ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №7 (46) НОЯБРЬ 2015

TATNEFT

ДЛИННОХОДОВЫЕ ЦЕПНЫЕ ПРИВОДЫ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ДВУХ ПЛАСТОВ

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

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

НКМЗ ГРУПП

452683, РФ,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск,
ул. Магистральная, 19

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

American
Petroleum
Institute
Certification
№11D1-0068

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification

MULTITECH

Комплекс оборудования КОУС-ДПК-ОРЗ/Д 122-35

Комплекс предназначен для одновременно-раздельной эксплуатации 2-х объектов.

При подаче жидкости по межтрубному пространству, концентрично расположенных НКТ ø89 мм и НКТ ø48(42) мм, происходит закачка жидкости в верхний пласт.

Одновременный подъем жидкости происходит по внутренней колонне НКТ ø48(42) мм с помощью электропогружной установки.

По желанию Заказчика комплекс изготавливается других размеров и с другими присоединительными резьбами.

Оборудование может изготавливаться для агрессивных сред — исполнение К2.

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 7 (46) ноябрь 2015

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 11-15/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 09.11.2015
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Бурение **8**

Геология **12**

А.Г. Баранова, С.Е. Валеева, Ю.А. Арефьев. Геологический профиль как основа выбора модели башкирской залежи при подсчете запасов нефти 12

В.Л. Шустер. Формирование зон разуплотненных пород в образованиях фундамента и новые технологии сейсморазведки их картирования 14

Добыча **17**

В.А. Волков, С.В. Афанасьев. Разработка комплексного поглотителя сероводорода (ПСВ) и диоксида углерода из нефтегазопромысловых сред 17

В.И. Дарищев, И.А. Ахмадейшин, В.А. Дедечко, С.А. Власов, Д.Т. Миронов, А.М. Полищук Компьютерное моделирование процесса водогазового воздействия на опытном участке пласта Ач3 Восточно-Перевального месторождения 20

Т.В. Трифонов, Р.И. Саттаров, А.В. Хурматуллин, Д.В. Сазонов Физико-химические МУН на поздней стадии разработки месторождений 26

Н.В. Шупик. Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа недонасыщенных коллекторах 32

М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, И.Ф. Калачев, Е.В. Хлопцев Опыт применения цепного привода для штанговой добычи нефти в ПАО «Татнефть» 37

А.Р. Аубакиров. Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования 40

Ю.А. Кесслер, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси 45

О.Д. Ефимов, Ю.Ш. Рахматуллина, М.Ф. Валиев, Д.С. Черевиченко, Л.Н. Хасанова Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ) 48

Газовая промышленность **51**

М.Г. Ложкин. Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации 51

С. А. Скрылев. Центр газовой науки и практики 54

ТРАНСПОРТИРОВКА

Компрессоры **57**

Ю.Л. Кузнецов, Л.Г. Кузнецов. Импортозамещение и передовые решения для нефтегазовой отрасли от ООО «Компрессор Газ» 57

Трубопровод **60**

В.А. Рыбин. Исследование изменения глубины зоны температурного разупрочнения при ремонте коррозионных повреждений трубопроводов методом наплавки порошковыми проволоками 60

Химия **66**

А.А. Паранук, Х.Х. А. Сааведра, Л.К.Н. Киньонез Разделение многокомпонентных растворов методами адсорбции на цеолитах 66

КИПиА

Автоматизация **68**

М.Я. Аглиуллин, Р.С. Мухамадиев, А.Г. Гайван, С.В. Горшенина, И.Б. Часовская, Р.У. Ахметшин. О программно-методическом обеспечении навигации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов 68

С.Г. Черный. Применение элементов модели интеллектуального анализа данных для оценки работоспособности морских буровых комплексов 70

Измерительные приборы **73**

Мероприятия **76**

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
7 (46) november 2015

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

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

ISSUE DATE:
09.11.2015

CIRCULATION:
10 000 copies

Geology **12**

Anna G. Baranova, Svetlana E. Valeeva, Yuriy M. Arefiev. Geological profile as the basis of Bashkirian tier model selection for oil reserves estimation 12

Vladimir L. Shuster. The formation of zones of uncompacted rocks in the formations of the basement and new seismic technology to map 14

Oil production **17**

Vladimir A. Volkov, Sergey V. Afanasiev. Development of the complex absorber of hydrogen sulphide(AHS) and carbon dioxide from oil and gas environments 17

Victor I. Darishchev, Ildar A. Akhmadeishin, Vasiliy A. Dedechk, Sergey A. Vlasov, Dmitry T. Mironov, Alexander M. Polishchuk. WAG simulation on Ach_3 test area Vostochno-Perevalny oilfield 20

Timur V. Trifonov, Rustam I. Sattarov, Azat V. Khurmatullin, Denis V. Sazonov Physical and chemical advanced oil recovery methods at last stage field development 26

NataliaV. Shupik. Capillary end effect of wells different types at undersaturated reservoirs 32

Artur R. Aubakirov Designing optimal technology cyclic waterflooding using hydrodynamic modeling 40

Yuri A. Kessler, Yuri A. Kotenev, Shamil Kh. Sultanov Modeling of trap work, during the over contour water pressure extraction mode with using the method of material balance and Carter-Tracy algorithm 45

Oleg D. Efimov, Yu. Sh. Rakhmatullina, M.R. Valiev, Denis S. Cherevichenko, Liliya N. Khasanova. Application the self-diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGCF) 48

Gas industry **51**

Mikhail G. Lozhkin. The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration 51

Pipeline **60**

Vasily A. Rybin. Study of the change the depth of the zone of thermal softening in the repair corrosion damage to pipelines by welding or flux-cored 60

Chemical technology **66**

Arambiy A. Paranuk, Jose H.A. Saavedra, Christian N. Quinonez Lazovsk Separation of multicomponent solutions by adsorption on zeolites 66

Automation **68**

Sergei G. Chernyi. Application of elements models intellectual data analysis for estimation of serviceability of maritime drilling complexes 73

Activities **76**

Акционерное Общество

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

89 ЛЕТ Сапкон

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

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

МЫ ВЛАДЕЕМ БОЛЬШИМ РЯДОМ РАЗРАБОТАННЫХ НАМИ ПРОЕКТОВ И ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, А ТАКЖЕ ПО ВАШИМ ЧЕРТЕЖАМ МОЖЕМ ИЗГОТОВИТЬ ИЗДЕЛИЯ, ДЕТАЛИ, ЗАГОТОВКИ ЛЮБОЙ СЛОЖНОСТИ.

WWW.SAPCON.RU

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

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

УПРАВЛЯЙ СТИХИЕЙ!

МОБИЛЬНАЯ УСТАНОВКА ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

ТАЙФУН

ВЫГОДНОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ

Одна мобильная установка центрифугирования позволяет обслуживать от 2 до 5 буровых установок, что дает возможность сократить парк аналогичного стационарного оборудования более чем в два раза.
Высокая глубина очистки бурового раствора.
Система плавного пуска оборудования в работу.

МОЛНИЕНОСНАЯ МОБИЛИЗАЦИЯ

Быстроразъемные соединения.
Подключение за 5 минут.
Удобный и быстромонтируемый конвейер для шлама.
Мобилизация производится одним работником.
Не требует специальных навыков.
Мобилизация блока за 10 мин.
Габаритное соответствие требованиям дорог общего пользования.

ЛЕГКОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ

Эргономичность органов управления, обеспечивающая максимальную эффективность работы оператора установки.
Простота и комфорт сервисного обслуживания, профилактики и ремонта всех систем установки.
Возможность комплектации установки различными видами центрифуг.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ДИЗАЙН

Воплощение исключительной инженерной мысли для эффективного бурения скважин
Возможность применения фирменного стиля Заказчика при окраске установки
Функционально удобный шнек для выноса и складирования шлама.

ВАРИАНТ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

УСТАНОВКА МОЖЕТ БЫТЬ УКОМПЛЕКТОВАНА ЦЕНТРИФУГАМИ ЛУЧШИХ МИРОВЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ПО ВАШЕМУ ТРЕБОВАНИЮ

Показатели применяемости по перекачиваемым средам

Плотность, кг/м^3 1050-1350
Вязкость по вискозиметру ВМ6, сек 17-60
Максимальный размер твердых частиц, мм 0,83
Кислотность, pH 5-5,5

Конвейер винтовой шарнирный КВШ 200

Производительность транспортирования материала плотностью 1,4 -:- 2,1 г/см^3, м^3/час, не более 11-:-8
Номинальная мощность электродвигателя, кВт 3

Центрифуга HS 3400

Максимальная производительность, м^3/час, не более 2700
Энергетические характеристики:
- номинальное напряжение, В 380
- номинальная частота тока, Гц 50
- потребляемая мощность, кВт 37

Классификация степени защиты электрооборудования ..... IP-64 (взрывозащищённое)
Масса, кг 2400

«НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ ТАГРАС»

8-800-250-79-39
tmcg@tmcg.ru
ТМС-ГРУПП.РФ

ТМС ГРУПП

Schoeller–Bleckmann Darron Russia

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility

«Шоллер-Блэкманн Даррон»: оборудование для бурения скважин

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

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

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

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

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

Производство элементов КНБК как из собственной высокопрочной немагнитной стали, так и из материала заказчика:
- **НУБТ, укороченные НУБТ**;
- **стальные и немагнитные переводники, калибраторы, стабилизаторы, подъемные патрубки.**

Контроль и дефектоскопия оборудования. Работы проводятся с применением полного спектра измерительных устройств и приспособлений, проникающих реагентов и ультразвуковых систем, которые обеспечивают квалифицированную техническую оценку состояния оборудования. Компания предоставляет сертифицированных API и Ростехнадзором инспекторов на буровые и производственные базы заказчиков по всей территории России и стран СНГ.

Винтовые забойные двигатели компании BICO, основной особенностью которых является наличие роторов, покрытых карбидом вольфрама и профилированных статоров (с увеличенной почти в два раза мощностью).

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

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

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

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

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

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

Schoeller–Bleckmann Darron Russia

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility

PBL-Система Обхода Многократной Активации (циркуляционный переводник). Это простой и надежный инструмент, разработанный для облегчения многих операций в бурении, освоении и капитальном ремонте скважин, помогающий сократить количество спуско-подъемных операций и время строительства скважины, таких как:

- Закачка всех типов наполнителей, включая агрессивные и цементные композиции.
- Увеличение объемов циркуляции для полной очистки скважины, сокращая количество «холостых» оборотов забойного двигателя и увеличивая скорость проходки.
- Увеличение скорости потока в затрубном пространстве в сильно отклоненных скважинах и горизонтальных стволах, где промывка и удаление шлама затруднены.
- Замена жидкостей.
- Промывка подводных морских стояков с ПВО.
- Кислотные и стимулирующие обработки.
- Бурение с отбором керна.

Наша компания ведет постоянную работу по тестированию и внедрению новых технологий и оборудования для удовлетворения запросов наших клиентов.

Новые технологии и оборудование:

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

«INTERNAL WELDING» автоматическая аргонодуговая сварка для внутренней наплавки

Используемый газ — аргон. Он практически не вступает в химические взаимодействия с расплавленным металлом и другими газами в зоне горения дуги. Будучи на 38% тяжелее воздуха, аргон вытесняет его из зоны сварки и надежно изолирует сварочную ванну от контакта с атмосферой.

Основная область применения аргонодуговой сварки с неплавящимся электродом — соединения из легированных сталей и цветных металлов. Данный вид сварки обеспечивает хорошее качество и формирование сварных швов, позволяет точно поддерживать глубину проплавления металла, что очень важно при сварке тонкого металла при одностороннем доступе к поверхности изделия.

Внутренняя наплавка позволяет восстанавливать первоначальные размеры толщины стенки изделия по внутреннему диаметру, подвергнутые коррозии или промытые буровым раствором.

«Shot peening» дробеструйная обработка металлических изделий

«Shot peening» (Дробеструйная обработка) — это контролируемый процесс обработки, при котором поверхность труб шлифуется микрочастицами из керамических гранул/шариков. Такой материал деформирует и упрочняет поверхность, снимая усталостные напряжения, возникающие при нарезке резьбового соединения. Данная обработка образует на металле слой холоднодеформированного материала под высоким сжимающим напряжением.

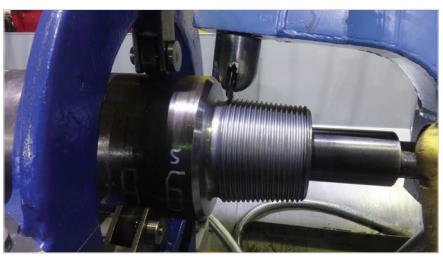
«Shot peening» позволяет произвести настройки необходимой интенсивности подачи гранул на обрабатываемый материал, это делает возможным равномерно обрабатывать любую металлическую поверхность, включая резьбовые соединения. Также он повышает сопротивляемость внешним воздействиям, которые вызывают износ, растрескивание, коррозию и повышает предел выносливости материала.

Cold Rolling «Холодная прокатка»

Холодная прокатка — это процесс пластического деформирования тел посредством вращающегося ролика. Это означает, что энергия, необходимая для осуществления деформации, передаётся через ролик, соединённый с гидроцилиндром. При пластических деформациях изменение формы и размеров, вызванное действием внешних сил, сохраняется и после прекращения этих сил. При пластических деформациях атомы смещаются относительно друг друга на величины, большие межатомных расстояний, и после снятия внешних сил не возвращаются в своё исходное положение, а занимают новые положения равновесия.

Корень резьбы обработанного холодной прокаткой и подвергшегося пластической деформации выглядит более полированным, чем необработанный. После проведения работ необходимо провести контроль резьбового соединения.

Холодная обработка улучшает прочностные свойства обрабатываемой поверхности, повышает стойкость к истиранию и появлению трещин.



629800, Noyabrsk, Industrial Zone, Panel XI, YANAO | Russian Federation. +7 (3496) 34-30-42, 34-30-62. sbdr_operation@mail.ru

УДК 553.984

Геологический профиль как основа выбора модели башкирской залежи при подсчете запасов нефти

А.Г. Баранова
н.с.[1]
anna.genn@mail.ru

С.Е. Валеева
н.с.[1]

Ю.А. Арефьев
с.н.с.[1]

[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Все методы изучения геологического строения месторождения в конечном итоге направлены на подсчет запасов нефти, заключенных в продуктивных отложениях конкретного месторождения. На примере залежей в отложениях башкирского яруса показано как построение геологических профилей помогает сделать правильный выбор модели залежи, более точно подсчитать запасы нефти и оптимизировать систему разработки месторождения.

Материалы и методы
Построение геологических профилей выполнено с помощью программного комплекса «Surfer» по геофизическим данным скважин до построения модели, сами модели строились с помощью программного комплекса «Roxar». По полученным профилям корректировались модели по «Roxar».

Ключевые слова
башкирский ярус, геологический профиль, залежь, подсчет запасов

Карбонатная толща башкирского яруса представляет собой переслаивание эффективных нефтенасыщенных прослоев мощностью до 8 м с плотными разностями известняков и доломитов различной толщины. Количество эффективных прослоев и их толщины от скважины к скважине меняются за счет неравномерно протекавших процессов вторичной перекристаллизации, создавших локальные литологические экраны. На большинстве месторождений ВНК подобных залежей не вскрыт, подошвы нефтенасыщенных интервалов нередко отбиваются по ГИС на абсолютных отметках ниже кровли водонасыщенных интервалов даже в соседних скважинах, находящихся на расстоянии 500–750 м. На месторождениях РТ залежи в отложениях башкирского яруса принято относить к массивному типу. По такой модели производится расчет запасов нефти, заключенных в башкирских карбонатах.

При более детальном изучении геологического строения башкирского нефтевмещающего резервуара одного из месторождений западного склона Южно-Татарского свода авторы пришли к выводу, что исключительно массивный тип подходит не для всех залежей нефти, контролируемых разными поднятиями рассматриваемого месторождения.

Месторождение объединяет 15 поднятий, которыми контролируется 12 залежей нефти в отложениях башкирского яруса. В ходе работ по каждому поднятию с выявленной башкирской залежью было построено минимум по два геологических профиля вдоль и вкрест простирания поднятия. На поднятиях значительной протяженности вкрест простирания было построено по 2–3 геологических профиля (рис. 1). В целом по месторождению было построено порядка 20 геологических профилей.

В результате по ряду поднятий залежи нефти в отложениях башкирского яруса оказались массивного типа (рис. 2), по остальным же поднятиям — смешанного — верхняя пластово-сводовая и нижняя — массивная (рис. 3). [2]

Конечной целью любого изучения геологического строения месторождения является подсчет запасов нефти, заключенной в породах-коллекторах и выбор метода разработки залежи. В основе алгоритма расчета запасов нефти лежит модель по типу залежи. В РТ подсчет запасов нефти в отложениях башкирского яруса принято вести по модели массивного типа [1]. Основным различием расчета по массивной и пластово-сводовой модели является методика построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин и, как следствие, расчет объемов по ним нефтенасыщенных пород. Для массивной залежи характерно завышение эффективных нефтенасыщенных толщин в районах скважин с максимальными их значениями, в то время как для пластово-сводовой залежи толщины распределены более или менее равномерно.

Итоги

На практике при подсчете запасов нефти в любых продуктивных отложениях для месторождения целиком выбирается одна модель, по которой ведется расчет для всех поднятий

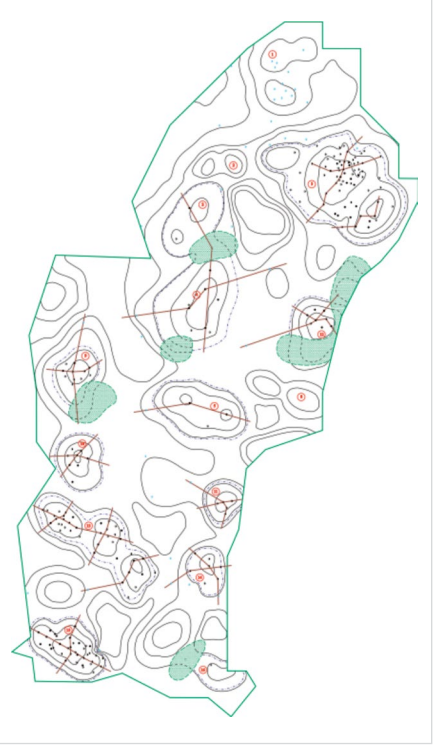


Рис. 1 — Схема размещения геологических профилей на структурной карте по кровле башкирского яруса

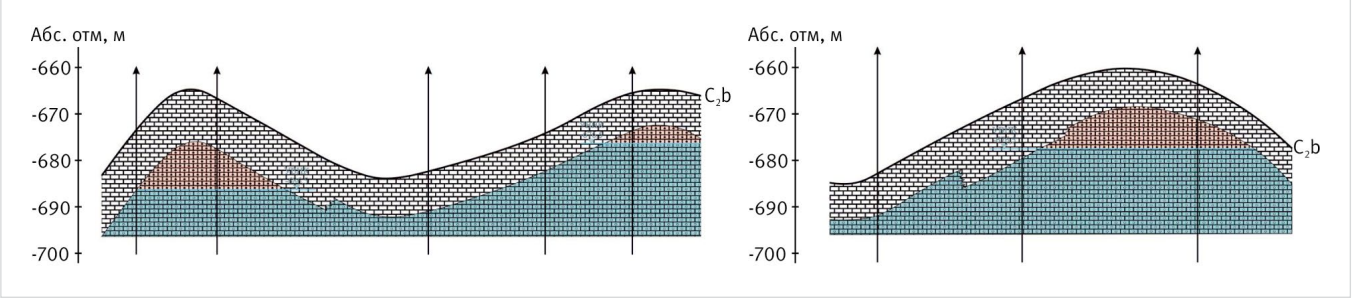


Рис. 2 — Схематические геологические профили по залежам массивного типа

в пределах лицензионной границы месторождения. Как показали исследования авторов, в пределах одного месторождения в отложениях башкирского яруса встречаются залежи чисто массивного типа и залежи смешанного — пластово-сводового и массивного типа. В связи с этим авторы предложили новый подход к подсчету запасов нефти в карбонатных отложениях башкирского яруса:

1. для каждой выявленной залежи месторождения, для более правильного определения ее типа, необходимо построение как минимум 2-х геологических профилей (вдоль и вкрест простирания), а для больших по размеру залежей и более;
2. для каждой выявленной залежи все расчеты производить по модели соответственно определенному типу залежи.

Выводы

Геологический профиль является основой для построения правильной модели как отдельно взятого поднятия, так и месторождения в целом, что, в свою очередь, помогает более точно оценить заключенные в продуктивных отложениях запасы нефти. Кроме того, большое количество равномерно распределенных по месторождению геологических профилей помогает сделать правильный выбор системы разработки залежи или внести изменения в уже применяемую на месторождении.

Список используемой литературы

1. Брод И.О. Основы геологии нефти и газа. М.: МГУ, 1953. 338 с.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2004. 415 с.

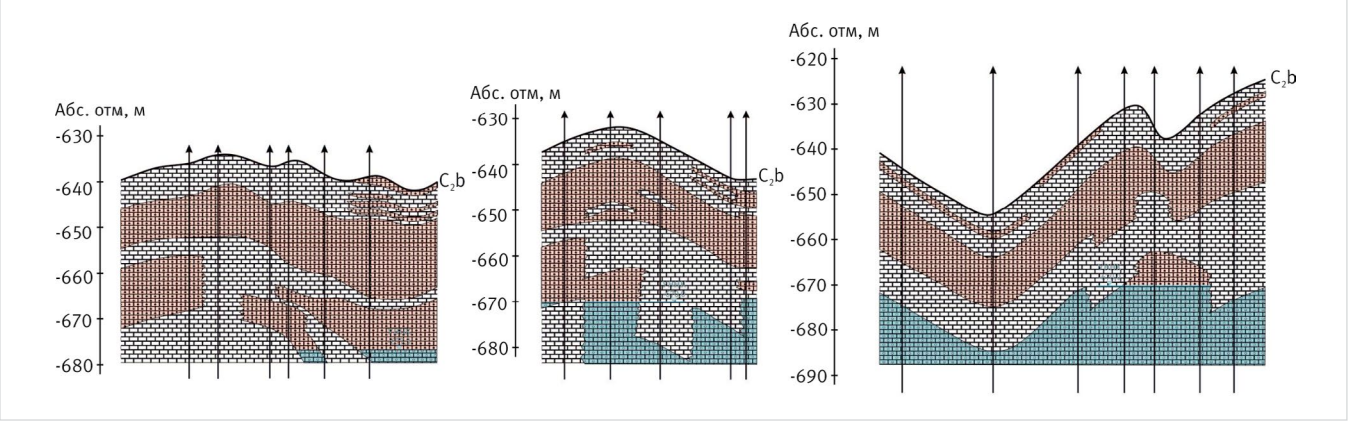


Рис. 3 — Схематические геологические профили по залежам смешанного типа

ENGLISH **GEOLOGY**

Geological profile as the basis of Bashkirian model selection for oil reserves estimation

UDC 553.984

Authors:
Anna G. Baranova — researcher[1]; anna.genn@mail.ru
Svetlana E. Valeeva — researcher[1]
Yuriy M. Arefiev — senior researcher[1]

[1]IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Abstract

All the methods of studying the geological structure of the oilfield eventually aimed to count oil enclosed in the specific field of productive sediments. It is shown on example of deposits in the sediments of the Bashkir tier how the construction of geological profiles helps to make the right choice models deposit more accurately calculate oil stocks and optimize field development systems.

Materials and methods

Creation of geological profiles is executed by means of the program Surfer complex according to geophysical data of wells before creation of model, it were under construction by means of a program complex Roxsar. On the received profiles models across Roxsar were corrected.

Results

In practice at the count of supplies of oil in any productive deposits for a deposit one model on which a calculation is conducted for all elevations within the limits of the licensed border of deposit gets out wholly. According researches of authors, within the limits of one deposit in the deposits of Bashkir tier there are beds cleanly massive type and bed of the type mixed – tabular-arc and massive. In this connection authors offered the new going near the count of supplies of oil in a carbonate:

1. for every exposed bed of deposit, for more correct determination of its type, a construction at least of 2 geological types (along and transversely extending) is needed, and for large in size beds and more;
2. for every exposed bed to produce all calculations on a model according to the certain type of bed.

Conclusions

Geological profile is the basis to construct the right model as for individual elevation, as for whole oil-field, which is helps to calculate deposits more precisely. Also the ample quantity of equally located the field geological profiles help to make the right choice of development method of deposits or correct the applied method.

Keywords

Bashkir tier, geological profile, deposit, calculation of reserves

References

1. Brod I.O. *Osnovy geologii nefti i gaza* [Fundamentals of petroleum geology]. Moscow: Moscow State University, 1953, 338 p.
2. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow: Moscow State University, 2004, 415 p.

УДК 551

Формирование зон разуплотненных пород в образованиях фундамента и новые технологии сейсморазведки их картирования

В.Л. Шустер
д.г-м.н., профессор, главный научный сотрудник[1], академик[2]
tshuster@mail.ru

[1]Институт Проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
[2]РАЕН, Москва, Россия

Рассмотрены основные первичные и вторичные геологические факторы, влияющие на формирование пустотности в массивных породах фундамента. Предложены новые технологии сейсморазведки, разработанные российскими учеными, позволяющие прогнозировать такие зоны.

Материалы и методы
Геолого-геофизические материалы по Западной Сибири, Вьетнаму.

Ключевые слова
фундамент, нефть, трещиноватость, разуплотненные породы, сейсморазведка, рассеянные волны

Большинство открытых залежей нефти (газа) в породах фундамента приурочено преимущественно к трещиноватым коллекторам. Именно зоны развития разуплотненных трещинных, трещинно-каверновых и трещинно-каверново-поровых пород-коллекторов и являются очагами аккумуляции углеводородов из окружающих осадочных нефтегазопроизводящих толщ. Согласно нашим представлениям, формирование зон разуплотненных трещиноватых пород фундамента происходит под воздействием статических и динамических внутренних и внешних напряжений при относительно быстром снижении давления и температуры, сопровождаемом импульсом выделяемой энергии, который и является первопричиной разрушения, т.е. разуплотнения пород.

Распространение импульса энергии в виде волны приводит к переносу энергии из области разрыва в окружающую среду, к перераспределению напряжений и уплотнению окружающих пород соответственно объему возникшего разуплотненного пространства.

Какие же геологические факторы влияют на формирование пустотного пространства в кристаллических породах фундамента?

Анализ геологических материалов по зарубежным месторождениям нефти (газа) в образованиях фундамента [2] и месторождениям в Западной Сибири [1] показал, что в кристаллических породах распространена преимущественно трещинная, трещинно-каверновая пустотность, которая распространена крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу (рис. 1). Максимальная часть полученного притока нефти из многосотметрового опробованного разреза фундамента на месторождении Белый Тигр (Вьетнам) зачастую приурочена к небольшим интервалам в 20–40 м (до 60–80% притока). А на северном своде того же месторождения первые породы-коллекторы в разрезе встречены на глубине -500–700 м от поверхности фундамента, верхняя же часть — плохопроницаемые породы (рис. 2).

Нами [2] модель строения залежи нефти в фундаменте названа неравномерно-ячеистая, тем самым подчеркивается сложный характер строения подобных ловушек: неравномерное распространение коллекторов в разрезе, в виде незначительных по размерам тел (ячеек).

Одним из факторов, сдерживающих поисково-разведочные работы на нефть и газ в фундаменте, было существовавшее долгие годы представление об ограниченном (корой выветривания) распространении трещиноватых пород в разрезе фундамента; т.е. их низкой пустотности. Однако в последние годы полученные новые данные по Татарстану [3, 4] по сверхглубоким скважинам СГ-6 и СГ-7 в Западной Сибири и по зарубежным месторождениям [2] позволили установить с полной определенностью факт распространения трещинно-кавернозных пород в массивных, в том числе, кристаллических толщах на значительную глубину от их поверхности (этаж нефтеносности в гранитоидах месторождения Белый Тигр достигает 2000 м).

