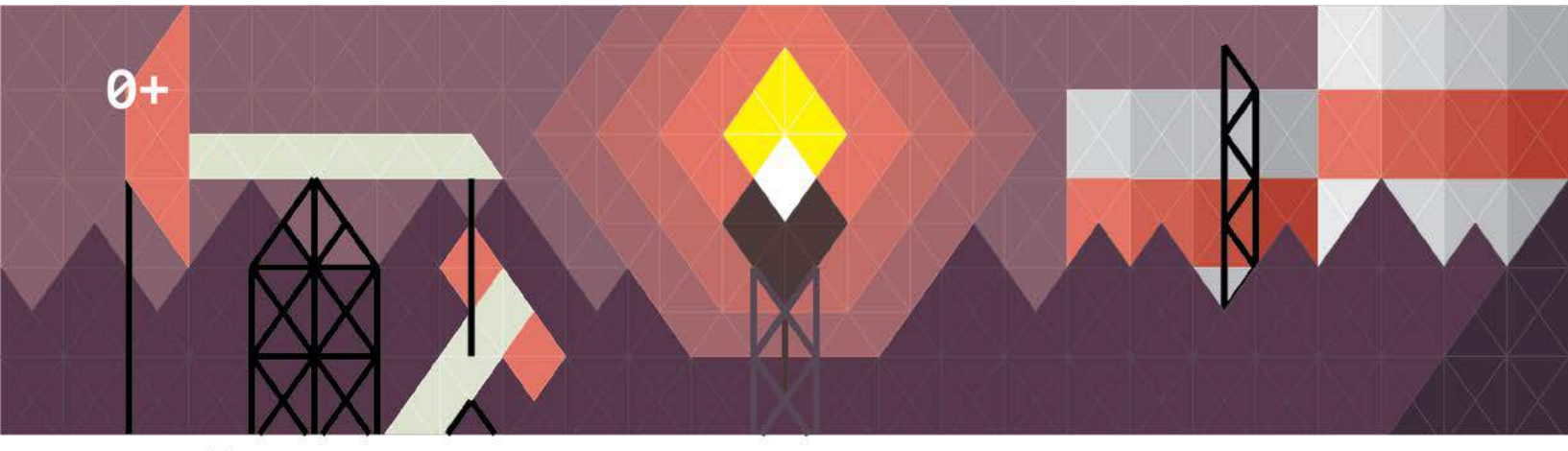
Организаторы:
Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SB Expo SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ



нефть и газ. химия

19-я специализированная выставка современных технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

10–13 октября 2017

в рамках выставки

IV Пермский нефтегазовый форум

Генеральный партнёр выставки
Группа организаций ПАО «ЛУКОЙЛ» в Пермском крае

ЛУКОЙЛ

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

Официальная поддержка:
Правительство Пермского края

Торгово-выставочный центр:
614094, г. Пермь,
шоссе Космонавтов, 59
+7 (342) 264-64-15
www.oilperm.ru

КОНФЕРЕНЦ
НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

Конференция.
14–15 сентября 2017 г.

Ижевск. Методы интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пласта. Высокоэффективные технологии проведения ГТМ на нефтяных месторождениях

Семинар.
Ноябрь г. Пермь

Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

12 сентября 2017 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

23 мая 2018 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

АЛЬМЕТЬЕВСК

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

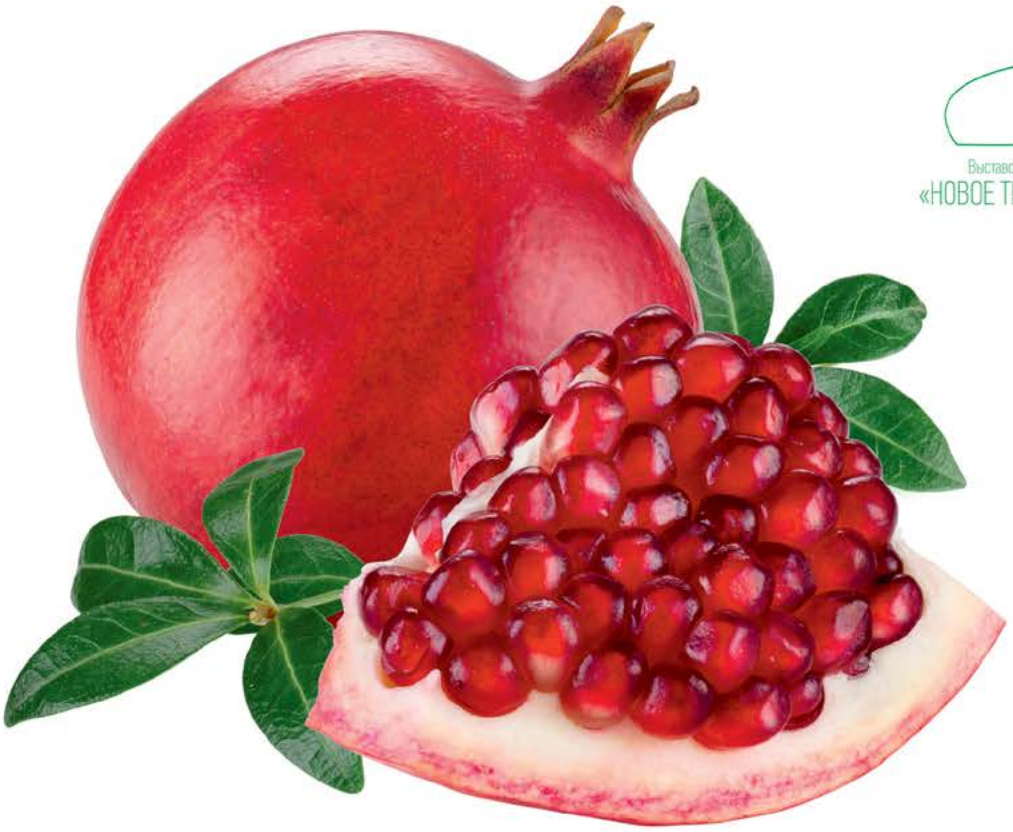
NT-EXPO.RU

TATNEFT

18–20 ОКТЯБРЯ

16-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ



Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнёр

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки), другое специальное оборудование.

Сертификаты на продукцию, разрешения на применение, декларации соответствия доступны на сайте http://www.kremz.ru/sertif.html

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

WIWA®

because it works

AIRLESS 270

Установка безвоздушного распыления на подъемной тележке

WIWA DUOMIX PU 540

Многоцелевая пневматическая установка, предназначенная для нанесения полиуретановых пен и полимочевины

ООО «ВИВА-РУС»

198152, Санкт-Петербург, ул. Краснпутиловская, 69 | +7-812-677-3694, +7-812-309-1635

wiwa-olimp@mail.ru | www.wiwa-spb.ru