На формирование пустотности в кристаллических породах фундамента влияет ряд факторов.

Формирование пустотности в гранитоидных массивах начинается со стадии остывания магмы. Начальная температура магматического расплава составляет порядка 900°С. Остывание происходит неравномерно, наиболее быстро на контакте с вмещающими «холодными» породами, температура которых значительно ниже, чем у магмы. Поэтому по периферии интрузивного тела в результате такого относительно быстрого остывания происходит образование жесткого каркаса быстро затвердевшей лавы (зоны «закалки»). По причине такого скоротечного остывания (на сотни градусов Цельсия) и значительного перепада давления происходит существенное уменьшение объема тела. Какая-то часть этой усадки приходится и на создание контракционной пустотности (зон разуплотнения), которая в [5] оценивается по результатам изучения Казахстанских гранитоидных массивов в 2–3% от общего объема остывшего тела. Пустотность выражена в трещинах, кавернах, раковинах, полостях, камерах, размеры которых могут достигать десятков метров. На нефтяном месторождении Оймаша контракционную пустотность в фундаменте оценивают [6] в 8% от объема остывшего кристаллического массива.

Уже на стадии остывания магмы на формирование пустотности начинают оказывать влияние тектонические процессы, которые действуют в продолжение всей геологической истории. Многочисленные примеры связи трещиноватости (хороших ФЕС пород и нефтеносности) с зонами крупных разломов по мировым месторождениям нефти в фундаменте показаны в работе [7] . В Западной Сибири такая связь установлена в зоне (и вблизи зоны) Уренгой-Колтогорского разлома, где открыт ряд скоплений нефти в коре выветривания фундамента, а также в зоне крупного Шаимского разлома, где также открыты нефтяные месторождения в фундаменте [8, 9].

Помимо первичных процессов, на формирование пустотности оказывает влияние также и последующее вторичное геохимическое преобразование пород. Интенсивность и результат этих преобразований в значительной степени зависят от состава пород и характера изменения основных породообразующих минералов. Так, под воздействием

высокотемпературных глубинных гидротермальных растворов на месторождении Белый Тигр отмечена приуроченность высоких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и повышенной продуктивности к наиболее кислым магматическим породам, в первую очередь, к гранитоидам. На месторождении Оймаша (Казахстан) максимальными дебитами (до 350 т/сут) и наилучшими ФЕС пород ($К_п$ = 3,4–7%, иногда до 12,4%) характеризуются трещиноватые граниты. На месторождении Ла-Пас, Венесуэла максимальные дебиты также получены из гранитов, на месторождении Бомбей-Хай, Индия — из гранито-гнейсов.

В Западной Сибири на ряде крупных структур (Красноленинский свод, Шаимский вал) закартированы участки, где фундамент представлен кислыми породами и где на образование трещинной пустотности одновременно положительно влияют значительное тектоническое напряжение, связанное с зонами разломов, и состав пород фундамента, в которых под воздействием гидротермальных процессов пустотность увеличивается. Здесь, по-видимому, можно прогнозировать развитие зон множественной трещиноватости (дилатансии) и рекомендовать поисково-разведочные работы на нефть в фундаменте.

На формирование вторичной пустотности оказывают влияние также и гипергенные процессы, с которыми связано образование кор выветривания. Именно с корами выветривания фундамента до настоящего времени и связаны, в основном, полученные промышленные притоки нефти.

В последние годы в отечественной сейсморазведке были разработаны новые технологии с использованием рассеянных волн [10–12], позволяющие выделять трещинно-кавернозные зоны в массивных плотных магматических (а также в метаморфических и карбонатных) породах. Эти волны представляют собой отклик от скоплений множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом (нефтью, водой) на падающий фронт упругой волны.

Результирующим параметром в этих методиках является энергия рассеянных волн. Этому параметру эквивалентна по смыслу интенсивность трещиноватости.

Новые технологии позволяют на предварительной, перед бурением, стадии выделять зоны или участки разреза разуплотнённых пород-коллекторов с высокими ФЕС и целенаправленно выбирать местоположение и глубину проектных скважин (рис. 3).

Таким образом, выявлены основные геологические факторы, влияющие на формирование зон разуплотнённых трещиноватых пород-коллекторов в кристаллических породах фундамента.

Первичная пустотность образуется в результате остывания магмы и тектонических процессов. Вторичная, наложенная пустотность формируется под воздействием гидротермальных и гипергенных процессов.

Предложены методы сейсморазведки с использованием рассеянных волн, позволяющие картировать эти зоны в образованиях фундамента.

Итоги

На основании анализа геологических факторов формирования пустотности обоснована модель строения массивных пород.

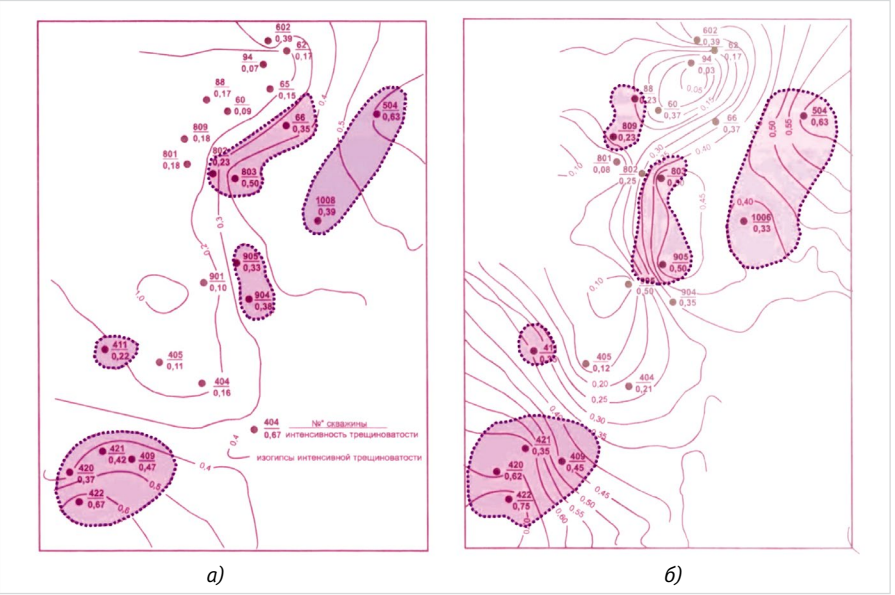


Рис. 1 — а — Распределение интенсивности трещиноватости вскрытого фундамента (данные ВИНГ, 1994 г.); б — Распределение интенсивности трещиноватости 200 м ниже кровли фундамента (данные ВИНГ, 1994 г.)

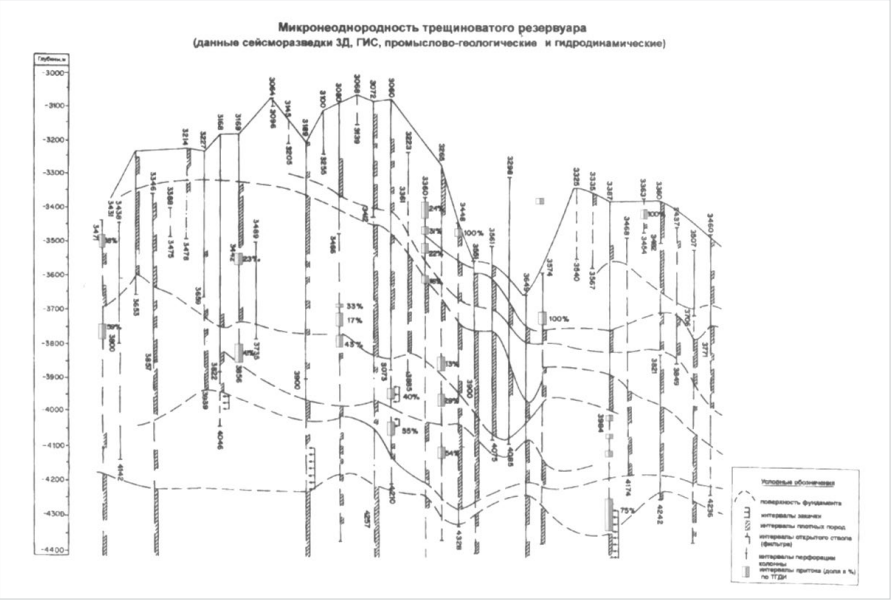


Рис. 2 — Микронеоднородность трещиноватого резервуара (данные сейсморазведки 3D, ГИС, промыслово-геологические и гидродинамически)

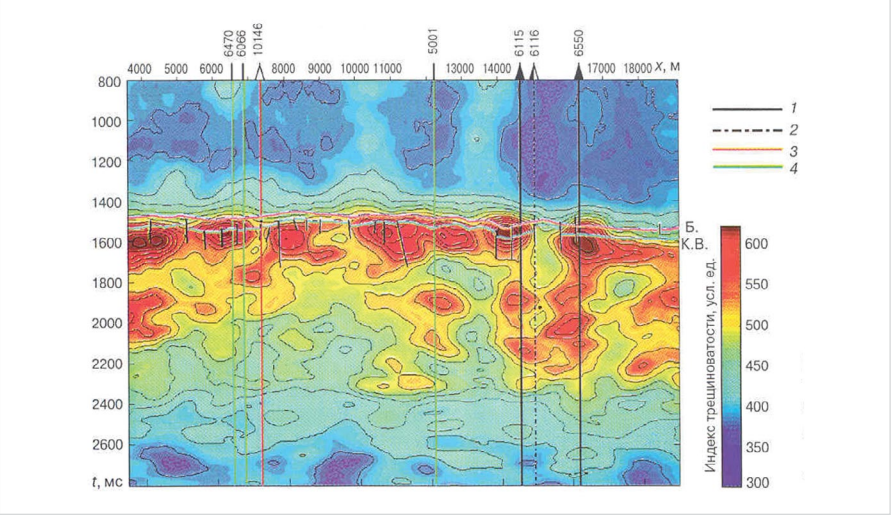


Рис. 3 — Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинами результататми испытаний коры выветривания: 1 — приток нефти; 2 — пленка нефти; 3 — сухо; 4 — испытания не проводились. Северо-Даниловское месторождение (Ю.Л. Курьянов и др., 2008)

Выводы
Обоснована неравномерно-ячеистая модель строения гранитоидных массивов. Даны рекомендации по выбору положения и обоснованию глубины проектных скважин.

Список используемой литературы

1. Димитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности (Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов). LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. 135 с.
2. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформмарк, 2003. 48 с.
3. Муслимов Р.Х., Лапинская Т.А. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Казань: Дента, 1996. 487 с.
4. Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С. и др. Основные результаты сверхглубокого бурения в Западносибирской нефтегазоносной провинции. Сб. докладов «Фундамент, структуры обрамления Западносибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности». Новосибирск. 2008. С. 224–227.
5. Осипов М.А. Формирование расслоенных плутонов с позиции термоусадки. М.: Наука, 1982. 233 с.
6. Попков В.Н., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара газовой залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. 1989. № 8. С. 27–30.
7. Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента. Разведочная геофизика. М.: Геоинформмарк, 1997. 71 с.
8. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров Н.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
9. Курышева Н.К. Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках. Автореферат кандидатской диссертации. Тюмень, 2005. 22 с.
10. Курьянов Ю.А., Кузнецов В.И. и др. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза трещиноватых зон // Технология сейсморазведки. 2008. №1. С. 60–69.
11. Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н. и др. Прогноз коллекторов трещинно-кавернового типа по рассеянным сейсмическим волнам // Технологии сейсморазведки. 2008. №3.
12. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3Д // Геология нефти и газа. 2002. №2. С. 21–26.

ENGLISH **GEOLOGY**

The formation of zones of uncompacted rocks in the formations of the basement and new seismic technology to map

UDC 551

Authors:
Vladimir L. Shuster — Sc. D. (geology), professor, chief research worker[1], academician[2]; tshuster@mail.ru

[1]Institute of oil and gas problems of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Russian Academy of Natural Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article described the main primary and secondary geological factors influencing the formation of voidness in the massive basement rocks. In work was proposed the new seismic technology developed by Russian scientists, allowing predicting areas.

Materials and methods
Geological and geophysical data of Western Siberia, Vietnam.

Results
Based on the analysis of the geological factors in the formation of voidness grounded model for the structure of massive rocks.

Conclusions
Justified unevenly-mesh model of the structure of the granitoid massifs. Recommendations on the choice and justification of the depth of the wells project have done.

Keywords
basement, oil,
fracture,
uncompacted rocks,
seismic, scattered waves

References

1. Dimitrievskiy A.N.,Shuster V.L., Punanova S.A. *Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri — novyy etazh neftegazonosnosti (Problemy poiskov, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov)* [Pre-Jurassic complex of Western Siberia is new layout of petroleum deposits (Problems of exploration and development the hydrocarbons)]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 135 p.
2. Shuster V.L. *Problemy neftegazonosnosti kristallicheskikh porod fundamenta* [The petroleum problem of crystalline rock basement]. Moscow: *Geoinformmark*, 2003, 48 p.
3. Muslimov R.Kh., Lapinskaya T.A. *Kristallicheskiy fundament Tatarstana i problemy ego neftegazonosnosti* [Tatarstam crystalline rock and problem of its petroleum deposits]. Kazan: *Denta*, 1996, 487 p.
4. Khakhaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S. i dr. *Osnovnye rezul'taty sverkhglubokogo bureniya v Zapadnosibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Main results of extra-deep drilling on Western Siberia oil-and-gas province]. Book of reports “Fundamental rock, structures of margins the West Siberian Mesozoic and Cianozoic stand-by tank and its geodynamical evolution and oil-and-gas problems”, Novosibirsk, 2008, pp. 224–227.
5. Osipov M.A. *Formirovanie rassloennykh plutonov s pozitsii termousadki* [Formation of laminated plutons from a perspective of heat shrinkage]. Moscow: *Nauka*, 1982, 233 p.
6. Popkov V.N., Rabinovich A.A., Turov N.I. *Model' rezervuara gazovoy zalezhi v granitnom massive* [Model of gas deposits in the granite massif]. *Geologiya nefti i gaza*, 1989, issue 8, pp. 27–30.
7. Shuster V.L., Takaev Yu.G. *Mirovoy opyt izucheniya neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta. Razvedochnaya geofizika* [World experience of studying oil and gas potential of the crystalline rock. Exploration geophysics]. Moscow: *Geoinformmark*, 1997, 71 p.
8. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Nesterov N.I. (jr.), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne* [Pattern of location the oil and gas in Western Siberia megabasin].*Gornye vedomosti*, 2007, issue 10, pp. 6–23.
9. Kurysheva N.K. *Prognozirovanie, kartirovanie zalezhey nefti i gaza v verkhney chasti doyurskogo kompleksa po seysmologicheskim dannym v Shaimskom neftegazonosnom rayone i na prilegayushchikh uchastkakh* [Forecasting, mapping of oil and gas in the upper part of the pre-Jurassic zone seismological data in Shaim oil and gas region and adjacent areas]. Tyumen, 2005, 22 p.
10. Kur'yanov Yu.A., Kuznetsov V.I. i dr. *Opyt ispol'zovaniya polya rasseyannykh seysmicheskikh voln dlya prognoza treshchinovatykh zon* [Experience in the use of the field scattered seismic waves for forecasting fractured zones]. *Tekhnologiya seysmorazvedki*, 2008, issue 3, pp. 60–69.
11. Kremlev A.N., Erokhin G.N. i dr. *Prognoz kollektorov treshchinno-kavernovogo tipa po rasseyannym seysmicheskim volnam* [Forecast fracture-cavern collectors by scattered seismic waves].*Tekhnologiya seysmorazvedki*, 2008, issue 3.
12. Levyant V.B., Shuster V.L. *Vydelenie v fundamente zon treshchinovatykh porod metodami seysmorazvedki 3D* [Isolation in the foundation zone of fractured rock by seismic exploration 3D-methods]. *Geologiya nefti i gaza*, 2002, issue 2, pp. 21–26.

УДК 622.276

Разработка комплексного поглотителя сероводорода (ПСВ) и диоксида углерода из нефтегазопромысловых сред

В.А. Волков
к.т.н., директор[1]

С.В. Афанасьев
д.т.н., профессор[2]
svaf77@mail.ru

[1]ООО «Дельта-пром инновации», Самара, Россия
[2]Тольяттинский государственный университет, Тольятти, Россия

Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 февраля 2008 года принят в действие важнейший документ — технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» [1]. Он ужесточает требования к качеству различных видов топлива и содержанию в них компонентов, оказывающих негативное влияние на загрязнение окружающей среды [2].

Материалы и методы
Нормативно-правовая база. Эффективность разработанного ПСВ определялась хроматографическим методом по ГОСТ 50802-95 на хроматографе «Кристалл-5000.2».

Ключевые слова
нефть, очистка от сероводорода, нейтрализатор, состав

В частности, массовая доля серы в автомобильных бензинах класса 5 не должна превышать 10 мг/кг, что ниже показателя для группы 2 в 50 раз.

Выполнение данных жестких требований достигается путем совершенствования процессов переработки нефти и ее предварительной очистки от сернистых соединений (преимущественно сероводорода) перед отправкой на нефтеперерабатывающие заводы.

Известно, что доля месторождений с повышенным содержанием сероводорода и меркаптанов в углеводородах растет, отражаясь на коррозионной стойкости металлических частей оборудования при добыче, транспорте и переработке нефти, газа, газового конденсата. С 2008 г. в России введен [3], по которому запрещается транспортировка нефти с содержанием сернистых соединений более 100 ppm. В соответствии с изложенным, проблема нейтрализации и/или удаления сероводорода и меркаптанов из нефти является достаточно актуальной.

Для эффективного управления содержанием H_2S в нефти и продуктах ее переработки целесообразно использовать поглотители сероводорода (ПСВ).

Большинство из них является композициями, включающими формальдегид или уротропин, органический амин, метанол и другие продукты [4,5]. Их промышленному применению препятствуют высокая стоимость из-за применения импортных продуктов и недостаточно высокая эффективность.

Авторы работы предприняли попытку разработать поглотитель сероводорода, который лишен вышеотмеченных недостатков.

Соответственно, методология его рецептуростроения предусматривала применение доступного отечественного сырья и простоту приготовления готовой композиции.

Для этих целей был использован отработанный абсорбент на основе метилдиэтаноламина (МДЭА) с отделения абсорбционной очистки диоксида углерода агрегата аммиака типа АМ-76. Содержание МДЭА в нем находилось в диапазоне 30÷35%. С целью применения водного раствора МДЭА в различных климатических условиях в состав ПСВ включен карбамидоформальдегидный концентрат (КФК-85) — продукт конденсации карбамида с газообразным формальдегидом, выпускаемый по [6] в ОАО «Тольяттиазот» и являющийся также доступным химикатом [7]. Содержание КФК-85 в составе ПСВ варьировало в интервале 30÷40% масс.

Было принято во внимание, что степень очистки углеводородов от H_2S и CO_2 может быть дополнительно повышена при использовании добавки органических растворителей, причем наиболее подходящим из них является N-метилпирролидон (N-МП). Согласно патентных источников, указанный продукт усиливает абсорбцию сероводорода, меркаптанов и CO_2 при его концентрации в ПСВ до 20% [8]. При рассматриваемом комплексном подходе можно также прогнозировать слабое пенообразование при вводе ПСВ в нефть, его низкую коррозионную активность и значительно меньшие удельные энергозатраты на изготовление.

Методика проведения исследования

Эффективность разработанного ПСВ определялась хроматографическим методом по ГОСТ 50802-95 [9] на хроматографе «Кристалл-5000.2».

В качестве объекта исследования была выбрана безводная высокосернистая нефть плотностью 0,865 г/см³. До введения нейтрализатора содержание сероводорода в ней составляло 160 ppm. Выполненный

Композиция	Концентрация ингредиентов, % масс.					Плотность, г/см³	Значение pH	Т заст.,°С, не выше
	МДЭА	КФК	Этиловый спирт	N-МП	Вода			
Дельта НС-1	37,0	-	-	-	63,0	1,088	8,7	-20
Дельта НС-4	22,2	40,0	-	10	27,8	1,166	8,5	-25
Дельта НС-5	-	40,0	60,0	-	-	0,975	7,7	-35

Таб. 1 — Состав испытуемых поглотителей сероводорода

Нейтрализатор	Расходный коэффициент нейтрализатора, г/г H_2S	
	до 20 ppm	до 0 ppm
Дельта НС-4	9,3	9,4
Дельта НС-5	25,3	25,4
Дельта НС-1	90,0	122,5

Таб. 2 — Сравнительная эффективность нейтрализаторов

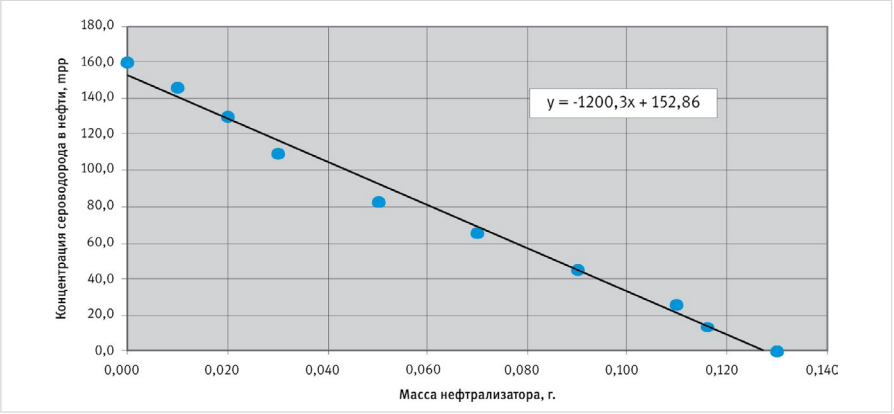


Рис. 1 — Зависимость концентрации сероводорода от количества добавленного ПСВ «Дельта НС-4»

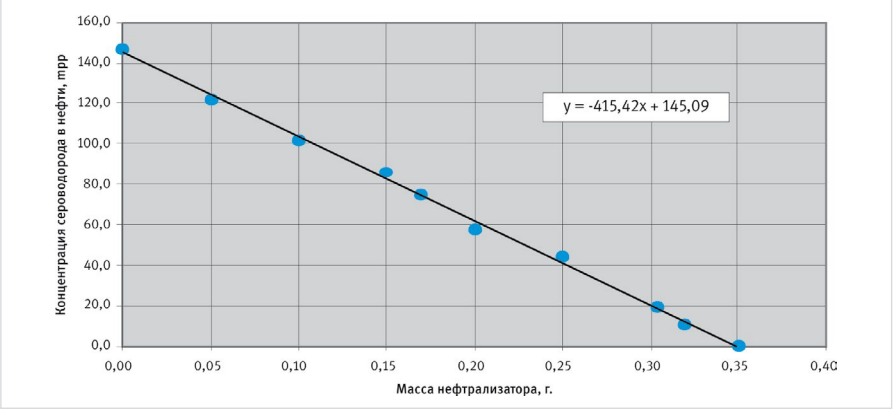


Рис. 2 — Зависимость концентрации сероводорода от количества добавленного ПСВ «Дельта НС-5»

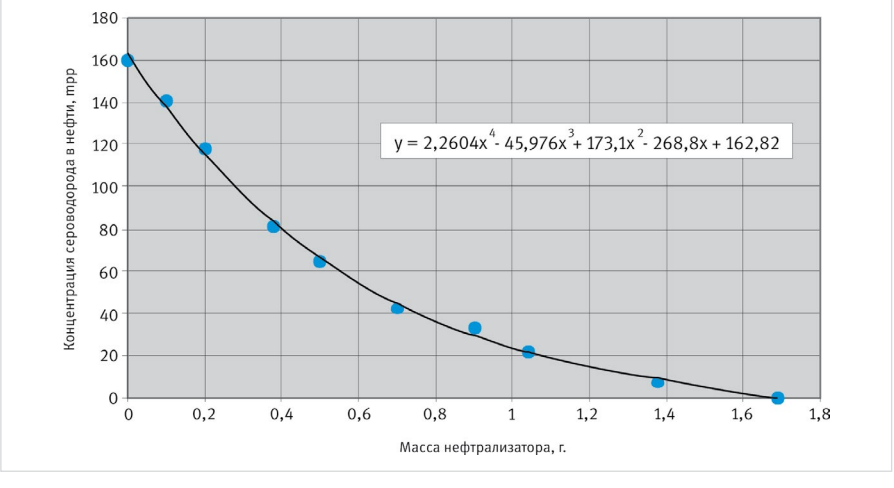


Рис. 3 — Зависимость концентрации сероводорода от количества добавленного ПСВ «Дельта НС-1»

Нейтрализатор	Количество добавленного реактива, мл	Индикация сероводорода	Примечание
Дельта НС-4	1,0	+	При добавлении нейтрализатора к воде выпадает белый кристаллический осадок
	2,0	–	
Дельта НС-5	3,0	+	
	6,0	–	
Дельта НС-1	5,0	+	Состав не эффективен
	10,0	+	
	20,0	+	
	30,0	+	

Таб. 3 — Определение степени очистки воды от сероводорода при вводе нейтрализаторов Дельта НС-5, НС-4, НС-1

эксперимент состоял из серии опытов с пробами нефти, в которую вводили разное количество нейтрализатора. Каждую пробу перемешивали в реакционной колбе с мешалкой в течении 3-х часов при комнатной температуре (25±2°С). Погрешность измерений содержания сероводорода ±3%. Полученные результаты представлены на рисунках и сведены в таблицы.

В таб. 1 приведен состав испытуемых поглотителей сероводорода.

На основании их испытаний были построены зависимости концентрации сероводорода от количества введенного ПСВ, которые представлены на рис. 1–3.

Из рис. 1 следует, что пороговое значение содержания сероводорода в 20 ppm достигается при добавлении 0,112 грамма нейтрализатора «Дельта НС-4» к 100 мл нефти, а для полной его нейтрализации необходим ввод 0,13 г рассматриваемого продукта.

Расчеты показывают, что для указанной нефти с содержанием сероводорода 160 ppm расход нейтрализатора, необходимый для достижения концентрации в 20 ppm, составляет 1,29 кг/тонну нефти.

Поскольку нефти различаются по содержанию сероводорода и такой показатель не является универсальным, то расход нейтрализатора необходимо относить к фактическому количеству сероводорода. В этом случае расход «Дельта НС-4» составит 9,3 г/г (грамм нейтрализатора на грамм сероводорода) для достижения остаточного содержания сероводорода в 20 ppm. Для полной нейтрализации потребуется добавка 9,4 г/г ПСВ «Дельта НС-4».

Аналогично «Дельта НС-4» проведены испытания двух других композиций (рис. 2 и 3).

Их сравнительная эффективность показана в таб. 2. Расход различных нейтрализаторов для достижения степени очистки нефти от сероводорода до 20 и 0 ppm, согласно [3].

Из нее видно, что при одном и том же содержании H_2S наиболее эффективным оказался ПСВ «Дельта НС-4» с расходом, равным 9,4 кг на тонну очищаемой нефти. Это количество реагента обеспечивает полное удаление из нее сероводорода.

Наряду с серосодержащей нефтью была исследована возможность использования разработанных ПСВ для очистки от сернистых соединений подтоварных и сточных вод.

В качестве объекта испытания выбрана вода пластовая с минерализацией 250 г/л, плотностью 1,172 г/см^3 и содержащая 200 ppm H_2S. Метод определения сероводорода — качественный с помощью бумаги индикаторной свинцовой [10]. Результаты анализа представлены в таб. 3.

Из нее видно, что «Дельта НС-4» и «Дельта НС-5» при расходе 2 и 6 мл соответственно, удаляют сероводород из пластовой воды. Это обстоятельство позволяет рекомендовать данные составы для использования при проведении капитальных и подземных ремонтов скважин в составе жидкостей глушения, а также в системах поддержания пластового давления путем дозирования в воду, закачиваемую в пласт [11].

Итоги

Рассмотрение полученных результатов свидетельствует о том, что удалось подобрать состав поглотителя сероводорода,

обладающего высокой эффективностью и получаемого с применением доступных сырьевых компонентов.

Выводы

Исследован ряд поглотительных композиций для нейтрализации сероводорода в нефти и пластовой воде. Показано, что наибольшей эффективностью обладает Дельта НС-4, включающая водный раствор метилдиэтаноламина, карбамидоформальдегидный концентрат КФК-85 и N-метилпир -ролидон. Подписаны договора с тремя предприятиями ОАО «Роснефть» на проведение опытно-промышленных испытаний разработанного ПСВ.

Список используемой литературы

1. Технический регламент №118 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».
2. Трифонов К.И., Афанасьев С.В., Катышев С.Ф. Естественные и техногенные источники загрязнений атмосферы. Учебник. Самара: СНЦ РАН, 2014. 148 с.
3. ГОСТ 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
4. Патент RU № 2269567 Способ очистки нефти и газоконденсата от сероводорода и меркаптанов поглотительными растворами. Приоритет от 01.07.04, кл. C10G 29/20.
5. Патент RU № 2370508 Нейтрализатор сероводорода и способ его использования. Приоритет от 13.06.08, кл C08L 61/24; C10G 29/22.
6. ТУ 2223-009-00206492-2007 Карбамидоформальдегидный концентрат марки КФК-85.
7. Афанасьев С.В., Махлай С.В. Карбамидоформальдегидный концентрат. Технология. Переработка. Монография. Самара: СНЦ РАН, 2012. 298 с.
8. Волков А.В.. Турапин А.Н., Афанасьев С.В. и др. Разработка комплексного поглотителя сероводорода и диоксида углерода из нефтегазопромысловых сред // Нефть. Газ. Новации. 2014. №4. С. 99–102.
9. ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов
10. ТУ 6-09-5593-98. Бумага индикаторная свинцовая.
11. Патент RU№2561169 Нейтрализатор (поглотитель) сероводорода и способ его использования. Приоритет от 06.05.14, кл. C10G29/20.

Development of the complex absorber of hydrogen sulphide (AHS) and carbon dioxide from oil and gas environments

UDC 622.276

Authors:
Vladimir A. Volkov — Ph.D., director[1]
Sergey V. Afanasiev — Sc.D., professor[2]; svaf77@mail.ru

[1]LLC "Delta-prom innovations", Samara, Russian Federation
[2]Togliatti state University, Togliatti, Russian Federation

Abstract

The most important document was approved by governmental decree of Russian Federation from the 27th of Februrary 2008 — regulation “About requirements to car and plane gazoline, fuel oil and marine fuel for jet engines, and residual oil” [1]. It toughen the requirements for different combustible types and for containing there any components, influence negatively on environment pollution [2].

Materials and methods

Rules and regulations.

Effectiveness of developed AHS was defined by chromatographic procedure according to GOST 50802-95 at “Kristall-5000.2”.

Results

Checking the obtained results testified that it was succeeding to find hydrogen disulphide absorbent composition with high efficiency and recovered using affordable raw components.

Conclusions

Range of absorbent components was studied to finding a way how to neutralize hydrogen disulphide in oil and stratum water. It is shown that more effective has Delta NS-4, containing methyldiethanolamine water solution, carbamide-formaldehyde concentrate CFC-85 and N-methylpyrrolidone. There are signed 3 contracts with “Rosneft” branch companies for pilot-runs of developed AHS.

Keywords

oil, hydrogen disulphide refinery, neutralizing agent, composition

References

1. Regulation №118 “About requirements to car and plane gazoline, fuel oil and marine fuel for jet engines, and residual oil”.
2. Trifonov K.I., Afanas'ev S.V., Katyshev S.F. *Estestvennye i tekhnogennye istochniki zagryazneniy atmosfery* [Natural and man-caused sources of environment pollution]. Textbook. Samara: Samara scientific center RAS, 2014, 148 p.
3. GOST 51858-2002. Oil. General specifications.
4. Patent RU № 2269567 *Sposob ochistki nefti i gazokondensata ot serovodoroda i merkaptanov poglotitel'nymi rastvorami* [Oil and gas well condensate refinement method of hydrogen disulphide and mercaptans by absorbing solutions]. Priority from 01.07.04. cl C10G 29/20.
5. Patent Ru № 237058 *Neytralizator serovodoroda i sposob ego ispol'zovaniya* [Hydrogen disulphide neutralizer and its using]. Priority from 13.06.2008. cl C08L 61/24; C10G 29/22.
6. Technical conditions 2223-009-00206492-2007 Carbamide-formaldehyde concentrate CFC-85.
7. Afanas'ev S.V., Makhlay S.V. *Karbamidoformal'degidnyy kontsentrat. Tekhnologiya. Pererabotka* [Carbamide-formaldehyde concentrate. Technology. Refining]. Monogrhaphy. Samara: Samara scientific center RAS, 2012, 298 p.
8. Volkov A.V., Turapin A.N., Afanas'ev S.V. and oth. *Razrabotka kompleksnogo poglotitelya serovodoroda i dioksida ugleroda iz neftegazopromyslovykh sred* [Development of complex absorber of hydrogen disulphide and carbone dioxide from oil and gas environment]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2014, issue 4, pp. 99–102.
9. GOST 50802-95 Petroleum. Method for determination of hydrogen sulfide, methyl- and ethylmercaptans.
10. Technical conditions 6-09-5593-98. Plumbous detector paper.
11. Patent RU 2561169 *Neytralizator (poglotitel') serovodoroda i sposob ego ispol'zovaniya* [Neutralizer (absorbent) of hydrogen and its using]. Priority from 06.05.14, cl C10G29/20.

УДК 622.276

Компьютерное моделирование процесса водогазового воздействия на опытном участке пласта Ач$_3$ Восточно-Перевального месторождения

В.И. Дарищев
к.т.н., заместитель генерального директора по науке и инновационной деятельности[1]

И.А. Ахмадейшин
руководитель группы мониторинга проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов[1]
iakhmadeishin@ritek.ru

В.А. Дедечко
специалист отдела научно-исследовательских, опытно-конструкторских и опытно-промышленных работ[1], аспирант[2],
vdedechko@ritek.ru

С.А. Власов
к.т.н., директор[3]

Д.Т. Миронов
с.н.с.[3]
Dmitri.Mironov@TNS-Simcor.com

А.М. Полищук
к.т.н., заместитель директора[3]
alexanderpol@yandex.ru

[1]ОАО «РИТЭК», Москва, Россия
[2]РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия
[3]АНО НТО «ИТИН», Москва, Россия

В предлагаемой работе представлены результаты математического моделирования закачки углеводородного газа на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении (восточный купол) Западной Сибири, где с декабря 2008 года ОАО «РИТЭК» проводило опытно-промышленные работы по водогазовому воздействию (ВГВ). Целью данной работы являлось создание цифровой гидродинамической модели и выбор оптимальных вариантов разработки для опытного участка Восточно-Перевального месторождения с использованием результатов исследований керна, с учетом возникающих эффектов гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и роли защемленного газа [1].

Запасы нефти Восточно-Перевального месторождения из-за сложного геологического строения отнесены к трудноизвлекаемым. Залежь Ач$_3$ Восточно-Перевального месторождения массивная, сводовая, водоплавающая, литологически-экранированная. Эффективные нефтенасыщенные толщины по площади залежи составляют в среднем 10,2 м.

Для математического моделирования был выбран опытный участок нагнетательной скважины № 480. Данная скважина была введена в эксплуатацию в августе 2006 г. и до августа 2008 г. находилась в добывающем фонде. С декабря 2008 по февраль 2010 гг. в скважину №480 осуществлялась закачка углеводородного газа (природный газ+ПНГ), а с февраля по июнь 2010 г. — закачка воды. Далее в июле 2010 г. скважину вновь перевели под нагнетание газа, которое продолжалось до конца июня 2013 г.

Эта дата была взята в качестве исходной точки для проведения расчетов.

Для моделирования процесса закачки газа в пласт Ач$_3$ Восточно-Перевального месторождения в районе скважины №480 была создана изотермическая композиционная секторная гидродинамическая модель в симуляторе E300 ECLIPSE Schlumberger [2].

Внутри общей модели выделена область, включающая только один элемент обращенной девятиточечной системы разработки с нагнетательной скважиной №480 в центре, по которому подготовлена секторная модель. Расположение скважин на карте эффективных нефтенасыщенных толщин представлено на рис. 1.

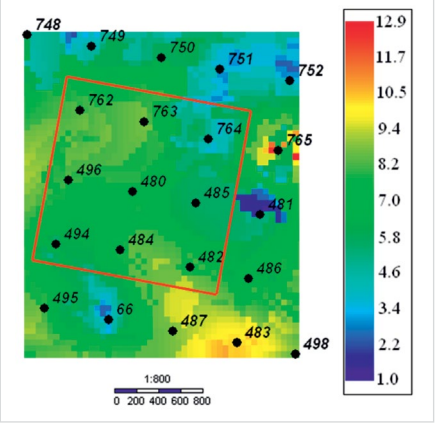


Рис. 1 — Участок ВГВ на карте эффективных нефтенасыщенных толщин по гидродинамической модели

Выбранный участок является характерным по геолого-физическим параметрам пласта. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) по гидродинамической модели пласта Ач$_3$ в пределах водонефтяного контакта (ВНК) представлены в таб. 1.

Начальная пластовая температура пласта составляет 92,2°С, начальное пластовое давление — 255 атм. Вязкость нефти — 0,62 сПз, плотность нефти — 847 кг/м^3. Давление насыщения нефти газом — 9,8 МПа, растворимость газа в нефти — 87 м^3/м^3.

За основу секторной модели была взята адаптированная гидродинамическая модель с исходным размером ячеек (как в геологической, так и в гидродинамической моделях) 100x100 м. Для моделирования процесса закачки ВГС размеры ячеек сетки были уменьшены и составили 50x50 м с локальным измельчением ячеек в районе между нагнетательной и добывающими скважинами в зоне влияния закачки ВГС.

В расчетах принималось, что скважины участка работают в режиме с заданными отборами по жидкости, соответствующими фактическим средним историческим отборам. Ограничение по забойному давлению ($P_{заб}$) принималось равным на нагнетательных скважинах — 39 МПа, на добывающих скважинах — 10 МПа. Во всех вариантах критериями отключения интервалов перфораций добывающих скважин выступали превышение обводненности продукции с данного интервала до 98% и газового фактора до 5000 нм^3/м^3.

В качестве основного регулируемого параметра воздействия было выбрано — водогазовое отношение (ВГО). Рассматривались следующие варианты:

Вариант 1

С учетом гистерезиса ОФП (по модели Джаргона) предполагает закачку ВГС в нагнетательную скважину №480 с ВГО 0,005 (газосодержание (ГС) 36%) при постоянном $P_{заб}$=39,0 МПа и без ограничения объема закачки смеси. Отбор нефти по скважинам участка ОПР также ведется с исторически сложившимися забойными давлениями.

Для оценки влияния гистерезиса ОФП закачка ВГС ведется циклами

Параметр	min	max	Среднее	Стандартное отклонение
Проницаемость, мД	2	508	62	85
Пористость, д.ед.	0,01	0,21	0,17	0,02
Доля коллектора, д.ед.	0,03	1,00	0,65	0,22
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0,00	0,70	0,52	0,11

Таб. 1 — ФЕС по гидродинамической модели пласта Ач$_3$ в пределах ВНК

В данной работе приводится обоснование применения метода закачки водогазовой смеси (далее – ВГС) для повышения нефтеотдачи пластов и утилизации добываемого попутного нефтяного газа.

Материалы и методы
Математическое моделирование, результаты опытно-промышленных работ.

Ключевые слова
водогазовое воздействие, повышение нефтеотдачи, водогазовая смесь, гидродинамическая модель

продолжительностью в один год, в течение периода до 2030 г., когда поровый объем закачки агентов составит 35% порового объема участка воздействия, затем переход на закачку воды до 2052 г. Чередование закачки смеси и воды в цикле — 1 год ВГС +1 год вода, всего 9 циклов закачки.

Вариант 2

Вариант без учета гистерезиса ОФП предполагает закачку ВГС в нагнетательную скважину №480 с ВГО 0,005 (ГС 36%). Параметры закачки аналогичны варианту с гистерезисом для их сравнения.

Вариант 3

С учетом гистерезиса ОФП (по модели Киллоу) предполагает закачку ВГС в нагнетательную скважину №480 с ВГО 0,005 (ГС 36%). Параметры закачки аналогичны вариантам 1 и 2.

Вариант 4 (базовый — закачка воды)

В нагнетательную скважину №480 прекращается закачка газа и в течение всего расчетного периода (до 2052 г.) закачивается вода при $P_{заб}$ =39,0 МПа.

Вариант 5 (закачка газа)

Предполагает продолжение разработки участка ОПР с закачкой газа в нагнетательную скважину №480 при постоянном $P_{заб}$=39,0 МПа и с ограничением по максимальному объему закачки газа 100 тыс. м^3/сут. Закачка газа ведется в течении всего расчетного периода до 2052 г., когда поровый объем закачки агентов составит 130% порового объема (PV) участка воздействия.

Вариант 6–11

При проведении этой серии расчетов рассматривались различные варианты закачки ВГС с различным ВГО и без ограничения объема закачки газа. Забойное давление закачки во всех вариантах было постоянным и составляло $P_{заб}$ =39,0 МПа. Расчетный период во всех вариантах составлял 2013–2030 гг. Параметры вариантов представлены в таб. 2.

Вариант 12

С учетом гистерезиса ОФП предполагает переход с закачки газа на циклическую закачку ВГС с ВГО 0,005 (ГС 36%) при постоянном $P_{заб}$=39,0 МПа и без ограничения объема закачки газа. Для оценки влияния различных циклов закачки ВГС с учетом гистерезиса ОФП закачка ведется циклами продолжительностью в 3+1 год, в течение периода до 2030 г., когда поровый объем закачки агентов составит 37% порового объема участка воздействия, затем переход на закачку воды до 2052 г. Чередование закачки ВГС и воды в цикле — 3 года ВГС +1 год вода, всего 5 циклов закачки.

Вариант 13

С учетом гистерезиса ОФП предполагает переход с закачки газа на постоянную закачку ВГС с ВГО 0,005 (газосодержание 36%) при постоянном $P_{заб}$ = 39,0 МПа и без ограничения объема закачки газа. Закачка ВГС ведется в течение периода до 2030 г., когда поровый объем закачки агентов составит 39% порового объема участка воздействия, затем переход на закачку воды до 2052 г.

№ варианта	ВГО	Газосодержание, %	Объем закачки, в % от порового объема участка	Период закачки ВГС, лет (кол-во циклов)
1 (гистерезис)	0,005	36	35	1+1 (9 циклов)
2	0,005	36	35	1+1 (9 циклов)
3 (гистерезис)	0,005	36	30	1+1 (9 циклов)
4 (вода)	1,0	0	30	0
5 (газ)	0,0	100	130	40
6	0,0005	85	62	18
7	0,001	74	48	18
8	0,005	36	35	18
9	0,01	22	32	18
10	0,05	5	31	18
11	0,1	3	30	18
12 (гистерезис)	0,005	36	37	3+1 (5 циклов)
13 (гистерезис)	0,005	36	39	постоянная закачка

Таб. 2 — Рассчитанные варианты по закачке ВГС

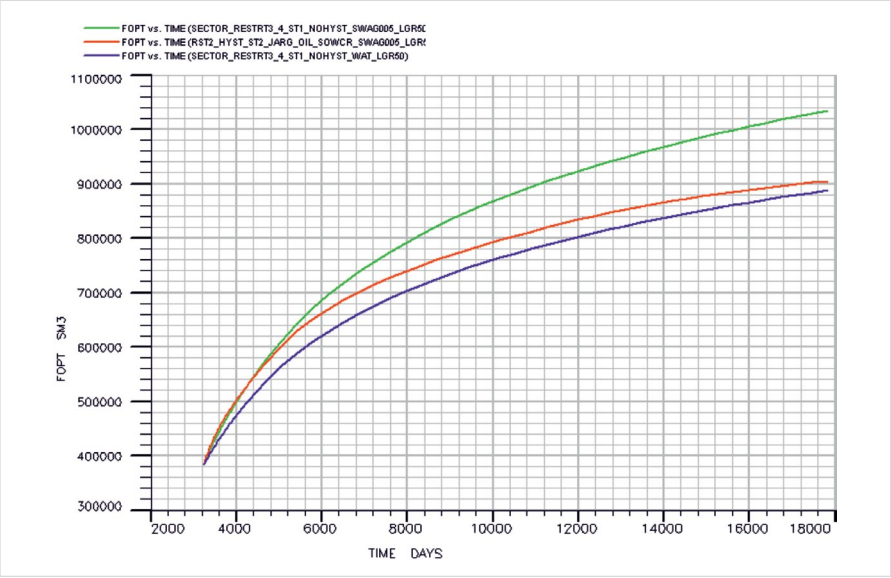


Рис. 2 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам с учетом (красная кривая) и без учета гистерезиса ОФП (зеленая кривая) при закачке ВГС и при заводнении (синяя кривая)

На этапе 1 (расчетные варианты 1 и 2) проведены сравнительные расчеты с учетом и без учета гистерезиса ОФП для варианта с одинаковым ВГО.

Как видно на рис. 2, накопленная добыча нефти в варианте с гистерезисом превышает на конец расчетного периода добычу по базовому варианту с заводнением более чем на 20 тыс. м^3, что соответствует приросту КИН за расчетный период 40 лет на 1,6 п.п. (с 36,2% до 37,8%.). За первые 18 лет закачки ВГС (конец закачки смеси — 2030 г. и переход на заводнение) прирост составил 2,5%.

Учет гистерезиса и наличие защемленного газа в коллекторе, приводит к тому, что продвижение фронта смеси происходит более равномерно, при более высоких фильтрационных сопротивлениях, и, следовательно, коэффициент охвата пласта более высокий. Это в значительной мере проявляется для более однородного и проницаемого коллектора.

В условиях высокой неоднородности пласта $Ач_3$ Восточно-Перевального месторождения, расчеты показали на существенную роль защемленного газа, наличие которого вызывает отключение от разработки преимущественно низкопроницаемых участков пласта. Вследствие этого фильтрация происходит в основном по высокопроницаемым каналам (зонам) хотя и с лучшим охватом, но только для части коллектора.

Таким образом, учет реальной неоднородности коллектора является важным критерием при учете процессов, происходящих в пласте, и необходим при выборе участков

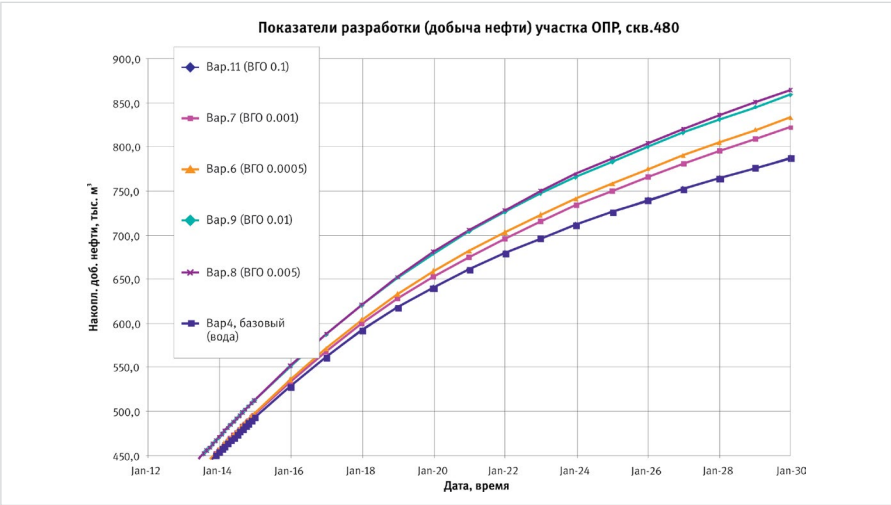


Рис. 3 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам с различным газосодержанием ВГС

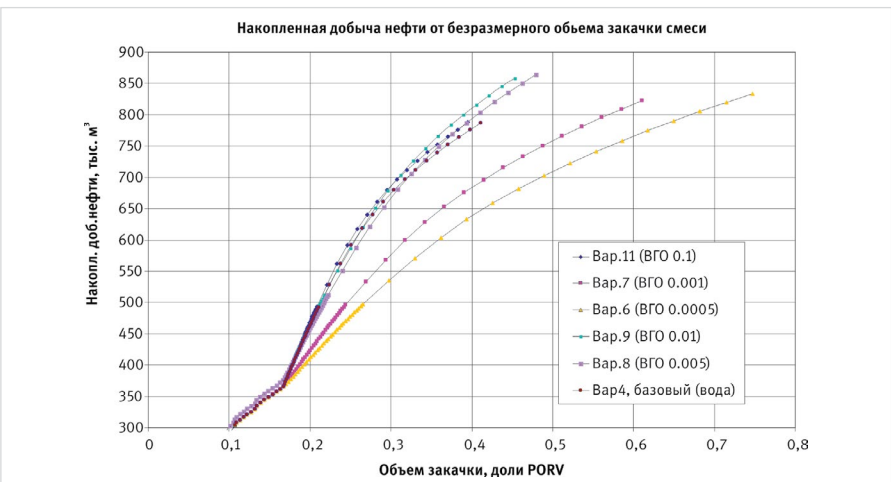


Рис. 4 — Зависимость накопленной добычи нефти от безразмерного в пластовых условиях объема закачки ВГС

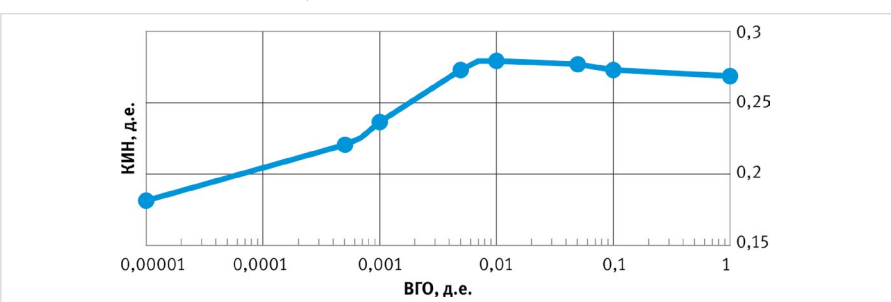


Рис. 5 — Изменение КИН при равных PV объемах закачки смеси от ВГО

воздействия для проведения ВГВ или других закачек с разнонаправленным изменением насыщенностей.

Проведенные сравнительные расчеты вариантов с учетом гистерезиса по моделям Киллоу (вариант 3) и Джаргона (вариант 1) показали, что при практически равных объемах закачки газа по модели Джаргона добывается всего на 2,5% больше нефти (КИН больше на 0,6% п.п.). В целом разница по моделям не значительна и определяется в основном несколько более высокой добычей по модели Джаргона, в которой за счет ввода нормализованного коэффициента, отвечающего за переход между дренажем и пропиткой, расчет величин ОФП имеет несколько лучшую сходимость.

На рис. 3–5 приведены технологические показатели разработки шести вариантов с различными ВГО от 0,0005 до 0,1 (газосодержание от 85% до 3%) и базового варианта с закачкой воды. Из приведенных данных видно, что варианты с максимальной добычей 8 (ВГО 0,005) и 9 (ВГО 0,01) значительно превышают по накопленной добыче базовый вариант с заводнением (вариант 4) более чем на 70 тыс. м³, что соответствует приросту КИН за расчетный период на 9 п.п. (рис.3). Зависимость накопленной добычи нефти от безразмерного в пластовых условиях объема закачки ВГС приведена на рис. 4.

Данная характеристика при воздействии с закачкой ВГС является определяющей для экономических оценок процесса, поэтому рассмотрим ее более детально. Видно, что лучшие по данному показателю варианты 8 (ВГО 0,005, ГС 36%) и 9 (ВГО 0,01, ГС 22%) значительно превышают по накопленной добыче, на одинаковый объем закачки смеси, варианты с газосодержанием более 50%. Разница в добыче нефти на одинаковый объем закачки смеси PV=0,3, составляет более 150 тыс. м³, что показывает эффективность вариантов 8 и 9.

Основные сводные технологические показатели вариантов разработки опытного участка на конец расчетного периода приведены в таб. 3.

Изменение КИН по вариантам с различными ВГО показана на рис. 5. Видно, что максимальная величина нефтеотдачи за расчетный период соответствует вариантам с ВГО от 0,005 до 0,05. Увеличение КИН по сравнению с закачкой только газа (ВГО=0) составляет в абсолютных величинах 10 п.п. или около 50%. По сравнению с закачкой воды увеличение КИН составляет около 9,1% на конец расчетного

Варианты (ВГО при норм. усл.)	**5 (газ)**	**6 (0,0005)**	**7 (0,001)**	**8 (0,005)**	**9 (0,01)**	**10 (0,05)**	**11 (0,1)**	**4 (база вода)**
Газосодержание смеси (пл. усл), %	100	85	74	36	22	5	3	0
Накопленная добыча нефти, тыс.м³	883	833	822	865	859	811	788	787
PV закачки на конец расчета, д.ед.	1,30	0,62	0,48	0,35	0,32	0,31	0,30	0,30
Накопленная добыча нефти при равных пор. обьемах закачки, тыс. м³	528	638	684	794	810	801	792	778
Прирост КИН при равных объемах закачки смеси, %	-32,1	-18,0	-12,1	2,1	4,2	3,0	1,3	0,0
Прирост КИН на конец расчетного периода, %	12,2	5,9	4,5	9,8	9,1	3,0	0,1	0,0%
Накопленная добыча газа, млн м³	381	180	133	78	64	49	46	46
Накопленная закачка газа, млн м³	460	197	135	52	31	7	3	0
Накопленная добыча воды, тыс.м³	928,7	947,7	990,0	970	977	1009	1025	1018
Обводненность на конец закачки, %	77,7	81,2	82,2	81,1	81,8	83,8	84,6	84,7
КИН при равных PV закачки смеси, д.ед.	0,183	0,220	0,236	0,274	0,280	0,277	0,274	0,269

Таб. 3 — Основные технологические показатели вариантов разработки участка ВГВ

периода и 4,2% на равные поровые объемы закачки смеси, составившие 0,4 порового объема участка воздействия ВГС.

Ниже на рисунках показано распределение различных параметров процесса закачки ВГС на характерные моменты времени.

На поперечном срезе секторной модели, проходящим через нагнетательную скважину №480, приведено распределение исходных характеристик коллектора по проницаемости (рис. 6), изменение нефтенасыщенности на начало закачки ВГС (рис. 7) и на 1 января 2024 (рис. 8) для варианта с ВГО 0,001.

Из приведенных рисунков видно, что при закачке ВГС выработка запасов проходит равномерно и охватывает значительную часть зоны воздействия.

По результатам расчетов на 2-м этапе определен оптимальное ВГО и газосодержание смеси, и в дальнейших вариантах № 12 и № 13 проводилась закачка уже при одном ВГО=0,005 (ГС=36%) определенными циклами (1 год, 3 года и постоянно) соответствующими 0,18, 0,20 и 0,22 поровых объема (PV) пласта участка воздействия.

На 3-м этапе проводились расчеты вариантов по определению оптимальных циклов закачки ВГС для получения максимальной величины КИН на участке ВГВ после проведения предварительной закачки газа. Варианты рассчитывались с учетом гистерезиса ОФП. Проведено чередование закачки смеси и воды за период 18 лет (затем переход на закачку воды): 1 год ВГС +1 год вода (вариант 1), 3 года ВГС +1 год вода (вариант 12), постоянная закачка ВГС (вариант 13) и затем переход на закачку воды.

При оценке общего объема оторочки необходимо учитывать предварительно закачанный в пласт газ в объеме 55,7 млн м^3, составляющий 17% порового объема (PV) участка воздействия, который затем продвигается по пласту оторочкой ВГС, тогда поровые обьемы по вариантам составят соответственно 0,35, 0,37 и 0,39 поровых объемов (PV) участка ВГВ.

На рис. 10 и 11 приведены технологические показатели разработки трех вариантов с циклами 1 год, 3 года и при постоянной закачке ВГС до 2030 г. с ВГО 0,005 (ГС 36%). Из рисунков видно, что разница в добыче нефти по вариантам за расчетный период до 2052 г., незначительная, и составляет около 10 тыс. м^3. Общий объем закачки ВГС сохраняется на близком уровне, пластовое давление также остается постоянным. Различие

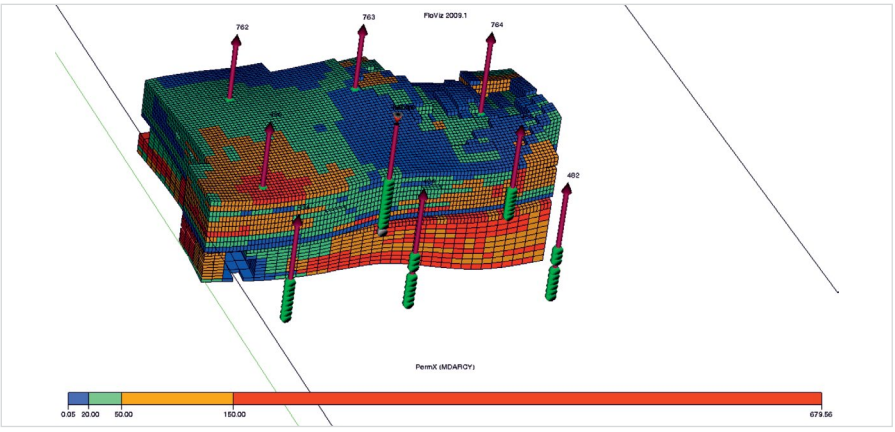


Рис. 6 — Распределение проницаемости на участке закачки ВГС

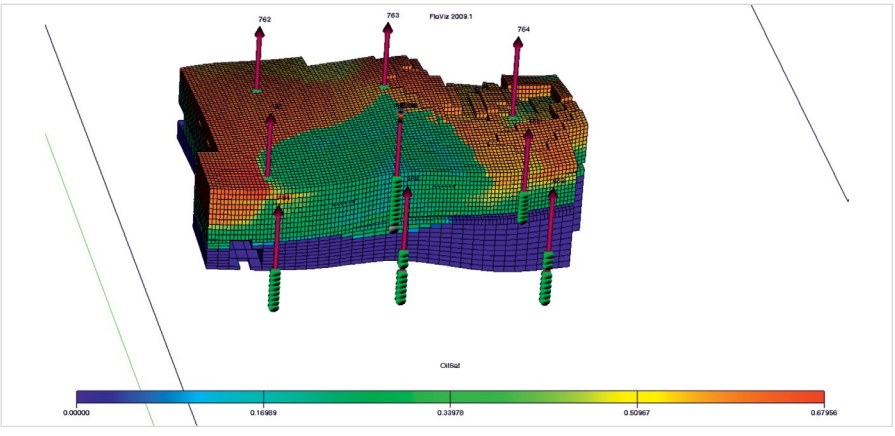


Рис. 7 — Распределение нефтенасыщенности на начало закачки ВГС

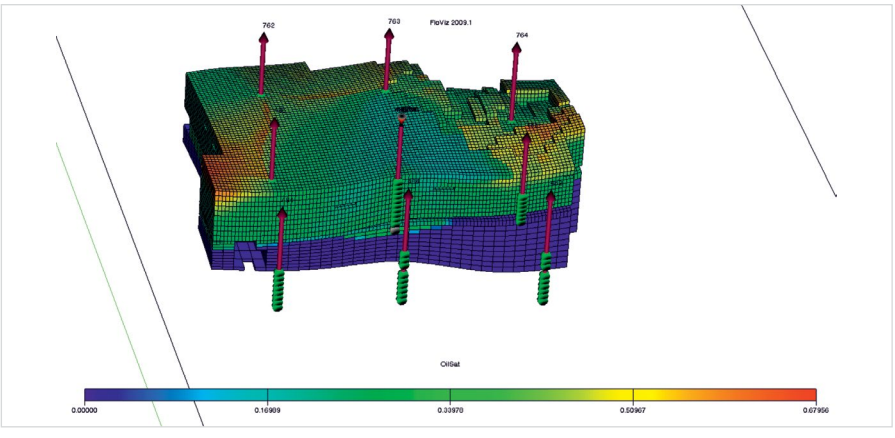


Рис. 8— Распределение нефтенасыщенности в завершении закачки ВГС

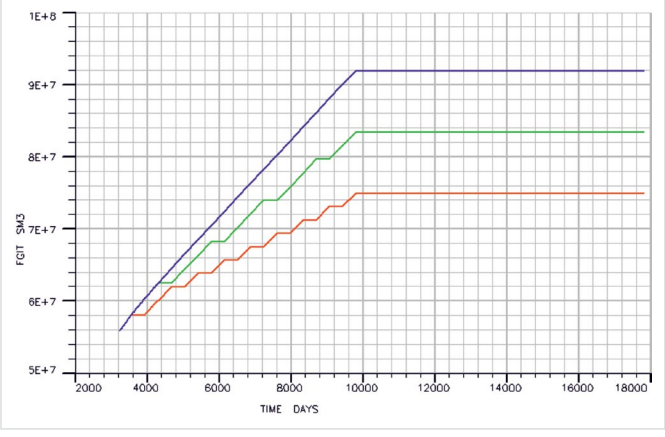


Рис. 10 — Динамика накопленной закачки газа по вариантам с циклами закачки ВГС-1 год (красный цвет), 3 года (зеленый), постоянная закачка (синий)

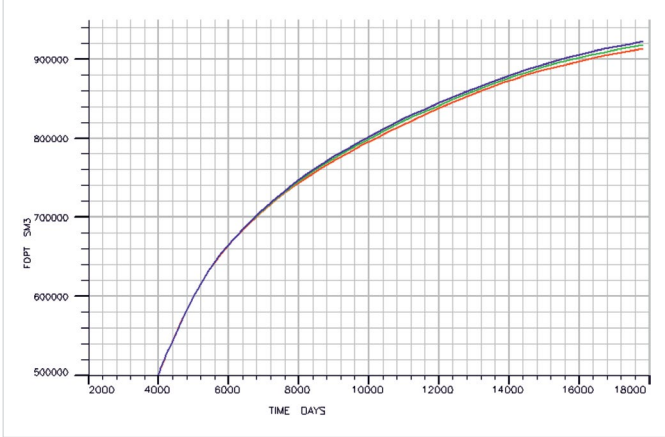


Рис. 11 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам с циклами закачки ВГС-1 год (красный цвет), 3 года (зеленый цвет), постоянная закачка (синий)

наблюдается только в накопленной закачке газа — рост при постоянной закачке составил более 20%.

Таким образом, при определении оптимального варианта по максимальной нефтеотдачи, вариант с закачкой ВГС с циклом 3 года (соответствует 0,2 поровых объема пласта участка воздействия) наиболее эффективный, так как имеет меньший объем закачки смеси и близкий к максимальному объем добычи нефти, что отразится на лучших экономических показателях варианта.

Отсутствие большего прироста добычи нефти при большей закачке ВГС определяется тем фактом, что сформированный в пласте объем смеси (включая предварительно закачанный газ в объеме 55,7 млн м^3) и закачанный после начала ВГВ объем ВГС (18–22% PV) достаточен для формирования устойчивой оторочки (при данном ВГО соотношении), которая продвигается равномерно (проталкивается смесью и, или просто водой) и позволяет сохранить высокий охват пласта воздействием до окончания расчетного периода.

Итоги

В результате были подобраны наиболее оптимальные варианты закачки водогазовой смеси (ВГС) для получения максимальной нефтеотдачи при реализации водогазового воздействия

Выводы

1. Установлено, что наиболее оптимальными вариантами для закачки являются ВГС со следующими параметрами: водогазовое отношение (ВГО) = 0,005 при газосодержании (ГС) = 36% и ВГО = 0,01 при ГС = 22%.
2. Достигнутая в этих вариантах расчетная дополнительная добыча нефти (по сравнению с заводнением) составила более 70 тыс. м^3.
3. Прирост КИН в варианте с закачкой ВГС и учетом гистерезиса ОФП за расчетный период составил 2,5 % по сравнению с заводнением.
4. Показано, что с учетом гистерезиса ОФП и при наличии защемленного газа в коллекторе, продвижение фронта происходит более равномерно, и при более высоких фильтрационных сопротивлениях для смеси. Для более однородного и проницаемого коллектора учет гистерезиса ОФП, приводит в итоге к росту КИН на 3–4 п.п. за счет увеличения охвата пласта.
5. В полномасштабной модели пласта за счет высокой неоднородности часть пор (преимущественно низкопроницаемая) часть коллектора отключается из выработки из-за защемления газа, и ускоренная фильтрация происходит в основном по высокопроницаемым пропласткам, хотя и с лучшим охватом, но только по части коллектора.
6. Расчеты, проведенные без учета гистерезиса ОФП, приводят к некорректному увеличению относительной фазовой проницаемости для газа после циклов закачки воды.
7. Анализ расчетов с циклами закачки показал, что при определении оптимального варианта о по максимальной нефтеотдачи, вариант с закачкой ВГС с циклом 3 года имеет меньший объем закачки и близкий к максимальному объем добычи нефти.

Список используемой литературы

1. Кокорев В., Карпов В., Дарищев В., Ахмадейшин И., Бугаев К., Дедечко В., Щеколдин К., Полищук А., Шеляго Е., Язынина И. Гистерезис фазовых проницаемостей при водогазовом воздействии на нефтяной пласт. SPE-171224-RU, Москва, 2014.
2. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2009. С. 519–538.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

WAG simulation on Ach$_3$ test area Vostochno-Perevalny oilfield

UDC 622.276

Authors:
Victor I. Darishchev — Ph.D., deputy general director for science and innovation[1]
Ildar A. Akhmadeishin — head of group for monitoring of HTR reserves development projects[1]; iakhmadeishin@ritek.ru
Vasiliy A. Dedechko — specialist of research and development and pilot work department[1], postgraduate[2]; vdedechko@ritek.ru
Sergey A. Vlasov — Ph.D., director[3]
Dmitry T. Mironov — lead researcher[3]
Alexander M. Polishchuk — Ph.D., deputy director[3]

[1]RITEK, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation
[3]Rusnanonet, Moscow, Russian Federation

Abstract

In this paper presented results of mathematical simulation of WAG on Vostochno-Perevalny oilfield (East dome) of Western Siberia, where were conducted field WAG trials by Ritek since December 2008. The aim of this work is creation the digital and hydrodynamic model and choice an option to development a test area of Vostochno-Perevalny oilfield with application results of core research and taking into account hysteresis effects of relative permeability and role of occluded gas. It were adduced the arguments to application the WAG method to increasing oil recovery and APG utilization.

Materials and methods

Simulation, industrial experiment works.

Results

It was chosen more optimal variants of WAG to obtaining maximum oil recovery during WAG.

Conclusions

1. It was found that the best option for injection is water-gas mixture with the following parameters: water and gas ratio = 0.005 at the gas content = 36% and water gas ratio = 0.01 at gas content = 22%.
2. Achieved precalculated extra oil recovery (comparison on water flooding) is more than 70000 m^3.
3. Incremental of oil recovery rate is 2,5% in WAG taking into account hysteresis of relative permeability on base period with comparison on water flooding.
4. It is shown that taking into account hysteresis effects of relative permeability and occluded gas in reservoir, the frontal advance is more uniform, also if is there more filtration resistance of mixture. For more uniform and permeable collector accounting the hysteresis of relative permeability leads eventually to an increase in oil recovery by 3–4 percentage points by increasing the sweep.
5. The full-scale model of the reservoir due to the high inhomogenuity of the pores (mainly low permeability) the part of reservoir is disconnected from the development because of occluded gas, and express filtering occurs mainly in highly permeable streaks, albeit with the best coverage, but only on the part of the collector.
6. Calculation, conducted without taking into account hysteresis of relative permeability, leads to incorrect increasing the hysteresis effects of relative permeability for gas after water injections.
7. Analysis of calculations with water injection periods shown, that the option with WAG and 3 years period has smaller injection volume and maximum oil recovery rate.

Keywords

WAG, increase oil recovery, water-gas mixture, hydrodynamic water

References

1. Kokorev V., Karpov V., Darishchev V., Akhmadeyshin I., Bugaev K., Dedechko V., Shchekoldin K., Polishchuk A., Shelyago E., Yazynina I. *Gisterezis fazovykh pronitsaemostey pri vodogazovom vozdeystvii na neftyanoy plast* [Hysteresis of relative permeabilities in water-gas stimulation of oil reservoirs]. Proceedings SPE- 171224-RU, Moscow, 2014.
2. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2009, pp. 519–538.

ЛИЗИНГ СПЕЦТЕХНИКИ И НЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПОЗВОЛЯЕТ НАМ ЧЕТКО ПОНИМАТЬ ПОТРЕБНОСТИ ВСЕХ УЧАСТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мы разработали специальные финансовые продукты, способные удовлетворить множество специфических задач:

- При выполнении работ по строительству нефтегазовых объектов
- При выполнении работ по бурению и исследованию скважин
- При выполнении работ по подъему жидкости из скважины
- При текущем и капитальном ремонте скважин

ООО «Сибирская лизинговая компания» является членом Союза производителей нефтегазового оборудования

ФАКТОРИНГ ДЛЯ ПОДРЯДЧИКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

ПРОБЛЕМА

Российские строительные и сервисные компании часто сталкиваются с ситуацией, когда, выиграв тендер у крупной нефтегазовой компании на подрядные работы, по условиям тендера они получают оплату со значительной отсрочкой. Несмотря на это тендером предусмотрен жесткий график выполнения работ, для которых необходима специализированная техника.

РЕШЕНИЕ ОТ ООО «СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ»

ООО «СЛК» предлагает строительным и сервисным компаниям нефтегазового сектора финансовый продукт, благодаря которому Вы сможете приобрести необходимую Вам технику, не отвлекая собственные средства.

При этом, под гарантию подрядного договора, мы готовы финансировать с авансом, равным 0%.

СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

18 лет на рынке!

Для получения подробной консультации по финансовым услугам обращайтесь в наш Единый информационный центр:

+7 499 576 57 78 • 8 800 100 32 44

www.oooslk.ru

УДК 622.276

Физико-химические МУН на поздней стадии разработки месторождений

Т.В. Трифонов
главный геолог[1]
Trifonov_t_v@mirrico.com

Р.И. Саттаров
директор[1]
Sattarov_r_i@mirrico.com

А.В. Хурматуллин
заместитель начальника управления разработки-начальник отдела ТОРНМ[2]
Hurmatullin@belkam.com

Д.В. Сазонов
ведущий инженер ТОРНМ УР[2]
Sazonov@belkam.com

[1]ООО «Делика», Казань, Россия
[2]ПАО «Белкамнефть», Ижевск, Россия

Поскольку основным методом воздействия на нефтяные пласты является заводнение, повышение его эффективности остаётся основной задачей. Применение методов химического воздействия позволяет повысить добычу нефти, но существует проблема низкой продолжительности эффекта. Это связано с увеличением кратности обработок, ухудшением структуры извлекаемых запасов и с ограниченным спектром технологий, применяемых при определённых геологических условиях. Из этого следует вывод о необходимости поиска новых МУН. Один из методов, который мог бы существенно повысить нефтеотдачу на поздней стадии разработки месторождений — полимерное заводнение.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы нефти, перераспределение фильтрационных потоков, выравнивание фронта закачиваемой воды, водорастворимые полимеры, адсорбция полимера на породе, остаточный фактор сопротивления

На месторождениях ПАО «Белкамнефть» применение методов увеличения нефтеотдачи позволяет повысить добычу нефти, но существует проблема низкой продолжительности эффекта. Одной из причин недостаточной эффективности заводнения является высокое соотношение вязкостей добываемой нефти и закачиваемой воды, кроме того, неоднородность пласта усиливает неравномерность продвижения фронта вытеснения. В неоднородных по проницаемости пластах добыча нефти сопровождается преждевременными прорывами вытесняющего агента по наиболее проницаемым зонам, что снижает охват пласта вытеснением и нефтеотдачу в целом. Эффективность заводнения можно повысить с помощью методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты [1].

Описываемое месторождение ПАО «Белкамнефть» по величине запасов относится к средним. Промышленно-нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения верейского горизонта, башкирского яруса, терригенные отложения алексинского, тульского и бобриковского горизонтов визейского яруса. Пласты тульского и бобриковского горизонтов объединены в единый подсчетный объект и эксплуатируются одной сеткой скважин (рис. 1).

За период эксплуатации месторождения по состоянию на январь 2015 г. проведено 187 геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающем фонде и 23 мероприятия на нагнетательном фонде.

Основную долю мероприятий на добывающем фонде составили различные модификации кислотного воздействия (71 обработка), ремонтно-изоляционные работы (9 операций), мероприятия по оптимизации оборудования (69 операции) и реперфорация (38 операций). Остальные мероприятия проводились в меньших объемах одними из которых являются технологии создания отклоняющих экранов в продуктивных пластах.

Проведённые ГТМ позволили дополнительно добыть 5,7% от накопленной добычи нефти месторождения в целом. Средний удельный технологический эффект составил 606 т нефти на одну скважинную операцию.

На верейско-башкирском объекте разработки выполнено 98 ГТМ, при средней эффективности одного мероприятия 2,3 т/сут. На визейском объекте разработки выполнено 89 ГТМ, средняя эффективность составила 6,9 т/сут.

На месторождении из-за высоких фильтрационных свойств терригенных коллекторов визейского яруса и приёмистости нагнетательных скважин до 1000 м^3/сут, при проведении МУН существует необходимость учитывать продолжительность времени гелеобразования композиций, в таких условиях наибольшее применение нашли физико-химические МУН, классифицируемые как ВПП — с закачкой в нагнетательные скважины составов в объёме от 450 до 1200 м^3 (рис. 2).

В настоящий момент визейский объект месторождения находится на 4 стадии разработки. В 2011 г. на месторождении была организована система ППД, это привело к росту добычи нефти и объемов попутно-извлекаемых вод (обводненность продукции увеличилась с 40 до 85%), что было обусловлено прорывами фронта закачиваемой воды. Факт обводнения закачиваемой водой подтверждается проведёнными межскважинными индикаторными исследованиями, на основании которых были построены розы-диаграммы направлений и долей нагнетаемой воды в области низкого фильтрационного сопротивления (ФНС) (рис. 3).

Выход индикатора по ряду добывающих скважин фиксировался на следующие сутки после закачки, причем дальнейшее наблюдение показало, что поступление трассера происходило пиками, этот факт свидетельствует о том, что трассирующий агент продвигался не по одному, а по нескольким локальным каналам фильтрации, которые отличаются проницаемостью и протяженностью. Объём воды, фильтрующейся по каналам НФС, в ряде случаев достигал 70%. Данная ситуация способствует активному внедрению физико-химического воздействия для перераспределения потока закачиваемой воды по фильтрационным каналам и выравниванию фронта нагнетаемой воды [2].

На визейском объекте месторождения физико-химические МУН, а именно по ВПП внедрялись с 2012 г. По результатам проведения технологий было получено дополнительно 9,5 тыс. тонн добытой нефти.

На сегодняшний день технологии по ВПП основаны на химической природе реагентов и механизмах физико-химических процессов, приводящих к образованию из них в пластовых условиях блокирующего водоотклоняющего экрана. Для большинства геолеобразующих технологий наиболее распространены системы на основе полиакриламида с различными сшивателями.

С 2012 г. и по настоящее время на месторождении внедрялись полимерные и полимердисперсные технологии, отобранные по геологическим характеристиками объекта и критериями применимости технологий (таб. 1).

Принцип действия полимерной технологии заключается в закачке водорастворимых полимеров с добавлением специальных сшивателей, растворы которых способны проникать в глубь пласта и создавать в пластовых условиях потокоотклоняющие экраны.

На основании экспериментальных исследований принципом действия полимер-дисперсной технологии является, то что частицы закачиваемой глины, поступающей в пласт в виде суспензии, вступают во взаимодействие с молекулами ПАА, частично адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. Адсорбция ПАА приводит к снижению проникновения глинистых частиц в мелкие поры и обеспечивает удержание частиц в пористой среде. Наличие свободных сегментов макромолекул ПАА обеспечивает прочную связь образующихся

полимер дисперсных агрегатов с поверхностью горных пород [3, 4].

Несмотря на то, что технологии подтвердили свою эффективность как лабораторно, так и промысловым применением, в последнее время отмечается снижение удельной эффективности по добыче нефти на участке воздействия. Это связано как с изменением структуры извлекаемых запасов, так и с ограниченным спектром технологий, применяемых при данных геологический условиях. На этом фоне сокращается экономическая эффективность с увеличением объёмов композиций, которое непосредственно ведёт к росту стоимости данных работ. Между тем потенциал для применения МУН остаётся на достаточно высоком уровне. Из этого можно сделать вывод о необходимости поиска новых МУН для данного месторождения.

Полимерное заводнение — один из наиболее перспективных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с использованием водорастворимых ПАА. Механизм основан на снижении подвижности закачиваемой воды, выравнивания вязкости за счёт частичной адсорбции полимера на породе, создания остаточного фактора сопротивления, выравнивании фронта продвижения закачиваемой воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта [5].

В настоящее время на куполе №1 данного месторождения в некоторых рядах эксплуатационных скважин обводнённость составляет 34%, но её величина варьирует и достигает 96%. Это даёт основание полагать, что фронт вытеснения продвигается неравномерно, главная причина которого — прорыв вытесняющего агента по наиболее проницаемым прослоям. ФЕС коллектора приняты по месторождению постоянными во всех скважинах, но, учитывая расчленённость коллектора, по-видимому, существуют непромытые участки пласта, что подтверждается дебитами нефти по некоторым скважинам.

Купол №1 месторождения был предложен под полимерное заводнение исходя из следующих условий:

- имеется неоднородность строения коллектора месторождения (рис. 2, 4);
- наличие остаточных извлекаемых запасов нефти и неравномерность их распределения по площади (рис. 5);
- высокая проницаемость продуктивных пластов;

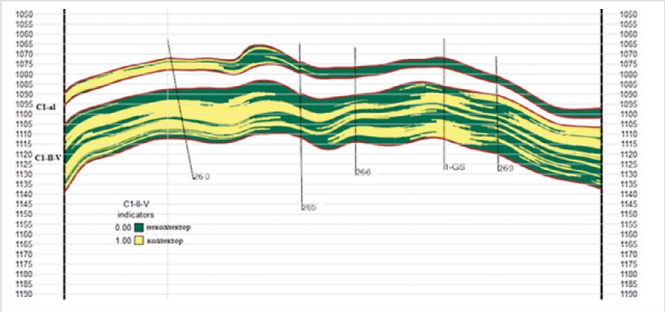


Рис. 1 — Геологический разрез визейского объекта разработки

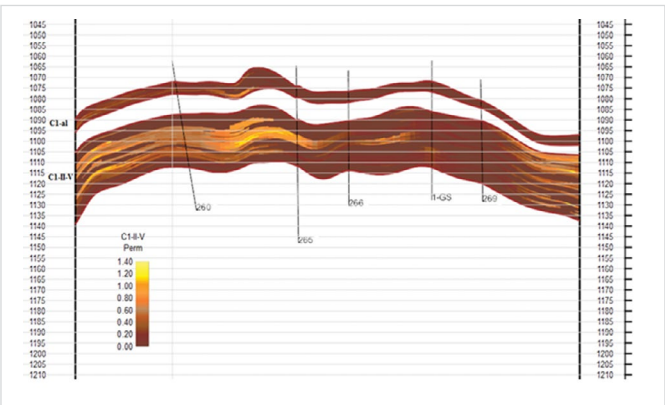


Рис. 2 — Разрез куба коэффициентов проницаемости коллекторов визейского объекта разработки

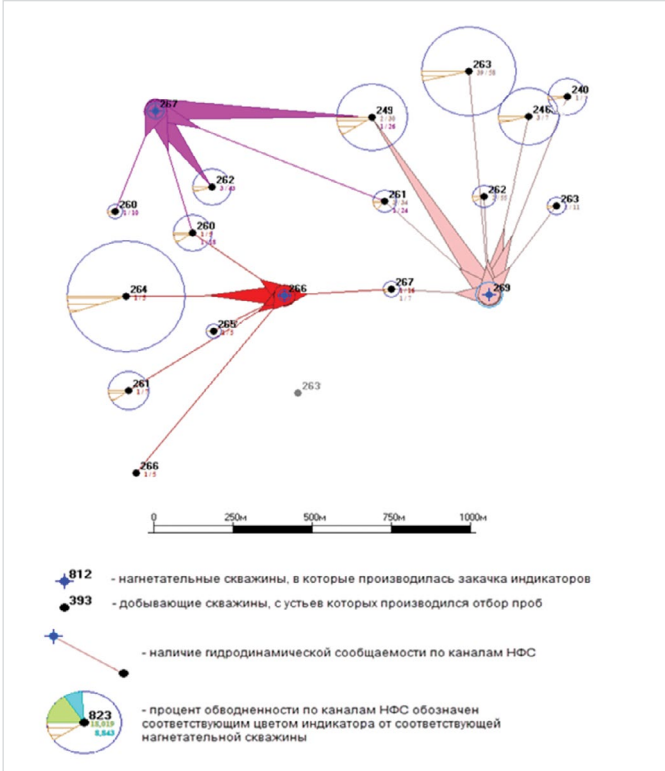


Рис. 3 —Роза-диаграмма направлений и долей нагнетаемой воды в область НФС

№ нагн. скв.	Год проведения ВПП	Вид ГТМ	Объём воздействия, м³	Приёмистость, м³/сут.		Количество реагирующих скважин, шт.	Средняя обводнённость участка до ВПП, %	Средняя обводнённость участка после ВПП, %	Дополнительная добыча нефти за счёт ВПП, тонн
				До обработки	После обработки				
№269	2012	ПДС	1200	715	509	4	77	71	811
№266	2012	СПС	700	280	276	4	87	86	1755
№267	2012	СПС	760	735	720	2	58	47	255
№267	2013	ПДС	1000	505	460	3	79	77	22
№266	2013	ПДС	1000	426	300	5	85	82	706
№267	2014	ПДС	1000	580	568	5	93	92	616
№261	2014	ПДС	1000	180	155	3	74	58	1592
№261	2014	ПДС	1000	655	631	4	93	92	3110
№266	2014	ПДС	1200	518	442	7	97	96	540
№264	2014	СПС	470	226	170	3	84	83	158
№266	2015	СПС	450	720	640	4	91	90	85
№261	2015	СПС	450	650	620	4	92	91	384
№267	2015	СПС	450	580	535	2	98	97	108
№269	2015	СПС	450	1020	830	3	95	94	100

Таб. 1 — Технологии, реализованные на месторождении по ВПП

- на данный момент имеется достаточное число нагнетательных и окружающих добывающих скважин;
- имеется возможность закачки полимера с блока гребёнки или КНС непосредственно на кусте скважин;
- удовлетворительное техническое состояние эксплуатационных колонн и цементного камня по данному участку.

На основании данных критериев для осуществления полимерного заводнения был сформирован участок воздействия с нагнетательными скважинами, имеющих различную приёмистость от 180 до 1020 м^3/сут. А также реагирующее окружение с различными дебитами жидкости от 12 до 1650 м^3/сут. с обводнённостью продукции от 29 и до 98%.

Важной составляющей эффективности полимерного заводнения является:

1. Выбор объекта воздействия (сбор и анализ информации по объекту).
2. Подбор композиции химических реагентов (лабораторные тестирования, подбор сопутствующей химии: ПАВ, биоциды, деэмульгаторы, сорбенты кислорода (диоксолы) и т.д.).
3. Обоснование эффективности (результаты моделирования процессов воздействия, обоснование экономической эффективности).
4. Проектирование и обоснование технологического оборудования (техническое проектирование стационарного или мобильного модульного оборудования).
5. Логистика (доставка, обвязка и пусконаладка оборудования на месте проведения работ, хранение и охрана химических реагентов).
6. Сервис (реализация и контроль работ, отбор проб и мониторинг процесса).

Выбор полимера для геолого-физических характеристик купола №1 данного месторождения будет осуществляться с учётом индивидуальных особенностей и состояния разработки месторождения (в первую очередь учитывающих минерализацию пластовых вод и пластовую температуру). Основным критерием выбора реагентов будет стоимость и физико-химические свойства получаемых композиций: вязкость (молекулярная масса), содержание карбоксильных групп в макромолекулах полимера (степени гидролиза).

Следующим этапом будут выполняться лабораторные испытания отобранных составов для полимерного заводнения с последующими фильтрационными исследованиями на образцах керна. Основными геологическими параметрами применимости полимеров являются: фактор сопротивления, скорость фильтрации и проницаемости, адсорбционные характеристики, стабильность в пористой среде [6].

На основании результатов лабораторных исследований будет проводиться численное моделирование процесса полимерного заводнения. В настоящее время существует ряд широко применяемых гидродинамических симуляторов: полимерный модуль Polymer Eclipse, Reveal, Roxar Tempest, tNavigator, в которых заложены математические модели, и разработаны соответствующие им методики расчёта, отражающие приближённые к реальности процессы полимерного заводнения. В данном случае предлагается производить расчёты прогнозных технологических показателей в программном комплексе «Reveal». Используемый программный комплекс «Reveal» дополнительно позволяет моделировать специальные пластовые исследования: тепловые, химические методы, геомеханические эффекты, шестикомпонентную систему, адсорбцию и т.д.

Комплексный подход к проведению работ даст нам окончательно выбрать и обосновать вид воздействия и применяемый полимер. Позволит рассчитать объём заакачиваемой композиции и продолжительность воздействия. После чего будет произведен расчет экономического обоснования применения полимерного заводнения [7].

Мероприятиями, позволяющими оперативно оценивать ожидаемый эффект непосредственно на месторождении, будут являться промысловые геофизические исследования по определению профиля приёмистости и притока скважин с постоянным отбором проб.

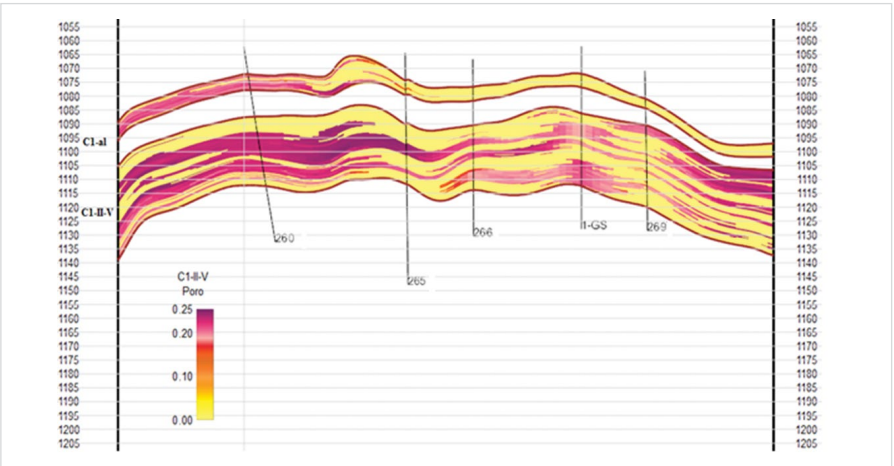


Рис. 4 — Разрез куба коэффициента пористости пластов визейского объекта разработки

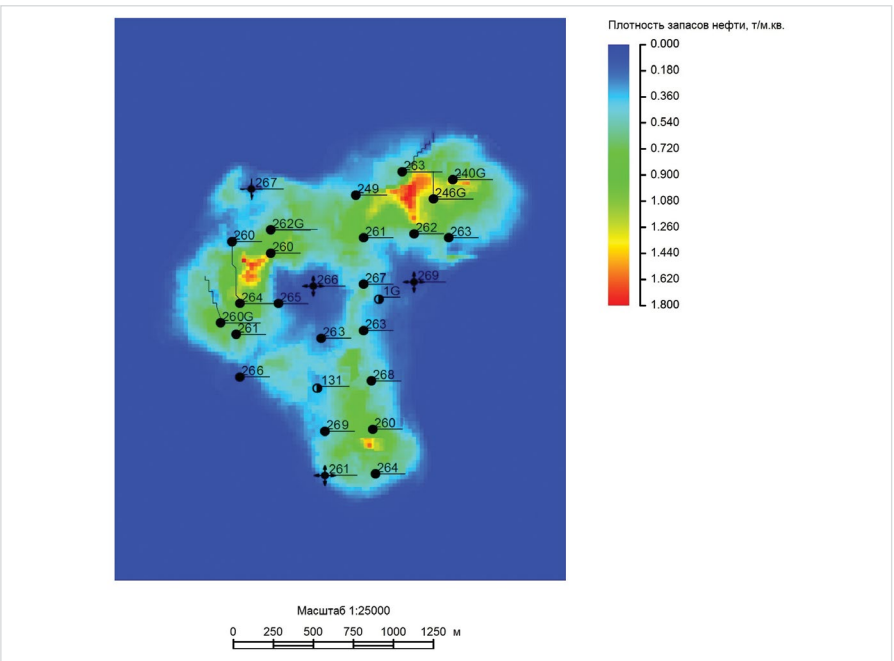


Рис. 5 — Карта остаточных запасов нефти визейского объекта разработки

Итоги

1. Положительного результата при реализации проекта по полимерному заводнению можно добиться только при объективном выборе опытного участка, качественного подбора полимера под условия конкретного участка, адаптации технологии полимерного заводнения к реальным условиям месторождения, качественного построения и адаптации гидродинамической модели участка заводнения, правильного выбора технологического решения и профессионального подхода к предстоящей работе.
2. В процессе реализации проекта необходимо предусмотреть технологическую возможность утилизации добываемой пластовой воды, вследствие уменьшения объёмов закачки в нагнетательные скважины с последующим увеличением КИН с сопровождающимся ростом объёмов попутно добываемой воды.
3. Для оценки эффективности полимерного заводнения на участке воздействия информативным будет анализ результатов бурения уплотняющей ячейки эксплуатационной скважины или бурения бокового ствола из старого фонда скважин с отбором керна для определения

остаточной нефтенасыщенности после воздействия.

Выводы

1. Для снижения механической деструкции при длительном технологическом процессе полимерного заводнения, рекомендуется производить закачку полимера попеременно-периодически с водой, а также необходимо предусмотреть специальное устьевое оборудование по подготовке и закачке полимера.
2. Для снижения химической деструкции необходимо перед закачкой наиболее стабильного полимера в пласт, в особых геологических условиях, создать оторочку пресной воды.
3. Для снижения термической деструкции необходимо лабораторно выбирать термостабильные полимеры, а также обращать внимание при выборе объекта воздействия на текущую пластовую температуру.
4. Анализ полимерного заводнения показывает, что дополнительная добыча нефти составляет 1300 т на 1 т реагента, в среднем по объектам воздействия расход реагента составляет порядка 400 т.

Список используемой литературы

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Фэн, 2005. 688 с.
2. Интерпретации результатов трассирования фильтрационных потоков. Отчёт. Ижевск: УНИПР, 2014. 33 с.
3. Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа. Изд. 2-е. М.: Нефть и газ, 2008. 171 с.
4. Хавкин А.Я. Расчет процесса фильтрации минерализованной воды в нефтесодержащих глинах. Государственный фонд алгоритмов и программ СССР, П003958. Алгоритмы и программы. Информ. бюлл., М.: ВНТИЦентр, 1980. № 1. С. 51.
5. Никитина А. Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов // Нефтегазовая Вертикаль. 2014. №10. С. 24–26.
6. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности. Обзор зарубежной литературы. Москва: ВНИИОЭН, 1974. 96 с.
7. Хисамутдинов Н.И., Шаймарданов М.Н., Литвин В.В., Хазов С.И. Обоснование выбора объекта под полимерное воздействие на примере пластов АВ13 и АВ2-3 Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2012. №11. С. 54–59.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Physical and chemical advanced oil recovery methods at last stage field development

Authors:
Timur V. Trifonov — chief geologist[1]; Trifonov_t_v@mirrico.com
Rustam I. Sattarov — director[1]; Sattarov_r_i@mirrico.com
Azat V. Khurmatullin — deputy development department[2]; Hurmatullin@belkam.com
Denis V. Sazonov — lead engineer[2]; Sazonov@belkam.com

[1]Delika LLC, Kazan, Russian Federation
[2]Belkamneft PJSC, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Since water flooding is the main recovery method, primal goal is the increasing its efficiency. That is possible by chemical methods, which is allows to increase the oil recovery, but one problem takes place. The result is not longterm-stable and it keeps degrade although the treating still coming. Its connected with deterioration of the structure of recoverable reserves and with a limited range of technologies used in certain geological conditions. This suggests the need to find new EOR-technologies. One of the methods that could significantly increase oil recovery in the late stages of field development is polymer flooding.

Results

1. The positive result on polymer flooding can be achieved in next conditions:
   - an objective selection of the pilot area
   - adaptation of the technology of polymer flooding to the real conditions of the oilfield
   - design and adaptation of hydrodynamic models of area flooding
   - the right choice of technological solutions
   - a professional approach to the work performance.
2. The opportunity of utilizing waste water must be provided during the process of implementation of the project, due to reduced volumes of injection into injection wells, followed by an increase of oil recovery with an accompanying increase in the volume of produced water.
3. Analysis of infill drilling of production wells or sidetrack drilling on the old wells and coring to determine the residual oil saturation after exposure will be informative to evaluate the effectiveness of polymer flooding at the impact area.

Conclusions

1. It's strongly recommended to periodically alternate polymer injection with water, as well as necessary to provide a special wellhead equipment for the preparation and injection of polymer to reduce mechanical destruction during long-term process of polymer flooding,.
2. It's necessary to create fresh water slug before injection of more stable polymer in structure in special geological condition to reduce chemical destruction.
3. It's necessary to select laboratory thermostable polymers, as well as to look for when selecting an impact object on its current reservoir temperature to reduce the thermal destruction.
4. Analysis of polymer flooding shows that additional oil production is 1300 t per 1 t of reagent, the average reagent flow is 400 t per impact object.

Keywords

hard extracted reserves, filtration flow transfer, conformance control, watersoluble polymers, polymers adsorbtion in formation, residual resistance factor

References

1. Muslimov R.Kh. *Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Actual advanced oil recovery methods: design, optimization and efficacy evaluation]. Kazan: *Fen*, 2005, 688 p.
2. *Interpretatsii rezul'tatov trassirovaniya fil'tratsionnykh potokov* [Interpretation of the results of tracing the flow filtration]. Report. Izhevsk: *UNIPR*, 2014, 33 p.
3. Khavkin A.Ya. *Nanotekhnologii v dobyche nefti i gaza* [Nano technologies in oil and gas production]. 2-d ed. Moscow: *Neft' i gaz*, 2008, 171 p.
4. Khavkin A.Ya. *Raschet protsessa fil'tratsii mineralizovannoy vody v neftesoderzhashchikh glinakh* [Calculation of the filtration process mineralized water oily clay]. State Fund of algorithms and programs of the USSR P003958. Algorithms and programs. Informatiom bulletin. Moscow: *VNTITsentr*, 1980, issue 1, p. 51.
5. Nikitina A. *Tekhnologiya ASP kak reshenie problemy istoshcheniya traditsionnykh zapasov* [ASP technology as solution of depletion of traditional reserves]. Oil and Gas Vertical, 2014, issue 10, pp. 24–26.
6. Martos V.N. *Primenenie polimerov v neftedobyvayushchey promyshlennosti* [Applying the polymers in oil and gas industry]. Literature review. Moscow: *VNIIOEN*, 1974, 96 p.
7. Khisamutdinov N.I., Shaymardanov M.N., Litvin V.V., Khazov S.I. *Obosnovanie vybora ob"ekta pod polimernoe vozdeystvie na primere plastov AV13 i AV2-3 Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Selection rationale the object to polymer flooding on example AB13 and AB2-3 layers of Samotlor field]. *Neftegazovoe delo*, 2012, issue 11, pp. 54–59.

МИАССКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

Челябинская область, г. Миасс, Тургоякское шоссе, 1
+7 (3513) 298-280, 298-193, 298-222

МЫ ДЕЛАЕМ ХОРОШО. ПОТОМУ ЧТО ПО-ДРУГОМУ НЕ УМЕЕМ!

Миасский машиностроительный завод — крупное промышленное предприятие Уральского федерального округа, ориентированное на производство продукции военного назначения. Прежде всего, речь идет о компонентах ракетных систем для ВМФ РФ.

Помимо военных разработок, предприятие успешно производит продукцию, предназначенную для гражданского рынка. Сегодня на производственных площадях, оснащенных современным оборудованием, линиями металлообработки, сварки, сборки и под строгим контролем качества всех этапов производства выпускаются алюминиевые понтоны и уплотняющие затворы к ним, алюминиевые купольные крыши, емкости для дренажа или хранения нефти и нефтепродуктов, востребованные многими крупными нефтяными компаниями России.

ИСТОРИЯ УСПЕХА — В СОЗДАНИИ НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОТРАСЛИ РАЗРАБОТОК

Снижение потерь нефти и нефтепродуктов при хранении, а также повышение пожаровзрывобезопасности хранения углеводородов в вертикальных цилиндрических резервуарах, были и остаются важными задачами для нефтяных баз и нефтехранилищ.

К решению данных вопросов были подключены специалисты ММЗ совместно с конструкторским бюро «ГРЦ им. Макеева», и в 1997 году на базе предприятия был выпущен первый алюминиевый понтон поплавкового типа. В дальнейшем на его базе разработан известный понтон «КонТЭК», который позволяет максимально перекрывать поверхность продукта, контактирующего с атмосферой, и до 99% снижает потери от испарений. Благодаря этому, полная окупаемость понтона наступает примерно через 6 месяцев после его установки в резервуар.

Поплавковый понтон «КонТЭК» имеет герметичный настил и обладает следующими преимуществами:

- сборная конструкция, которая позволяет производить загрузку сборочных единиц через имеющиеся в резервуаре люки-лазы;
- понтон выполнен из алюминия, поэтому не требуется дополнительной антикоррозийной защиты понтона;
- сварочные работы при монтаже отсутствуют;
- монтаж может быть произведен в любых климатических условиях в сжатые сроки;
- высокая надежность при эксплуатации.

Постоянное обновление и модернизация производственной базы предприятия, а также использование новых технических достижений позволили в 2012 году организовать серийное производство нового вида понтона — блочного, так же как и «КонТЭК», предназначенного для резервуаров хранения нефти. **Блочный понтон производства ММЗ** максимально удовлетворяет современным требованиям рынка, обеспечивая 99-ти процентное снижение потерь от испарений и высокий уровень огне- и взрывобезопасности. Важно, что понтон выполнен из надежных материалов (жесткого пенополиуретана ППУ закрытоячеистой структуры и плотностью до 65 кг/м^3), благодаря чему он прочен и способен выдерживать нагрузку более 400 кг/м^2 или слоя воды в 50 мм; конструкция допускает установку на понтоне дополнительного оборудования; блочная структура изделия упрощает монтаж, также любая из его частей может быть оперативно заменена на месте.

Для достижения 100% герметичности все понтоны ММЗ оснащаются периферийным уплотнением — затвором понтона. Благодаря тому, что затвор предотвращает любые испарения нефти и нефтепродуктов, резервуар надежно защищен от пожаро- и взрывоопасных ситуаций.

Блочный понтон

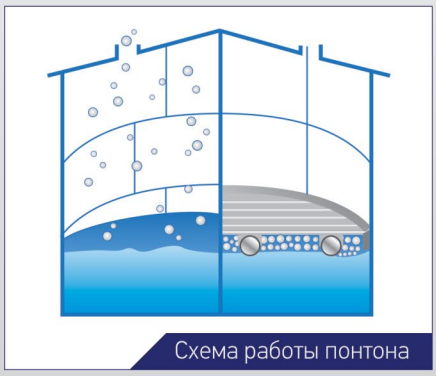
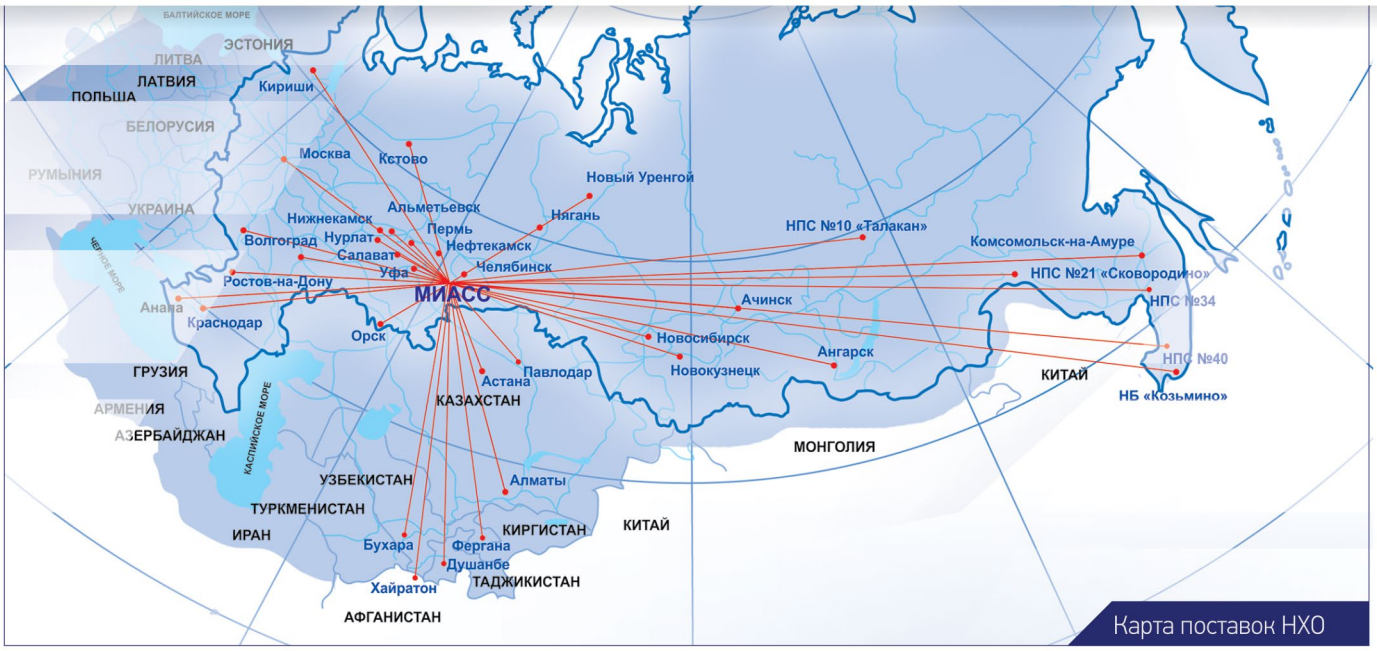


Схема работы понтона

Понтон КонТЭК

info@mmz.ru
WWW.MMZ.RU



НАШИ РЕШЕНИЯ ЭКОНОМЯТ ВАШИ ДЕНЬГИ

В 2008 году Миасским машзаводом был запущен еще один успешный проект — **по возведению алюминиевых купольных крыш для резервуаров с нефтепродуктами**. Купольные крыши — это оптимальное решение при замене старых стальных или железобетонных крыш на новые, которые не требуют постоянного ремонта, покраски или дополнительного ухода.

Выполнена алюминиевая крыша по традиционной купольной схеме: сферический несущий кракас из треугольных пространственных форм, покрытых листовыми негофрированными панелями. Все элементы каркаса соединены на высокопрочных болтах в специальном узле соединения элементов. Общая устойчивость купола обеспечивается конструкцией каркаса в сочетании с узловыми элементами.

Крепление монтажных элементов обшивки к элементам каркаса осуществляется внахлест на самонарезающих винтах через накладки.

К преимуществам алюминиевых куполов можно отнести то, что они мобильны, просты в монтаже и обслуживании, не подвержены коррозии и отвечают современным российским требованиям по свариваемости, прочности и теплоустойчивости. Кроме того, срок службы крыши рассчитан на весь срок эксплуатации резервуара.

Купольная крыша производства ММЗ комплектуется всем необходимым оборудованием для эксплуатации резервуара:

- световыми люками для освещения подкупольного пространства;
- смотровыми люками с предохранительными решетками и вентиляционными патрубками;
- лестницей для центральных патрубков и монтажными люками для проведения замеров;
- монтажными патрубками для размещения контрольно-измерительных приборов.

С 2013 Миасским машзаводом освоено производство стальных горизонтальных (наземных и подземных) емкостей, предназначенных для хранения, приема и выдачи нефтепродуктов с плотностью продукта до 1300 кг/м^3. Дополнительно подземные дренажные емкости могут быть оснащены различным оборудованием: подогревателем, насосным оборудованием, датчиком температуры, уровнемером.

Освоение новых технологий и внедрение инноваций, а также совершенствование выпускаемой продукции — главные векторы развития предприятия.

За время эксплуатации продукции ММЗ на объектах заказчика было получено множество положительных отзывов о качестве и надежности поставленных изделий. Кроме того, техническая документация АО «ММЗ» включена в «Реестр технических условий, программ и методик приемочных испытаний на продукцию, закупаемую ОАО «АК «Транснефть».

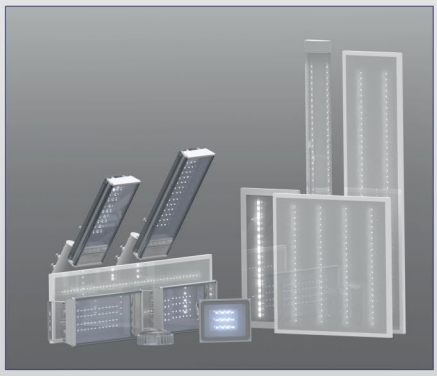
Нашими партнерами являются следующие предприятия: ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ОАО «НК Роснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ПАО «АНК «Башнефть», ОАО «РуссНефть», ПАО «Татнефть», ОАО «Сургутнефтегаз».

Отметим, что Миасский машиностроительный завод предоставляет полный пакет услуг по изготовлению понтонов, периферийных уплотнителей (затворов) и затворов плавающих крыш, алюминиевых купольных крыш, а также подземных дренажных емкостей, начиная с подготовки проектно-сметной документации с учетом пожеланий заказчика и местных строительных нормативов до производства изделия и предоставляя услуги шеф-монтажа.

Специально для клиентов нефтехимической отрасли была разработана программа комплексной экономии ресурсов «СТРАТЕГИЯ УСПЕХА»: всем заказчикам нефтяного оборудования наши специалисты готовы разработать бесплатный светотехнический расчет по замене существующего освещения ДНаТ и ДРЛ энергоэффективными светодиодными светильниками собственного производства. А при заказе светильников предоставляется скидка -20%.

В 2015 году продукция Миасского машиностроительного завода удостоена всероссийской престижной премией «Народная марка– 2015», подтверждающей высокий уровень качества производимого оборудования.

Система менеджмента качества применительно к производству нефтехимического и светодиодного оборудования сертифицирована и соответствует требованиям ГОСТ Р 9001-2008 (ISO 9001:2008).



УДК 622.276

Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах

Н.В. Шупик
аспирант[1]
Scann500@gmail.com

[1]Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия

В статье сделана попытка анализа наблюдаемых особенностей эксплуатации скважин различного типа в низкопроницаемых недонасыщенных нефтяных пластах Западной Сибири на основе гидродинамического моделирования с учетом капиллярного концевого эффекта. Для этого предложен специальный подход к учёту взаимодействия «пласт - ствол скважины / трещина ГРП».

Материалы и методы
Моделирование в коммерческом симуляторе со специальной корректировкой формулы притока.

Ключевые слова
капиллярный концевой эффект, многостадийный гидроразрыв, низкопроницаемый коллектор, недонасыщенный коллектор, нестационарные процессы, стабилизированная зона

Проведение массовых математических экспериментов в коммерческих программах-симуляторах обеспечивает возможность обоснования новых технологий извлечения нефти и газа, регулирования процессов разработки с учетом геолого-физических особенностей конкретных залежей углеводородов и без существенной схематизации пластовых процессов. Вместе с тем, в процессе мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами инженеры -разработчики как в России, так и за рубежом нередко сталкиваются с ограничениями общепринятых подходов к моделированию. В частности, эта ситуация характерна и для залежей в низкопроницаемых неоднородных терригенных коллекторах Западной Сибири. В результате ряд эффектов, сопровождающих эксплуатацию реальных скважин, не удается адекватно описать в рамках применяемых моделей, что ограничивает возможность их применения для детального описания пластовых процессов.

Одним из таких явлений оказывается капиллярный концевой эффект при работе скважин различного типа в условиях низкопроницаемого неоднородного пласта. Его учет, согласно классическим представлениям, считается значимым только для процессов на лабораторном масштабе при исследовании кернового материала [1]. Однако дальнейшее изучение показало его важность для описания фильтрационных процессов в линзовидных и слоистых коллекторах [2], недонасыщенных пластах [3], характерных для сложного терригенного разреза ачимовских толщ и глубокозалегающих юрских отложений Западной Сибири.

На ряде эксплуатируемых объектов указанного типа наблюдается существенная начальная обводненность скважин в зонах недонасыщения, причем ее характерная величина и динамика зависят от типа скважины — наклонно-направленная скважина (ННС), ННС с трещиной гидроразрыва (ННС с ГРП) или горизонтальная с многостадийным ГРП (ГС с МГРП), но не связаны с обводнением подошвенной или закачиваемой водой. Представляет интерес моделирование и теоретическое исследование указанного явления с учетом капиллярного концевого эффекта для оценки его влияния на технологические параметры работы скважин различного типа.

Моделирование капиллярных эффектов при работе скважин

В последние годы в активную разработку вводится все больше залежей с низкопроницаемыми коллекторами и значительными запасами нефти в зонах непредельного насыщения. При размещении скважин в таких зонах обычное предположение о несущественном влиянии капиллярных эффектов на приток пластовых флюидов оказывается неприменимым, так как величины капиллярных давлений могут достигать единиц атмосфер при значительных их пространственных градиентах [4].

Современные коммерческие симуляторы разработки месторождений нефти и газа, основанные на моделях многофазной фильтрации, позволяют явным образом учитывать капиллярные эффекты на границах сеточных блоков через учет различия давлений в фильтрующихся фазах. Использование опции гистерезиса капиллярного давления дает возможность различать процессы дренирования, влияющие на формирование начального насыщения залежей, и пропитки, играющие ключевую роль при их разработке.

В то же время, реализация работы скважин в программах-симуляторах имеет специфические особенности. Интенсивность притока в скважину или закачки в пласт компонентов рассчитывается с использованием так называемых формул притока, типичный вид которых можно представить следующим выражением [5]:

$$Q_i^l = \sum_{\alpha} T_{wi} M_{i,\alpha}^{\ l} (P_i - P_{w,i}) \qquad (1)$$

где Q_i^l — интенсивность притока/закачки компонента l в ячейке i, вскрытой скважиной; T_{wi} — коэффициент сообщаемости "скважина-пласт" в ячейке i, зависящий от проницаемости блока, его геометрии и параметров вскрытия скважиной; $M_{i,\alpha}^{\ l}$ — подвижность компонента l в потоке фазы α в ячейке i, пропорциональная относительной фазовой проницаемости (ОФП) фазы α и ее плотности (или обратно пропорциональная ее объемному коэффициенту), концентрации компонента l в фазе α и обратно пропорциональная вязкости фазы α; P_i — пластовое давление в сеточном блоке i, $P_{w,i}$ — давление на стенке скважины в блоке i.

Специфика записи формулы притока в виде (1) состоит в том, что давление в сеточном блоке P_i принимается одинаковым для всех фаз — обычно равным давлению в нефтяной фазе, принимаемому в качестве одной из основных переменных при решении уравнений. То есть, капиллярное давление в формуле (1) не учитывается. Как следствие, отсутствует возможность непосредственного учета влияния капиллярных явлений, например, капиллярного концевого эффекта на приток к скважине.

В данной статье предлагается способ учета капиллярных эффектов при моделировании притока к скважине с использованием стандартных программ-симуляторов. А также исследуется их влияние на режимы работы скважин различного типа в недонасыщенных по нефти зонах низкопроницаемых пластов.

Далее последовательно приводятся:

- особенности метода моделирования и описание технических характеристик и специфики параметризации серии созданных гидродинамических моделей;
- сравнительная характеристика расчетных вариантов;

- результаты исследования влияния капиллярного концевого эффекта на обводненность скважин различного типа и откликов на сопоставимые динамические изменения технологических режимов;
- результаты исследования влияния зоны проникновения фильтрата технологических жидкостей, гистерезиса капиллярного давления и наличия прослоев с ухудшенными свойствами в разрезе пласта на технологические показатели работы скважин различного типа;
- общие выводы.

Описание метода моделирования и параметры моделей

Для проведенных численных экспериментов были использованы три типа расчетных областей (моделей), соответствующих трем рассматриваемым типам скважин: ННС, ННС с ГРП (характерны для рассматриваемых объектов) и ГС с МГРП — наиболее интенсивный тип по темпам извлечения продукции и площади дренирования. Для ГС с МГРП для моделирования выбран случай трех поперечных трещин, отражающий основные особенности данного типа скважин, хотя в настоящее время имеется немало скважин в Западной Сибири с реализацией 4–5 стадий (трещин) МГРП и единичные случаи реализации около 10 стадий МГРП, а за рубежом и по несколько десятков. Также аналогично могут моделироваться варианты разветвленных скважин с многозонными гидроразрывами.

Для расчета притока к скважине с учетом капиллярных эффектов использованы секторные модели типа «black oil» (нелетучей нефти). Расчеты проведены в симуляторе tNavigator компании RFD.

Расчетная область в плане представляет собой квадрат со стороной от 1 до 3 км (в разных вариантах), толщина пласта — 6 м. Тип сетки — ортогональный. Шаг сетки по вертикали постоянный и составляет 24 см. По латерали сетка имеет неравномерный шаг, пропорционально возрастающий от центра по обеим горизонтальным осям до максимального значения 50 м (так называемая сетка тартан, ее рисунок напоминает ткань шотландку; данный вид сетки позволяет моделировать трещины ГРП явно без погрешностей и проблем со сходимостью, свойственных использованию локальных измельчений). При этом центральная ячейка имеет размеры 0.156×0.156 м, что по периметру соответствует окружности радиусом 0,1 м, и играет роль псевдоскважины. То есть, соответствующий столбик ячеек модели рассматривается в качестве ствола скважины со специальным заданием значений свойств «пласта» в ячейках. В случае рассмотрения ННС с ГРП трещина также моделируется заданием специальных свойств для заданного интервала центрального ряда тонких ячеек, соответствующего по протяженности трещине.

Для ГС с МГРП сетка в целом строится аналогично, с той разницей, что сгущение сетки осуществляется как в районе горизонтального ствола, так и каждой из поперечных трещин ГРП. Ствол горизонтальной скважины расположен в двенадцатом слое, что соответствует середине толщины пласта, его длина ствола составляет 260 м, расстояние между поперечными трещинами 80 м, параметры каждой трещины аналогичны случаю наклонно-направленной скважины с ГРП. Каркас расчетной сетки показан на рис. 1а.

Моделирование работы скважины осуществляется следующим образом. Стандартными средствами симулятора задается скважина и интервал перфорации, вскрывающий столбик ячеек псевдоскважины (для ГС с МГРП — «строку» ячеек). При этом обычная скважина имеет заведомо завышенный коэффициент сообщаемости со вскрытыми ячейками и играет только роль источника/стока. Взаимодействие с пластом происходит через псевдоскважину. Степень сообщаемости псевдоскважины с пластом (аналог скин-эффекта) регулируется проницаемостью ячеек псевдоскважины в направлении, перпендикулярном «стволу», а распределение давления по «стволу» — их проницаемостью вдоль «ствола». В качестве забойного давления принимается давление в выбранной ячейке псевдоскважины. В случае ННС с ГРП или ГС с МГРП свойства ячеек, моделирующих трещину, задаются из условия получения эквивалентного порового объема и гидропроводности вдоль и поперек трещины с учетом типичных параметров трещины и соотношения ее раскрытости с шириной соответствующих ячеек модели.

Основные параметры коллектора и пластовых флюидов для случая однородного по разрезу пласта представлены в таб. 1. Отдельно исследовалось влияние наличия в разрезе пропластков с ухудшенными, по сравнению с основным массивом, фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 1б).

Ключевой особенностью использованных моделей является возможность моделирования капиллярных эффектов на границе «пласт-скважина». Для этого таблицы капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) заданы различными для двух регионов (для трех в случае слоистого пласта).

Первый регион соответствует ячейкам основного массива коллектора и характеризуется параметрами, принятыми по аналогии с некоторыми низкопроницаемыми недонасыщенными залежами Западной Сибири. Учитывается гистерезис капиллярного давления.

Второй регион присутствует в расчетах для случая слоисто-неоднородного пласта и определяет свойства ухудшенных (сильно глинизированных) прослоев. Для них заданы следующие значения параметров: эффективная пористость — 0,09 д.ед., проницаемость — 0,5 мД. Кривая капиллярного давления масштабирована, по сравнению с основным массивом, пропорционально квадратному корню из значения проницаемости.

Кривые ОФП и капиллярного давления для первого и второго регионов показаны на рис. 2 и 3 (нормировка в эффективном поровом пространстве — ЭПП [6]).

Третий регион отвечает псевдоскважине и трещинам ГРП. В данном регионе капиллярное давление считается пренебрежимо

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Глубина пласта от устья скважины, м	2950
Начальное пластовое давление, бар (10^{-1} МПа)	260
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	839
Начальная плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	759
Среднее давление насыщения нефти газом, бар	103
Газосодержание, м^3/т	84
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м^3	1015
Начальная плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3	986
Эффективная проницаемость, миллидарси ($0{,}987 \cdot 10^{-15}$ м^2)	4,7
Средняя эффективная пористость, %	10,1
Средняя начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости (средняя/мин.-макс.), %	88/84-90
Остаточная нефтенасщенность в долях открытой/эффективной пористости, %	37,8/65,3
Полудлина трещины ГРП, м	87
Фактическая раскрытость (ширина) трещины, м	0,004

Таб. 1 — Основные параметры пласта и флюидов

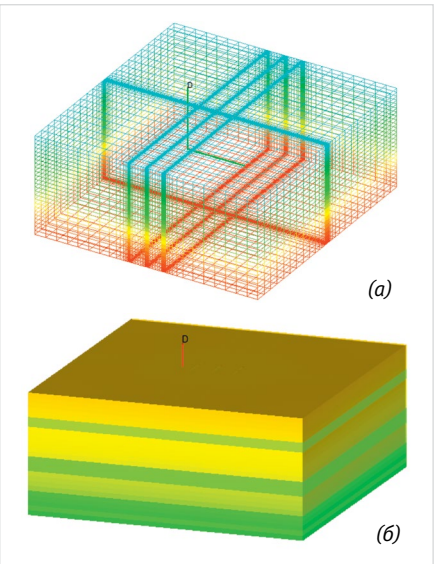


Рис. 1 — Каркас расчетной сетки для ГС с тремя поперечными трещинами ГРП (а) и объемный вид распределения начальной нефтенасщенности в модели слоистого пласта (б)

малым по сравнению с коллектором и принимается нулевым, а функции ОФП — линейно зависящими от соответствующих насыщенностей. Таким образом, на границе первого и второго региона возникает скачок капиллярных свойств, характерный для контакта «пласт-скважина», но не учитываемый при стандартном моделировании работы скважин в программах-симуляторах.

При построении куба начальной нефтенасыщенности использован так называемый физический подход, основанный на условиях капиллярно-гравитационного равновесия. Уровень водонефтяного контакта (зеркала свободной воды) задан ниже подошвы модели таким образом, что начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости) у кровли резервуара составила около 0,9 д.ед. При этом у подошвы она равняется 0,84 д.ед. То есть, весь рассматриваемый элемент залежи имитирует собой недонасыщенный по нефти коллектор. В случае слоистого пласта, пропластки с ухудшенными свойствами характеризуются пониженной нефтенасыщенностью по сравнению с основным коллектором за счет более высокого капиллярного давления (рис. 1б).

Моделирование технологических режимов работы скважины

Моделирование технологических режимов работы скважин выполнено для серии вариантов со следующими параметрами. В начальный период (3 дня) скважина отрабатывается при повышенной депрессии, забойное давление — 90 бар (1 бар=10^{-1} МПа). Затем в течение 180 дней осуществляется эксплуатация при забойном давлении 160 бар, с последующим переходом на 90 бар (интенсификация). Маркировка расчетов для трех типов скважин следующая: ННС без ГРП — ННС Hys, ННС с ГРП – ННС ГРП Hys, ГС с тремя поперечными трещинами ГРП – ГС МГРП Hys. Начальное состояние пласта в базовой серии расчетов соответствует, как указано выше, равновесной модели распределения флюидов. В отдельной серии расчетов учитывается проникновение фильтрата технологической жидкости в пласт в процессе заканчивания скважины. Оно моделируется предварительным (до освоения) поступлением воды через скважину при забойном давлении, соответствующем столбу жидкости с плотностью 1,02 кг/м^3 в течение 10 дней. Расчеты данной серии имеют в маркировке букву W. Варианты расчетов на слоистой модели обозначены маркировкой Lay.

Характерный вид динамик обводненности скважин различного типа показан на рис. 4 для базовой серии вариантов и на рис. 5 — для вариантов с учетом зоны проникновения. Общей особенностью является различие стабилизированных значений и тенденций изменения обводненности во времени для разного типа скважин. В целом, чем большую интенсификацию притока обеспечивает система заканчивания скважины, тем выше стабилизированное значение обводненности и длительнее нестационарные эффекты ее изменения при смене режима (рис. 6 и 7), что на качественном уровне соответствует промысловым данным, хотя в количественном плане эффект менее значителен. Это может быть связано с тем, что масштаб эффекта зависит от геолого-физических и технологических параметров системы «коллектор-скважина» в реальных условиях пласта, отличающихся от принятых данных, в частности, по функциям ОФП и капиллярного давления. Наблюдаемые особенности динамик обводненности являются следствием зависимости состава притока от баланса между градиентами капиллярного давления и создаваемыми гидродинамическими градиентами давления на границе «пласт – ствол скважины/трещина ГРП» и проявляются за счет формирования капиллярно-стабилизированной зоны с постепенным повышением водонасыщенности до максимального значения на границе [3]. При изменении технологического режима баланс изменяется, что приводит к переформированию капиллярно-стабилизированной зоны с накоплением или высвобождением воды. Этим объясняются характерные пики обводненности при переходе на повышенную депрессию через полгода эксплуатации, а также колебания обводненности с началом работы на более высоком забойном давлении после освоения скважины. В настоящее время подобные эффекты обычно объясняют выносом воды с забоя скважины, хотя предположение о ее накоплении в стволе в соответствующих количествах на предшествующем режиме часто не представляется

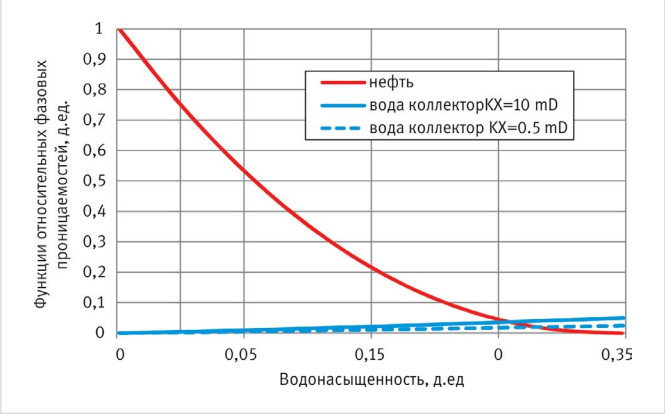


Рис. 2 — Функции относительных фазовых проницаемостей для коллектора и низкопроницаемых прослоев (нормировка в ЭПП)

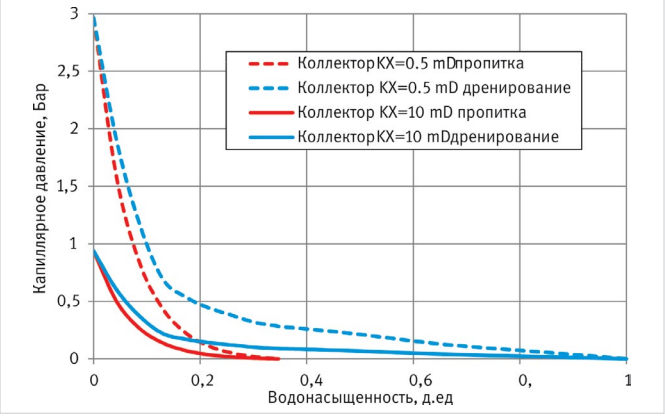


Рис. 3 — Функции капиллярного давления с учетом гистерезиса для слоев с различными свойствами (нормировка в ЭПП)

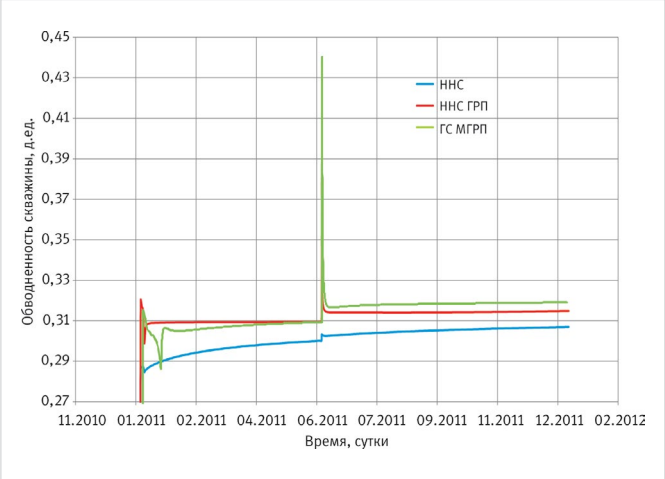


Рис. 4 — Сопоставление динамик обводненности скважин различного типа для базовой серии вариантов

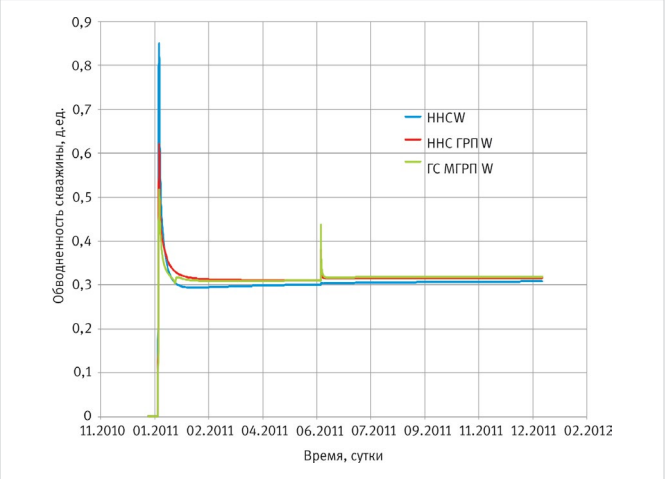


Рис. 5 — Динамики обводненности скважин различного типа при учете проникновения фильтрата технологических жидкостей

реалистичным. Или относят к высвобождению так называемой «рыхлосвязанной воды», хотя этот термин не имеет конкретного гидродинамического смысла.

Время полной стабилизации обводненности при постоянных параметрах эксплуатации составляет порядка 1 месяца и более, что при фактических колебаниях режима работы скважины приводит к непрерывным нестационарным процессам в капиллярно-стабилизированной зоне и колебаниям обводненности. В наибольшей степени это характерно для ГС с МГРП.

В случае учета зоны проникновения характерные особенности динамик обводненности сохраняются. Отличия касаются только процесса освоения скважины с выходом фильтрата из околоскважинной зоны и соответствующим изменением кривой стабилизации на режиме.

Проведенные сопоставительные расчеты вариантов с и без опции гистерезиса капиллярного давления показали, что качественные отличия между результатами отсутствуют. Количественные показатели, естественно, претерпевают небольшие изменения.

Более существенным является учет слоистого строения продуктивного пласта и наличия в нем прослоев с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В этом случае степень недонасыщения и размер зоны действия капиллярного концевого эффекта различны в пропластках с разными параметрами. В рассматриваемых вариантах стабилизированные значения обводненности скважин в слоистом пласте немного ниже, а время выхода на псевдоустановившийся режим существенно больше, чем в монолитном пласте (рис. 8 и 9). Это объясняется замедленными процессами переформирования капиллярно-стабилизированной зоны в пропластках с ухудшенными свойствами. При этом соотношение динамик обводненности скважин различного типа сохраняется тем же, что и для монолитного пласта, но их различие становится более выраженным.

Итоги

Результаты выполненных расчетов показали качественное соответствие наблюдаемым промысловым данным. Как стабилизированное значение обводненности продукции, так и ее динамика зависит от типа скважины и технологического режима. При изменении

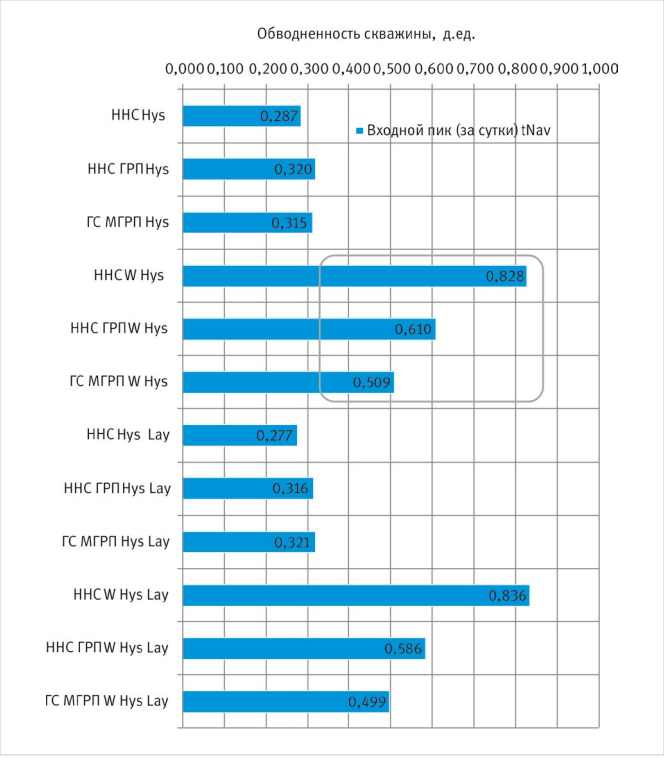


Рис. 6 — Сопоставление значений обводненности через 10 дней с начала освоения для скважин различного типа в различных вариантах расчетов, серый прямоугольник — выход технологической жидкости

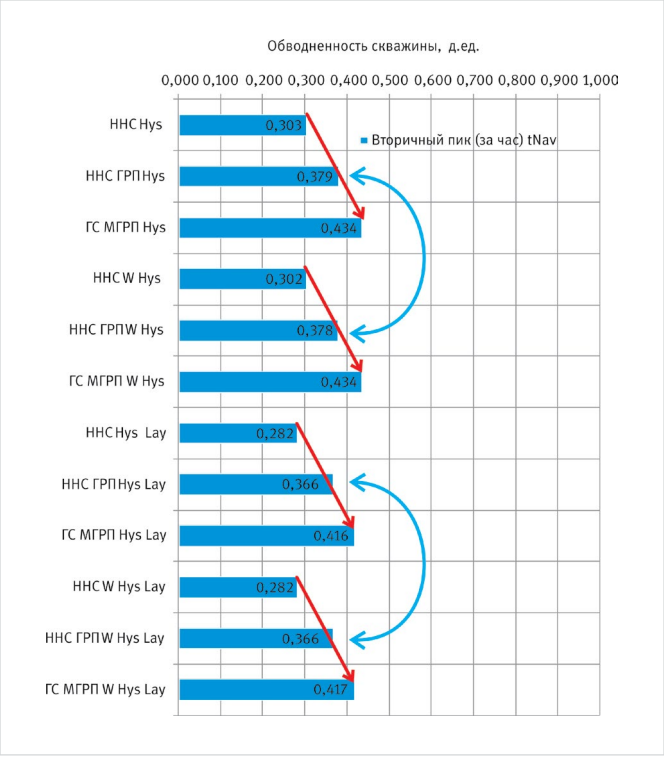


Рис. 7 — Зависимость величины нестационарного "пика" обводненности при интенсификации режима от типа скважины в различных вариантах расчета. Красные стрелки — рост нестационарной обводненности от типа скважины, синие стрелки — сравнение вариантов с обработкой техжидкостью и без

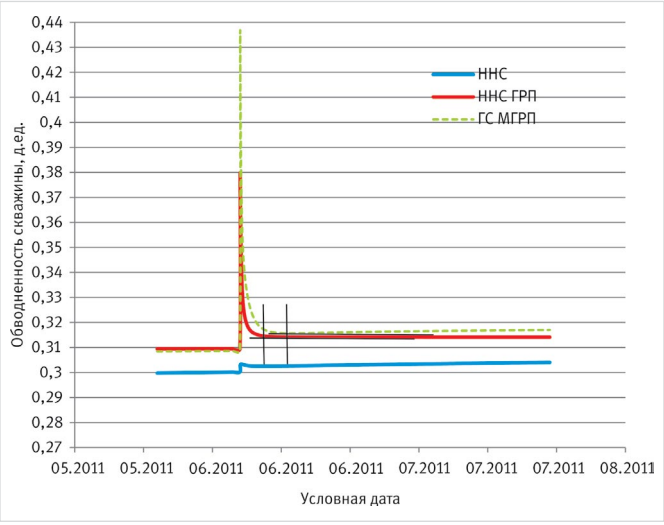


Рис. 8 — Изменение обводненности скважин различного типа при смене режима в монолитном пласте

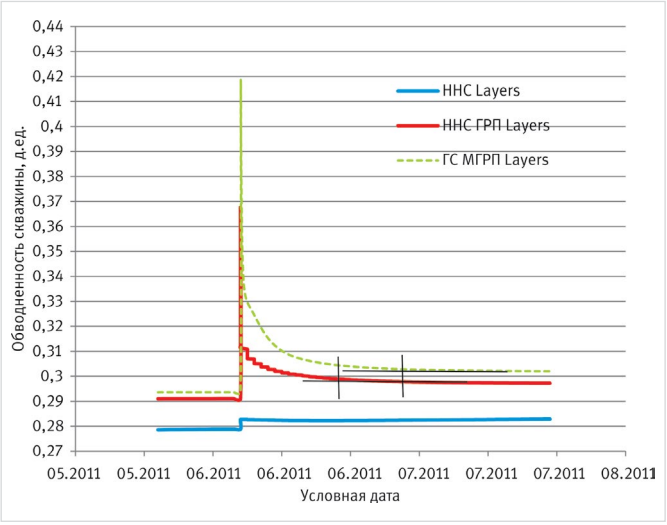


Рис. 9 — Сопоставление нестационарных динамик обводненности скважин различного типа для слоистого пласта

депрессии происходит переформирование капиллярно-стабилизированной зоны с нестационарным изменением обводненности. Интенсификация режима за счет снижения забойного давления приводит к высвобождению части капиллярно-удерживаемой воды и характерному «пику» в динамике ее добычи. Обводненность не только меняется во время нестационарных процессов, но и после смены режима может устанавливаться на другом уровне. Продолжительность и интенсивность нестационарных процессов возрастает по цепочке «наклонно-направленная скважина → наклонно-направленная скважина с ГРП → горизонтальная скважина с многосталийным ГРП». Время выхода на псевдоустановившийся режим по составу притока измеряется величинами порядка одного месяца и более, что в фактических условиях нестабильности параметров эксплуатации приводит к незатухающим нестационарным эффектам с соответствующими существенными колебаниями обводненности продукции.

Выводы

1. Установлена зависимость стабилизированных значений обводненности продукции скважин и их динамик от типа скважины и технологического режима.
2. Разработана специальная корректировка метода расчёта притока к скважине для учета капиллярного давления.
3. Теоретически исследованы незатухающие нестационарные эффекты с колебаниями обводненности продукции.

Список используемой литературы

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.
2. Михайлов А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на показатели разработки // Нефтяное хозяйство. 2013. №9. С. 54–56.
3. Индрупский И.М., Ястребкова К.А., Шупик Н.В. Моделирование технологических режимов работы скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах Западной Сибири с учётом капиллярного концевого эффекта. Международная конференция «Тюмень-2015. Глубокие горизонты науки и недр». Тюмень, 2015, 23–27 марта.
4. Индрупский И.М. Учет капиллярно удерживаемой воды при моделировании двухфазной фильтрации в лабораторных и пластовых условиях // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. № 11. С. 45–53
5. RFD: tNavigator. Программа для моделирования процессов разработки нефтегазовых месторождений. Техническое руководство. Версия 3.3. Москва, 2012.
6. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Capillary end effect of wells different types at undersaturated reservoirs

UDC 622.276

Authors:
NataliaV. Shupik — postgraduate[1]; Scann500@gmail.com

[1]Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), Moscow, Russian Federation

Abstract

In this paper the author tried to analyze observable features of operation of wells of different type in low-permeable undersaturated oil reservoirs of West Siberia using flow simulations with account for capillary end effect. For this purpose, a special approach is presented to model "reservoir to wellbore / fracture" interaction.

Materials and methods

Modeling in commercial flow simulator with special correction of the well inflow calculation method.

Results

Results of calculations show qualitative correspondence to the observable field data. The stabilized value of water cut of well production and its dynamics depend of the type of the well and operating regime. When depression changes, the capillary-stabilized zone is reformed with nonstationary change of water cut. Production intensification by means of bottomhole pressure decrease leads to release of a part of capillary-retained water forming a typical "peak" in the dynamics of water production. The water cut not only changes during the nonstationary processes, but also can stabilize on different level after the mode change. Duration and intensity of the nonstationary processes increase in the following order: "deviated/vertical well → deviated/vertical well with hydraulic fracturing → horizontal well with multistage hydraulic fracturing". Time of transition to pseudo-steady state mode for inflow composition is measured by values of about a month or more, which, in case of typical operation pearameters' instability, leads to undamped nonstationary effects with relevant essential fluctuations of well production water cut.

Conclusions

1. Dependence of stabilized values of well production water cut and its dynamics on well type and operating regime is shown.
2. The author developed a special modification of the calculation method for well inflow to account for capillary end effects.
3. Undamped nonstationary effects with fluctuations of well production water cut are theoretically analyzed.

Keywords

capillary end effect, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeable reservoir undersaturated reservoir, nonstationary processes, stabilized zone

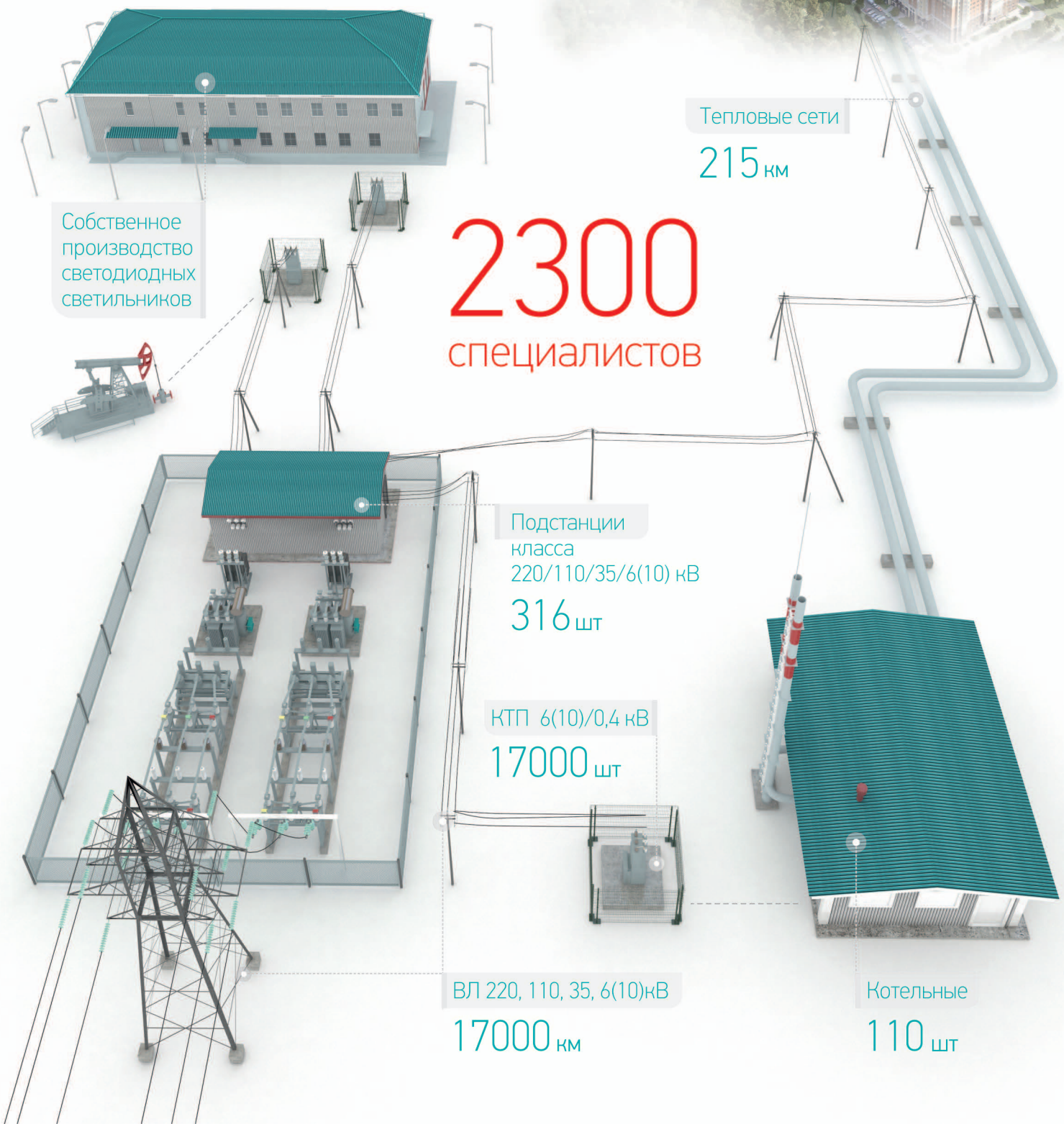
References

1. Amiks Dzh., Bass D., Uayting R. *Fizika neftyanogo plasta* [Physics of oil reservoir]. Translated from English. Moscow: *Gostoptekhizdat*, 1962, 572 p.
2. Mikhaylov A.N. *Vliyanie kapillyarnykh kontsevykh effektov na pokazateli razrabotki* [Influence of capillary trailing effects on development parameters]. Oil industry, 2013, issue 9, pp. 54–56.
3. Indrupskiy I.M., Yastrebkova K.A., Shupik N.V. *Modelirovanie tekhnologicheskikh rezhimov raboty skvazhin razlichnogo tipa v nedonasyshchennykh kollektorakh Zapadnoy Sibiri s uchetom kapillyarnogo kontsevogo effekta* [Modeling of technological modes of wells of different types of unsaturated collectors in Western Siberia taking account of the capillary end effect]. EAGE Tyumen 2015 Deep Subsoil and Science Horizons, Tyumen, 2015, 23–27 March.
4. Indrupskiy I.M. *Uchet kapillyarno uderzhivaemoy vody pri modelirovanii dvukhfaznoy fil'tratsii v laboratornykh i plastovykh usloviyakh* [The account for capillary retained water in two-phase flow simulations at laboratory and reservoir conditions]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2009, issue 11, pp. 45–53.
5. RFD tNavigator flow simulator Technical manual. Ver. 3.3, Moscow, 2012.
6. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. i dr. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [New principles and technologies of oil and gas fields' development]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Sciences, 2009, 484 p.

таграс | ЭНЕРГОСЕРВИС

Приемная: +7 8553 38-95-05
Маркетинг: +7 8553 38-95-16
tagras-es.ru
таграс-энергосервис.рф

Комплексный подход



Количество сотрудников более 2300 человек

Работы ведутся с 254 контрагентами

Осуществляем деятельность по 80 видам услуг

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
20	29	61	67	71	75	77	80

Ежегодный объем выполняемых работ:

>60 км
строительство ВЛ-6(10), 35, 110 кВ

800 км
капитальный ремонт ВЛ-6(10), 35, 110 кВ

1200 шт
ремонт КТП

>300 шт
капитальный ремонт силовых трансформаторов с полной или частичной заменой обмоток класса 35/6-10 кВ

200 шт
монтаж КТП

2100 шт
ремонт промышленных электродвигателей и генераторов

Ежегодный объем изготавливаемой продукции:

>13000 ед

- Шкафы КТП
- Станции управления (ЧРЭП)
- Траверсы
- Предохранители 6 кВ
- БКТП
- НКУ
- Светодиодные светльники
- Конструкции для столбовых КТП
- Металлоконструкции

Перспективные направления деятельности:

- Проектно-изыскательские работы
- Обучение по пожарно-техническому минимуму (ПТМ).
- Монтаж, обслуживание, АСКУЭ, пусконаладочные работы и ремонт энергетического оборудования
- Собственные метрологические лаборатории
- Экспертиза промышленной безопасности
- Лаборатория химического и хроматографического анализа масла
- Энергоаудит с составлением энергетического паспорта
- Собственные электротехнические лаборатории (и мобильные передвижные)

Опыт применения цепного привода для штанговой добычи нефти в ПАО «Татнефть»

М.В. Швецов
директор[1]

Г.Б. Бикбов
директор[2]

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

Е.В. Хлопцев
зам. начальника тех. отдела[3]

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

Ключевые слова
цепной привод, трудноизвлекаемые запасы, скважина, повышение нефтеотдачи

Современные условия разработки нефтяных месторождений на поздней стадии характеризуются постоянным поиском наиболее эффективных технологических мероприятий, направленных на стабилизацию и наращивание добычи нефти, в том числе путём вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Добыча такой нефти, осложнена: высокой вязкостью продукции, увеличением обводнённости и образованием вследствие этого водонефтяной эмульсии (ВНЭ), ростом удельных энергозатрат, запарафиниванием, солеотложением в погружном оборудовании, увеличением парка скважин с установленными дополнительными эксплуатационными колоннами и т.д.

В настоящее время, по расчётам специалистов, доказанные запасы по ПАО «Татнефть» составляют более 880 млн т, из них доля трудноизвлекаемых составляет более 70%.

Одним из путей обеспечения эффективной добычи нефти явилось внедрение в составе штанговых насосных установок цепных приводов (ПЦ). Бугульминский машиностроительный завод, входящий в группу компаний «Татнефть», с начала 2000-х гг. разрабатывает и производит ПЦ, модельный ряд которых насчитывает более 10 модификаций. Принцип работы оборудования заключается в преобразовании вращательного движения выходного вала редуктора в возвратно-поступательное движения подвески штанг [1, 2].

Малая частота качаний при равномерной скорости на большей части хода, обеспечивает благоприятный режим эксплуатации глубинно-насосного оборудования (ГНО) за счёт снижения упругих деформаций на трубы и штанги. Снижение динамических нагрузок на штанговую колонну, сокращение количества циклов, а также увеличение коэффициента наполнения насоса — основные преимущества цепного привода в сравнении с традиционными станками-качалками и погружными электроприводными насосами.

Кроме этого, получена и подтверждена практическими замерами существенная экономия удельного электропотребления ПЦ в сравнении с балансирными аналогами (в среднем на 15%) и УЭЦН (на 57%).

В настоящее время действующий фонд скважин ПАО «Татнефть», оборудованный цепными приводами различных модификаций, составляет более 2000 ед., в том числе, с длиной хода от 3 до 7,3 м.

Наибольший экономический эффект получен на скважинах, осложненных добычей высоковязкой нефти и образованием водонефтяной эмульсии (ВНЭ), отложениями солей и парафинов на ГНО, работающих в режиме периодической откачки, скважин с малым диаметром эксплуатационных колонн.

ПЦ60

Сравнительный анализ скважин «проблемного» фонда, на которых балансирные станки-качалки были заменены на цепные приводы с длиной хода 3 м, **показал следующие преимущества ПЦ60**:

- количество ремонтов по причине образования водонефтяной эмульсии снизилось в 3,3 раза, по причине отказа штанг — в 2,3 раза;
- экономия электропотребления на один привод составила в среднем 15,8 тыс. руб./год;
- снижение эксплуатационных затрат, связанных с ПРС, составило 126,8 тыс. руб./год на один привод;
- количество ремонтов по всем (прочим) причинам сократилось в 1,7 раза;
- межремонтный период работы (МРП) скважин увеличился в среднем на 465 сут.

На основании сравнительного анализа определена область наиболее эффективного применения **ПЦ60 — это скважины в диапазоне дебитов от 0,6 до 30 м³/сут**:

- осложнённые добычей высоковязкой нефти и образованием водонефтяной эмульсии (ВНЭ);
- малодебитного периодического фонда;
- осложнённые отложениями на ГНО асфальтено-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) и солей.

ПЦ80

Сравнительный анализ работы скважин «проблемного» фонда, на которых УЭЦН были заменены на цепные приводы с длиной хода 6 м, **показал следующие преимущества ПЦ80**:

- количество подземных ремонтов по причине отложения на ГНО парафинов и солей сократилось в 8,3 раза. При этом экономия эксплуатационных затрат, связанных с ПРС, составила 171,5 тыс. руб./год на один привод;
- экономия эксплуатационных затрат за счёт увеличения коэффициента подачи — 8,8 тыс. руб./год;
- экономия удельных энергозатрат на подъём 1 м³ продукции по сравнению с УЭЦН в среднем составила 225,2 тыс. руб./год на один привод;

- получен дополнительный прирост по нефти на скважинах с уменьшенным проходным сечением эксплуатационной колонны (114 мм), так как внедрение УЭЦН на них из-за бóльшего диаметра электродвигателя, чем проходное сечение э/колонны — было невозможно;
- количество подземных ремонтов по всем (прочим) причинам сократилось в 2,1 раза, МРП скважин увеличился в среднем на 375 суток.

На основании сравнительного анализа, определена область наиболее эффективного применения **ПЦ80 — это скважины, в диапазоне дебитов от 30 до 100 м³/сут**:

- осложнённые добычей высоковязкой нефти и образованием ВНЭ;
- осложнённые отложениями на ГНО АСПВ и солей;
- скважины, где необходимо регулирование режима эксплуатации в зависимости от условий работы пласта (например, с циклической закачкой), без проведения ПРС с целью замены насоса на другой типоразмер;
- малого диаметра и с дополнительными эксплуатационными колоннами («летучками»), где внедрение УЭЦН технически невозможно.

В настоящее время в ПАО «Татнефть» в большое количество скважин из-за нарушения герметичности эксплуатационной колонны устанавливаются дополнительные колонны меньшего диаметра. Внедрение УЭЦН на таких скважинах становится невозможным, из-за бóльшего диаметра электродвигателя насосной установки, чем проходное сечение колонны. Отбор продукции в данных условиях производится внедрением штангового насоса ШГН-57, и в принципе, возможен с использованием обычного станка-качалки (СК). Однако, длинноходовый режим эксплуатации при малых числах качания, реализуемый при применении цепного привода ПЦ 80-6-1/4, обеспечивающего при этом максимальную добычу продукции до 70 м³/сут с ШГН-57, в данных условиях имеет ряд преимуществ перед СК:

- снижение динамических нагрузок на штанговую колонну и привод ведёт к увеличению срока их службы;
- за счёт снижения упругих деформаций на трубы и штанги происходит увеличение коэффициента наполнения насоса — в среднем на 11%.

С учётом всего вышеизложенного, в ПАО «Татнефть» разработана и реализовывается программа внедрения цепных приводов на так называемом «проблемном» фонде. При этом подбор объектов осуществляется на результатах расчёта эффективности их внедрения, с соблюдением следующих приоритетов:

- в первую очередь, внедрение на «проблемных» скважинах, вводимых из бурения;
- во вторую – «проблемных» скважинах действующего фонда. При этом не «проблемные» скважины оснащаются из невостребованного (резервного)

парка станков-качалок, демонтируемых со скважин, находящихся в длительном бездействии или в консервации.

В ПАО «Татнефть» накоплен значительный и положительный опыт, который успешно применяется как при конструировании, монтаже, обслуживании, так и эксплуатации цепных приводов.

- разработаны критерии и методика подбора объектов под внедрение цепного привода. Здесь необходимо отметить, что для корректного подбора цепного привода и надёжной его работы в дальнейшем, большое значение приобретает качество и достоверность предоставляемых геолого-технических данных по внедряемому объекту;
- определены области наиболее эффективного применения цепных приводов;
- на основании мониторинга работы цепных приводов проводится модернизация их узлов, с целью повышения надёжности их дальнейшей эксплуатации. В настоящее время постоянно ведётся работа по доработке и устранению всех конструктивных недостатков, которые были выявлены на цепных приводах «первых» выпусков;
- разработаны нормативные и регламентные документы на проведение сервисных работ по монтажу, обслуживанию и эксплуатации цепных приводов.

География эксплуатации и сервис

До конца 2015 года на месторождениях ПАО «Татнефть» запланировано внедрение 217 цепных приводов.

Кроме объектов ПАО «Татнефть», цепные приводы внедряются также на объектах независимых нефтяных компаниях Республики Татарстан (ННК РТ). На сегодняшний день их в ННК РТ эксплуатируется порядка 220 ед.

Начиная с 2005 года, реализована поставка цепных приводов в Республику Казахстан, расширяется спектр их продаж в российские нефтяные компании. Так, в настоящее время цепные приводы производства БМЗ эксплуатируются в нефтяных компаниях: АНК «Башнефть», ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Саратовнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ООО «Бугурусланнефть».

Необходимо отметить, что в настоящее время БМЗ разработали техническую документацию для ПЦ80 в северном и южном климатических исполнениях. Эти мероприятия позволяют получить конструктивно более надёжные приводы, приспособленные для эксплуатации в регионах как с холодными, так и с жаркими климатическими зонами. Особое внимание уделяется повышению надежности работы тяговых цепей – как элемента, наиболее нагруженного в конструкции цепного привода в процессе эксплуатации.

Одновременно с этим, ПАО «Татнефть» реализуется комплекс мер, направленных на совершенствование технологии изготовления, повышения качества и снижения себестоимости цепных приводов, для чего в производство БМЗ вкладываются значительные инвестиции с целью дополнительного оснащения необходимым оборудованием, технологической оснасткой, контрольно-измерительными приборами и инструментом.

С целью получения положительных результатов внедрения цепных приводов на Ваших объектах, предлагаем рассмотреть возможность участия наших специалистов в выполнении следующих работ при внедрении ПЦ:

- подбор соответствующего типоразмера, модификации ПЦ и компоновки ГНО — в зависимости от геолого-технических исходных данных скважины-кандитата под внедрение ПЦ;
- проведение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ цепных приводов, запуск в эксплуатацию;
- сопровождение и дальнейшее обслуживание цепных приводов;
- выдача рекомендаций по проведению сравнительного анализа эффективности внедрения цепных приводов;
- обучение обслуживающего персонала основным приёмам в работе с ПЦ.

ООО «ТТД Татнефть» стремится к взаимовыгодному сотрудничеству на основе долгосрочных отношений и готовы рассмотреть любые Ваши вопросы и предложения.

Список используемой литературы

1. Калачев И.Ф., Ульянов Е.В., Меньшов А.Н. Усовершенствованная конструкция цепного привода ПЦ 60-3-0,5/2,5 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №1(33). С. 41–42.
2. Полвека непрерывного развития // Экспозиция Нефть Газ. 2015.№6 (45). С. 75–77.

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

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

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

1. Литейное производство

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

2. Механическая обработка

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

3. Термическая обработка деталей

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

4. Сварка

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

5. Лакокрасочные покрытия

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

УДК 622.276

Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования

А.Р. Аубакиров
ведущий специалист отдела газовых методов повышения нефтеотдачи пластов[1], аспирант[2]
Artur.Aubakirov@lukoil.com

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
[2]РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

На сегодняшний день при планировании и оценке технологической эффективности циклического заводнения (ЦЗ) используются упрощенные модели, в которых не отображается вся сложность процессов, происходящих в пласте. В результате реальный технологический эффект от воздействия может сильно отличаться от расчетного.

Материалы и методы
Гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова
циклическое заводнение, оптимальная технология заводнения

Идея метода циклического заводнения основывается на изменении периодичности и объемов закачки воды в нагнетательные скважины с целью изменения динамики и формы фронта вытеснения. Прирост добычи нефти достигается за счет вовлечения в процесс вытеснения и увеличения интенсивности дренирования запасов из участков пласта, слабо охваченных процессом стационарного заводнения [1]. Рассматриваемый метод, начиная с 1950-х гг., широко применялся на нефтяных месторождениях мира, в частности, в ряде регионов России (Западной Сибири, Самарской области, Пермском Крае, Республике Татарстан), США, Китае, Германии, Чехии. Метод циклического заводнения характеризуется двумя основными преимуществами: практически нулевая стоимость реализации и простота внедрения [2].

В соответствии с [3] в 70-х гг. аналитической моделью для расчета технологической эффективности, пласт представляется как совокупность двух слоев: в первый — высокопроницаемый — слой объединяются все прослои с проницаемостью выше средневзвешенной по толщине пласта, во второй — низкопроницаемый — объединяются прослои, имеющие проницаемость ниже средневзвешенной по толщине пласта. При использовании такой двухслойной модели возникают трудности — модель работает корректно только при условии гидродинамической связи между пропластками. В 2004 г. в КогалымНИПИнефть был предложен подход, расширяющий возможности моделирования послойной неоднородности. В предложенной четырехслойной модели геологические пропластки объединяются в группы высоко- и низкопроницаемые несвязные слои и высоко- и низкопроницаемые связные слои. Подобное усреднение параметров серьезно затрудняет оценку технологической эффективности объектов, характеризующихся высокой степенью фильтрационной неоднородности и высокой расчлененностью, смазывая детали их строения.

В качестве примера можно привести сравнение технологической эффективности по объекту Бш Шумовского месторождения. Дополнительная годовая добыча нефти рекомендуемого варианта реализации циклического заводнения, по расчетам на аналитической модели, составила 13 тыс. т (10%). Пересчет этого варианта на гидродинамической модели показал отрицательную эффективность — -7.302 тыс.т (-5,7%), что соответствует факту.

В ГО ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» разработан подход к проектированию циклического заводнения с использованием трехмерного гидродинамического моделирования [4]. Для определения оптимальной технологии циклического заводнения необходимо выполнить следующую последовательность действий с использованием гидродинамической модели выбранного объекта:

1. Сформировать и рассчитать варианты с остановками единичных нагнетательных скважин (для каждой скважины-кандидата отдельный вариант) с целью оценки влияния этих нагнетательных скважин на выработку запасов.
2. Выполнить анализ результатов моделирования по каждому варианту с определением характерных параметров.
3. Выполнить сопоставление параметров по всем вариантам с обоснованием оптимальных технологических показателей циклического заводнения.
4. Определить технико-технологические возможности системы ППД на рассматриваемом участке.
5. Сформировать и рассчитать набор перспективных вариантов циклического заводнения по результатам этапов 3 и 4.
6. Провести анализ результатов моделирования по сформированным вариантам циклического заводнения, с оценкой периода и величины эффектов.
7. Сформировать программу циклического заводнения.

Рассмотрим последовательность действий на примере одного из объектов ПАО «ЛУКОЙЛ» (рис. 1).

Основываясь на подготовленном базовом варианте гидродинамической модели, формируются N расчетных вариантов для оценки взаимовлияния скважин, где N — количество нагнетательных скважин на выбранном участке (в данном примере N=16). Каждый вариант полностью соответствует базовому, за исключением того, что одна, соответствующая варианту, нагнетательная скважина останавливается.

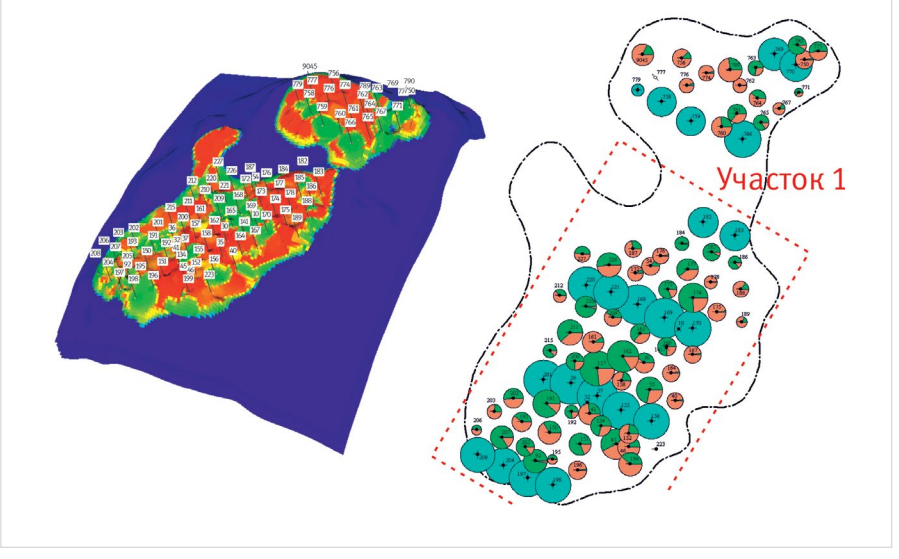


Рис. 1 — Выбранный участок для планирования ЦЗ

В каждом варианте использовалась опция «линий тока». После момента остановки нагнетательной скважины анализировались «линии тока» малой плотности, затрагивающие указанную скважину. Отмечались все добывающие скважины, к которым приходили значимые объемы воды от анализируемой нагнетательной скважины.

Рассмотрим пластовые процессы, протекающие после остановки одной из нагнетательных скважин, например, нагнетательной скважины 201. После остановки закачки в пласте снижается давление. Для каждой из реагирующих добывающих скважин снижается депрессия, что приводит к началу снижения дебита по жидкости. Величина снижения дебита реагирующей добывающей скважины определяется как разность между дебитом в базовом варианте и варианте с остановкой нагнетательной скважины (рис. 2).

Начиная с некоторого момента (назовем его T_r), для каждой пары нагнетательной и реагирующей добывающей скважины он индивидуален, снижение дебита реагирующей скважины начинает нивелироваться за счет перераспределения давлений и потоков в пласте — окружающие нагнетательные скважины частично компенсируют «потерю» одной из них. Далее идет выход скважины на новый режим и после некоторого момента (назовем его T_s) можно считать, что возмущения от остановки практически прекратились, фильтрационные потоки перераспределились, воздействие от остановки скважины больше не наблюдается. На рис. 3 приведена динамика по одной реагирующей добывающей скважине, которая отражает описанный процесс.

Характерное время T_r определяется по первой производной от кривой падения дебита жидкости — момент максимума (рис. 4). Время T_r («response time» — время отклика) пары добывающей и нагнетательной скважин характеризует оптимальный период, на который следует останавливать нагнетательную скважину для того, чтобы добывающая скважина среагировала и не потеряла значительно в добыче жидкости.

Для установления происходит ли перераспределение потоков именно в застойных зонах, на данном этапе определен параметр T_s. Для определения параметра T_s вычисляется величина, характеризующая соотношение величины падения дебита нефти в единицу времени и текущей величины снижения дебита нефти относительно базового варианта (DT):

$$DT = \frac{[(q(t) - q_{баз}(t)) - (q(q-1) - q_{баз}(e-1))]}{(q(q-1) - q_{баз}(e-1))}, \quad (1)$$

где $q(t)$ — дебит нефти реагирующей скважины в момент времени t в варианте с остановкой нагнетательной скважины;

$q_{баз}(t)$ — дебит нефти реагирующей скважины в момент времени t в базовом варианте без остановки нагнетательных скважин;

$q(t-1)$ и $q_{баз}(t-1)$ — дебиты нефти соответственно на предыдущем временном шаге.

Количественно время T_s определяется по изменению величины параметра DT, лежащего в пределах 1% (рис. 5). Физический смысл величины T_s (“stabilization time” — время стабилизации) позволяет полагать, что после времени T_s влияние от остановки нагнетательной скважины на конкретную

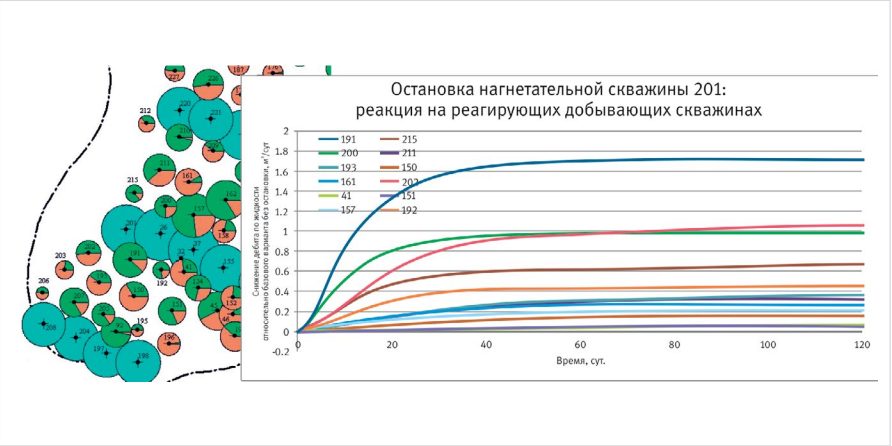


Рис. 2 — Анализ остановки нагнетательной скважины 201

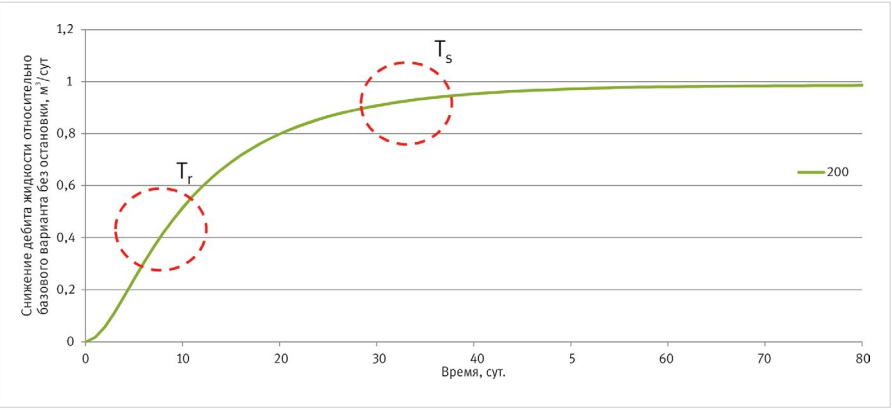


Рис. 3 — Динамика снижения дебита жидкости реагирующей добывающей скважине 200 после остановки нагнетания на скважине 201

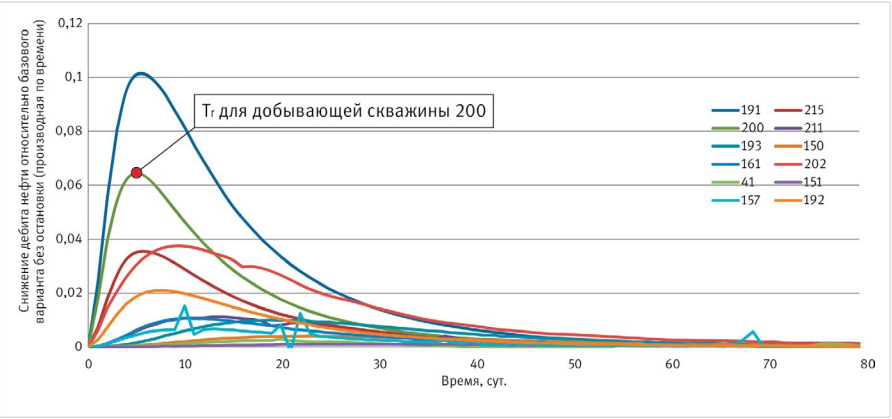


Рис. 4 — Динамика снижения дебита нефти на реагирующих скважинах после остановки нагнетания на скважине 201 (первая производная по времени)

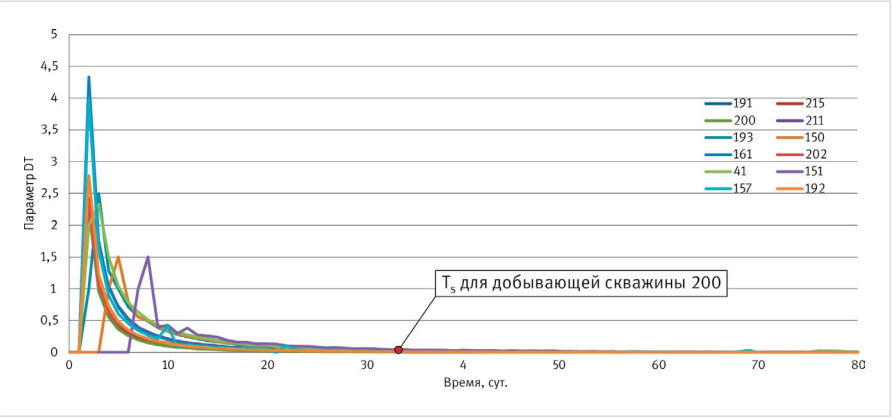


Рис. 5 — Динамика параметра DT для скважины 201

добывающую практически прекратилось. Поэтому анализ расчетных линий тока для добывающих скважин в вариантах следует проводить для двух характерных состояний системы: на момент остановки нагнетательной скважины и после на момент T_s.

Кроме временных показателей, важную роль играет величина снижения дебита нефти реагирующей скважины — $\Delta Q_н$. Она характеризует наличие запасов между добывающей и нагнетательной скважинами, а также напрямую отражает степень влияния нагнетательной скважины на добывающую. Поэтому была выполнена оценка абсолютного показателя снижения дебита нефти каждой добывающей скважины на момент времени T_r.

Ранее отмечалось, что сам факт перераспределения потоков не свидетельствует о том, что в пласте происходит интенсификация фильтрации именно в застойных зонах. Для оценки «позитивности» воздействия остановки нагнетательной скважины на добывающую выполняется сравнение объемов поступающей воды в реагирующие добывающие скважины от окружающих нагнетательных по расчетным линиям тока на момент времени T_s.

Полагается, что перераспределение «позитивно» если:

- Доля воды в притоке от единичной нагнетательной скважины высокая и после остановки одной из рассматриваемых нагнетательных скважин эта доля снижается.
- Доля воды в притоке от единичной нагнетательной скважины низкая и после остановки одной из рассматриваемых нагнетательных скважин эта доля увеличивается.

Исходя из указанных предпосылок, рассчитывается индекс перераспределения каждой добывающей скважины — I_r (“redistribution index”). Отрицательный индекс характеризует негативное влияние от остановки конкретной нагнетательной скважины на конкретную добывающую. Величина, близкая к нулю, означает отсутствие перераспределения объемов, т.е. нет и увеличения охвата недренируемых зон. Высокий положительный индекс показывает, что перераспределение потоков имеет место, и есть перспективы интенсификации фильтрации в слабодренируемых зонах.

Для обоснования оптимальных технологических параметров вычисляется комплексный индекс — I_c (“complex index”), как произведение величины снижения дебита нефти и индекса перераспределения. Чем выше комплексный индекс, тем больше ранее недренируемых запасов нефти будут охвачены циклическим заводнением.

Нагнетательные скважины-кандидаты распределяются по трем группам:

1. «Перспективные скважины для перевода в циклический режим». К данной группе относятся нагнетательные скважины, на которых по большинству реагирующих добывающих получен высокий положительный комплексный индекс. Перевод скважин данной группы в циклический режим работы имеет

№ п/п	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Снижение дебита нефти м³/сут	T_r, сут	T_s, сут	Индекс перераспределения	Комплексный индекс добывающих	Комментарий по нагнетательной скважине	Обощенное время T_r для нагнетательной скважины, сут	Обощенное время T_s для нагнетательной скважины, сут
1	36	192	2,9	5	39	1,500	4,350	первоочередная скважина для перевода в циклический режим	7	39
		157	1,6	7	43	1,026	1,641			
		41	0,5	19	37	1,536	0,768			
		150	0,3	19	64	0,240	0,072			
		193	0,2	22	68	0,037	0,007			
		134	0,3	21	68	0,000	0,000			
		191	1,7	7	42	0,000	0,000			
		215	0,2	9	50	0,000	0,000			
		151	0,2	22	72	-0,008	-0,002			
		202	0,2	16	63	-0,071	-0,014			
		161	1,4	9	46	-0,175	-0,246			
		158	0,8	13	51	-0,364	-0,291			
		200	4	3	35	-0,231	-0,923			
		226	не значительное	-	-	0,000	-			
2	37	134	1,5	8	52	0,861	1,292	вероятная скважина для перевода в циклический режим	8	44
		158	1,3	8	44	0,593	0,771			
		162	0,6	16	68	-0,029	-0,017			
		45	0,2	18	70	-0,099	-0,020			
		35	0,5	18	64	-0,058	-0,029			
		41	0,4	17	33	-0,343	-0,137			
		157	1,7	7	51	-0,222	-0,378			
3	155	45	1,2	10	63	0,094	0,113	малоперспективная скважина для перевода в циклический режим		
		157	0,4	12	67	0,124	0,050			
		134	1,4	5	42	0,011	0,015			
		152	2,4	5	44	0,000	0,000			
		35	0,4	10	48	-0,055	-0,022			
		30	0,3	18	71	-0,098	-0,029			
		162	1,4	18	90	-0,064	-0,090			
		151	0,4	13	68	-0,282	-0,113			
		46	1	12	60	-0,667	-0,667			
4		...	...	...	...	...	...			

Таб. 1 — Сводные показатели оценки взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин

высокие перспективы для получения технологического эффекта в виде дополнительной добычи нефти.

2. «Вероятные скважины для перевода в циклический режим». К данной группе относятся нагнетательные скважины, на которых по реагирующим добывающим скважинам получены как положительные, так и отрицательные или нулевые комплексные индексы. Однозначно судить о перспективности перевода таких скважин в циклический режим сложно. Перевод скважин данной группы будет целесообразен и оправдан, если «перспективных скважин» на выбранном участке не окажется в достаточном количестве или «перспективные скважины» будут находиться на большом удалении друг от друга для создания полноценного нестационарного режима.
3. «Малоперспективные скважины для перевода в циклический режим». К данной группе относятся нагнетательные скважины, на которых по большинству

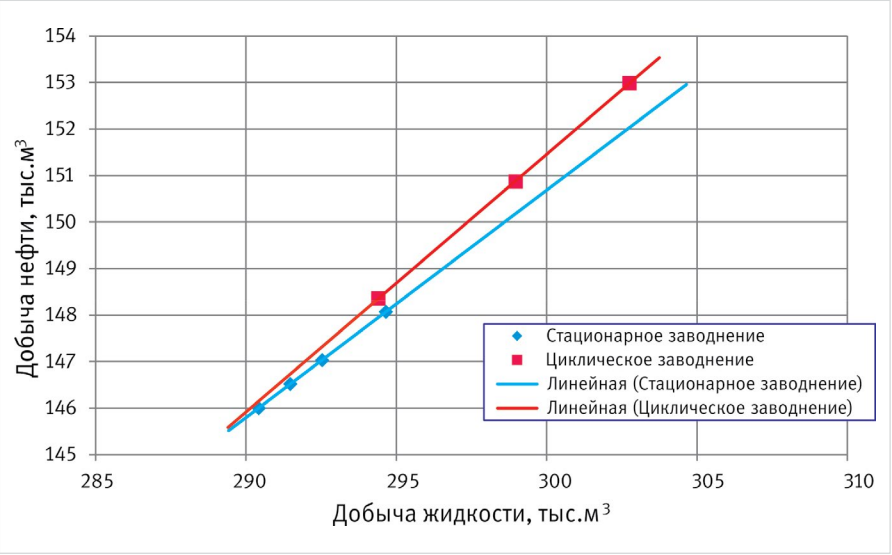


Рис. 6 — Анализ результатов моделирования по рассмотренным вариантам циклического заводнения

Расчет		Нефть				Жидкость		Закачка		Об-водненность	Компен-сация
№	Название	Нако-пленная-добыча, тыс.м³	Годовая добыча, тыс.м³	Прирост добычи по сравнению с вариантом №1.1		Нако-пленная добыча, тыс.м³	Годовая добыча, тыс.м³	Нако-пленная добыча, тыс.м³	Годовая добыча, тыс.м³	д.ед.	д.ед.
				тыс.т	%						
1,1	Расчет с постоянной закачкой	2469,990	146,000	0,000	0,0	3270,290	290,420	2476,400	285,310	0,497	0,973
1,2	Расчет с постоянной закачкой с коэффициентом увеличения репрессии 1.05	2470,510	146,520	0,459	0,4	3271,340	291,470	2479,150	288,060	0,497	0,978
1,3	Расчет с постоянной закачкой с коэффициентом увеличения репрессии 1.10	2471,020	147,030	0,909	0,7	3272,400	292,530	2481,910	290,820	0,497	0,984
1,4	Расчет с постоянной закачкой с коэффициентом увеличения репрессии 1.20	2472,060	148,070	1,828	1,4	3274,520	294,650	2487,430	296,340	0,497	0,996
2,1	Заключительный	2476,980	152,990	6,172	4,8	3282,620	302,750	2492,950	301,860	0,495	0,987
2,2	Заключительный с коэффициентом на максимальную приемистости нагнетательных скважин 0.9	2474,860	150,870	4,300	3,3	3278,840	298,970	2487,420	296,330	0,495	0,981
2,3	Заключительный с коэффициентом на максимальную приемистости нагнетательных скважин 0.8	2472,350	148,360	2,084	1,6	3274,270	294,400	2480,780	289,690	0,496	0,974

Таб. 2 — Сравнение технологических показателей по вариантам

реагирующих добывающих скважин получен негативный или нулевой комплексный индекс. Перевод скважин данной группы в циклический режим работы нецелесообразен. Скважины данной группы должны продолжать работать в текущем режиме.

Для каждой нагнетательной скважины из первых двух групп определяются средневзвешенные по комплексному индексу времена T_p и T_s, базируясь только на данных по добывающим скважинам с положительным комплексным индексом (таб. 1).

Для оценки технико-технологических возможностей системы ППД определяются следующие параметры: технологическая схема обустройства системы ППД; минимальная/текущая/максимальная мощность производственных объектов (БКНС, БНГ, ВРП, поглощающие скважины, нагнетательные скважины, водоводы и др.); тип закачиваемого агента; климатические особенности эксплуатации. На данном этапе оцениваются технико-технологические возможности существующей системы ППД для обеспечения необходимых максимальных и минимальных уровней закачки как в целом по объекту, так и по каждой нагнетательной скважине.

В соответствии с выделенными («вероятными» и «перспективными») группами нагнетательных скважин, формируются комплексные варианты расчетов с учетом технико-технологических ограничений существующей системы ППД. Так как нагнетательные скважины и оптимальные времена их полуциклов определены, на данном этапе необходимо для каждой выбранной нагнетательной скважины подобрать фазу и амплитуду колебания закачки (или минимальное и максимальное значения уровня закачки) с учетом установленных технологических и технических ограничений.

Во всех вариантах прогноза ЦЗ при переводе скважин с истории на прогноз задается контроль по забойному давлению. Это необходимо для того, чтобы обеспечить адекватное реагирование скважин на распространяющиеся циклические возмущения в пласте. По нагнетательным скважинам задается ограничение по забойному давлению.

Результаты расчетов представлены в таб. 2 и рис. 6. Как видно из таблицы, при схожей компенсации (например, расчеты 1.3 и 2.2) эффективность выше у варианта с циклической закачкой. При этом наблюдается снижение обводненности, что свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренируемых запасов.

Окончательным результатом всей работы является создание на основе рекомендуемого варианта программы реализации циклического заводнения — календаря работ. В календаре работ на каждую дату планируемого периода реализации циклического заводнения по каждой нагнетательной скважине, находящейся в циклическом воздействии, указывается целевая приемистость. Цветом отмечаются даты, в которые происходит смена режима работы, а также отмечаются целевые приемистости, которые должны быть выдержаны.

Описанный подход был использован при проектировании технологии циклической заводнения на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ». Результаты расчетов на детальных гидродинамических моделях показали, что рекомендуемая технология позволяет увеличить добычу нефти за расчетный период на 3-6% по сравнению с вариантом с существующей технологией заводнения.

Итоги

В ГО ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» разработан подход к проектированию циклического заводнения с использованием гидродинамической модели, который позволяет определить оптимальный вариант реализации циклического заводнения.

Выводы

Одно из направлений дальнейшего развития технологии —комплексирование технологии с методами интенсификации нефти (кислотные обработки, малообъемный ГРП), методами ограничения водопротока (полимерное заведение, закачка ВУС и т.д.). Использование подобного комплексного подхода позволит получить синергетический эффект от применения каждой из технологий.

Список используемой литературы

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988.121 с.
2. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. М.: ВНИИнефть, 2008. 208 с.
3. РД-39-I-72-78 Руководство по проектированию циклического заводнения.
4. Чертенков М.В., Чуйко А.И., Аубакиров А.Р., Пятибратов П.В. Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения // Нефтяное хозяйство. 2015. №8. С. 60–64.

Designing optimal technology cyclic waterflooding using hydrodynamic modeling

UDC 622.276

Authors:

Artur R. Aubakirov — leading specialist of gas EOR methods[1], postgraduate[2]; Artur.Aubakirov@lukoil.com

[1]LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

[2]Gubkin Russian State Oil and Gas university, Moscow, Russian Federation

Abstract

Today planning and assessment of technological efficiency of cyclic waterflooding conducted using simplified models, which is not shown the whole complexity the processes occurring in the reservoir. As a result, the real effect of the technological impact may vary significantly from the forecasted.

Materials and methods

Hydrodynamic modeling.

Results

The head office of LLC "LUKOIL-Engineering" developed approach to designing of cyclic waterflooding using a hydrodynamic model that allows you to get optimal embodiment of the cyclic flooding.

Conclusions

One of the directions of the further evolution of technology is the complexation of technology with methods of intensification of oil (acid treatment, low-volume hydraulic fracturing). The use of such an integrated approach will provide a synergistic effect of the use of each technology.

Keywords

cyclic waterflooding,
optimal waterflooding technology

References

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. *Tsiklicheskoe vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* [Cyclic impact on heterogeneous oil reservoirs]. Moscow: *Nedra*, 988, 121 p.
2. Kryanev D.Yu. *Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya* [Nonstationary waterflooding. Methods of selection criteria the site to estimation of exposure]. Moscow: *VNIInefť*, 2008, 208 p.
3. Guidance document RD-39-I-72-78 Guide design cyclic waterflooding.
4. Chertenkov M.V., Chuyko A.I., Aubakirov A.R., Pyatibratov P.V. *Vybor ob"ektov i perspektivnykh uchastkov dlya primeneniya tsiklicheskogo zavodneniya* [Zones and regions selecting for cyclic waterflooding]. Oil industry, 2015, issue 8, pp. 60–64.

УДК 622.276

Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси

Ю.А. Кесслер
генеральный директор[1]

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

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

[1]ОО «ЛУКОЙЛ-Клининградморнефть», Калиниград, Россия
[2]ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Россия

При разработке месторождения в водонапорном режиме законтурных вод главной задачей является контроль пластового давления. Этот параметр определяет как притоки продукции в эксплуатационные скважины, так и приток законтурной воды. Такой контроль осуществляется созданием и поддержанием баланса отбора продукции и притока воды из аквифера. При этом детальность геолого-гидродинамической модели самой залежи не влияет на достоверность определения притока законтурной воды, так как не включает построение полномасштабной модели аквифера.

Материалы и методы
Алгоритм подбора параметров аквифера путем сопоставления расчетов и данных по исследованиям пластового давления в динамике.

Ключевые слова
аквифер, фильтрационная модель, метод материального баланса, алгоритм Картера-Трейси

Небольшие месторождения, разрабатываемые на естественном водонапорном режиме, как правило, требуют детального анализа ее энергетического состояния, определения таких темпов отбора пластового флюида, при которых падение пластового давления невелико и контролируется. Особенно это важно при эксплуатации месторождений морского шельфа, ввиду ограниченности проведения дополнительных геолого-технических мероприятий в случае неблагоприятной динамики основных технологических показателей. Создание подробных геолого-гидродинамических моделей таких залежей совместно с аквифером сдерживается отсутствием необходимого объема информации. К таким случаям можно отнести и сложные геологические объекты, не поддающиеся традиционной типизации.

В основе целого направления proxy моделей залежей лежит метод материального баланса (ММБ) [1, 2]. Эти модели состоят из уравнения сохранения массы жидкостей и газа в залежи, которое учитывает динамику изменения запасов нефти и газа и приток жидкости из законтурной области [4, 5]. Это уравнение взаимоувязывает динамику пластового давления с количеством добываемой продукции. Для реализации метода важны замеры суммарного дебита нефти, воды и газа с исследованиями пластового давления со временем. Важным моментом в расчетах является определение притока воды из законтурной области в нефтяную зону. Наиболее общая постановка задачи предложена van Everdingen, Hurst [3]. Авторы моделировали залежь как цилиндрическую область радиусом R_e, с высотой h, с пористостью m, нефтенасыщенностью $1\text{-}S_{wr}$, рис. 1. Значение этих параметров задаются по данным геолого-статистического разреза.

Краткая характеристика месторождения Кравцовское

Месторождение Кравцовское Балтийского залива приурочено к брахиформной, пластово-сводовой залежи размерами 9,2×4,6 км, высотой 48 м, по всей площади нефтеносности подстилается подошвенной водой с активной областью питания, пластовая температура — 64°С, вязкость нефти — 1,8 МПа•с [8, 10]. Несмотря на повышенную дифференциацию фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта выработка запасов нефти, осуществляемая горизонтальными скважинам, очень высокая и составляет 49% от начальных извлекаемых запасов нефти.

Следует отметить выраженную интерференцию скважин, свидетельствующую о хорошей гидродинамической связи и единстве эксплуатационного объекта. Горизонтальные стволы скважин преимущественно расположены в прикровельной части продуктивного пласта. Средние геолого-физические параметры месторождения приведены в таб. 1.

Коэффициенты продуктивности по горизонтальным скважинам западной части месторождения в 2,1 раза выше по сравнению с восточной частью месторождения.

По данным петрофизических исследований керна в скважинах, расположенных в сводовой части структуры ФЕС коллекторов, выше, чем в скважинах, расположенных на крыльях структуры. В целом, по месторождению наблюдается ухудшение коллекторских свойств вниз по разрезу.

С начала разработки отобрано 28,4% от начальных геологических (НГЗ) и 61,1% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). При этом в зоне преимущественного отбора (западный блок) отобрано 25,9% от НГЗ и 55,8% от НИЗ, т.е. достигнуты очень высокие темпы отбора.

Моделирование работы залежи методом материального баланса

Уравнение материального баланса для нефтяной залежи имеет вид:

$$N = \frac{N_p B_o - \left(W_e - W_p\right)}{B_o - B_{oi} + \left(c_f + c_w S_{wr}\right)\Delta p \dfrac{B_{oi}}{\left(1 - S_{wr}\right)}} \qquad (1)$$

Неизвестные в этом уравнении сведены в таб. 2.

Для расчета притока воды из аквифера в [6] предлагается следующая процедура: приток воды из аквифера в интервале между замерами пластового давления определяется по формуле:

$$W_e(T_i) = W_e(T_{i-1}) + \frac{A\Delta p_*(T_i) - W_e(T_{i-1})\, p_*'(T_i)}{p_*(t_i) - t_{i-1} p_*'(t_i)} \qquad (2)$$

$$A = 6.3\, f\, m\, h\, (c_w + c_f)\, R_e^2,$$

$$T_i = 0.00036\, k\, t_i / \mu_w (c_w + c_f)\, m\, R_e^2$$

где t_i (размерное) и T_i (безразмерное) — моменты замера пластового давления, k, m — средняя проницаемость и пористость аквифера, μ_w — вязкость воды в законтурной области, A — эффективная продуктивность залежи, θ — сектор притока воды, $p^*(T)$, $p^*1(T)$ — безразмерное давление и его производная из решения уравнения пьезопроводности при постоянном расходе на внутренней границе.

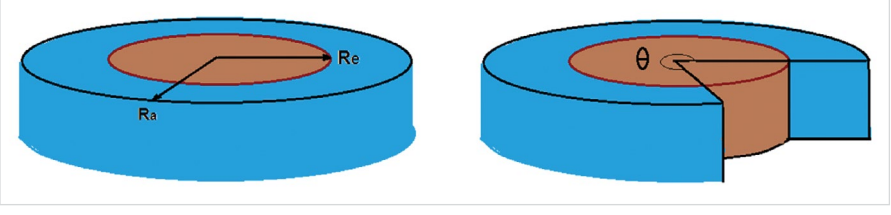


Рис. 1 — Модель цилиндрической залежи и аквифера

Простой метод расчета $p^*(T)$ предложен Fanchi [9] — апроксимировать решение van Everdingen, Hurst полиномиальной функцией:

$$p_*(T) = a_0 + a_1 T + a_2 \ln(T) + a_3 (\ln(T))^2 \quad (3)$$

где a_i — регрессионные коэффициенты, зависящие от отношения радиуса аквифера к эффективному радиусу нефтенасыщенной части залежи (R_a*) и позаимствованы из [6] и приведены в таб. 3.

Отметим, что система уравнений (1–2) содержит два свободных параметра: эффективный радиус аквифера и сектор притока воды, значения которых возможно рассчитать при настройке расчетных данных на промысловые данные. Такой подход был реализован для уточнения геологических запасов нефти в залежи в [7]. Здесь подобный подход используется для несколько других целей.

Алгоритм и расчеты параметров разработки месторождения

Для настройки модели на промысловую историю и прогноза динамики параметров разработки необходимо задать историю падения пластового давления и накопленную добычу нефти и воды в те же даты.

Предложенная модель работы залежи содержит два параметра, подлежащих настройке на историю промысловых данных. Они относятся к характеристикам аквифера: его условный радиус и сектор притока воды из него в залежь. Условный радиус залежи определяется начальными геологическими запасами нефти, ее эффективной мощностью и средневзвешенной пористостью (рис. 1):

$$R_e = \sqrt{\frac{N}{\pi h m\,(1 - Swr)}} \quad (4)$$

Для случая Кравцовского месторождения, используя данные таб. 1, расчетное значение условного радиуса залежи составляет 1833 м.

Для любого момента времени, в который были произведены замеры средневзвешенного пластового давления по формуле (2) вычислим безразмерное время T_i. Например, на 2014 г. или 9-й год разработки, оно составляет 0.88.

Подбирая различные значения условного радиуса аквифера R_e и соответствующие значения коэффициентов a_i из таб. 3, рассчитываем пластовое давление по формуле (3) для выбранного момента времени. Сравниваем полученные значения с результатами замеров давления. Для 2014 г. средневзвешенное пластовое давление составляет 18,3 МПа. Экстраполируя значения R_a/R_e между 2 и 1,5, получим значение условного радиуса аквифера R_a=2749м.

Зная условный радиус аквифера, по формуле (2) можно рассчитать накопленный приток воды из аквифера в залежь, который, впрочем, зависит от параметра f. С другой стороны, по основному уравнению баланса (1) также можно определить накопленный приток воды. Сравнивая эти значения при различных величинах f, определяем этот параметр из условия максимального совпадения значений накопленного притока воды, рассчитанного по разным формулам. Для выбранной даты 2014 г. он составил 13200 тыс. м³. Отметим, что 21% от этого количества уже прорвалось в добывающие скважины и было добыто вместе с нефтью.

Параметры	Продуктивный пласт
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2560.6 (-2147.0)
Тип залежи	неполнопластовая, сводовая, подстилаемая водой
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	15 322
Средняя общая толщина, м	66.2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	22.2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	34.6
Коэффициент пористости, доли ед.	0.11
Коэффициент нефтенасыщенности пласта (ВНЗ), доли ед.	0.83
Проницаемость, 10^{-3} мкм	
по керну	124.2
по ГДИ (ВС)	359.9
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.89
Расчлененность	4.2
Начальная пластовая температура, оС	63.5
Начальное пластовое давление, МПа	24.32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с	1.8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0.789
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0.826
Абсолютная отметка ВНК, м	-2177
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.083
Содержание серы в нефти, %	0.15
Содержание парафина в нефти, %	4.64
Давление насыщения нефти газом, МПа	3.0
Газовый фактор, м³/т	24.9
Содержание сероводорода, %	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	1.127
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1.145
Вязкость воды в пластовых условия, мПа с	0.64
Сжимаемость, 1/МПа'10^{-4}	
нефти	10.83
воды	2.78
породы	6.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.611

Таб. 1 — Общая геолого-физическая характеристика продуктивного пласта дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

Итоги

Расчеты по представленной модели позволяют прогнозировать поведение пластового давления как в различные моменты времени, так и на будущее.

Например, можно рассчитать, когда пластовое давление снизится до значения разгазирования нефти. Изменяя темпы отбора, можно проанализировать различные сценарии и выбрать наиболее рациональный по экономическим и технологическим критериям.

Символ	Величина	Размерность
N	начальные балансовые запасы нефти	м³
N_p	накопленная добыча нефти	м³
Δ_p	изменение среднего пластового давления от начального значения	МПа
W_e	накопленный приток из законтурной области	м³
W_p	накопленная добыча воды	м³
B_o, B_{oi}	начальный и текущий объемный коэффициент нефти	м³/м³

Таб. 2 — Обозначение основных символов в уравнении ММБ

R_a/R_e	a_0	a_1	a_2	a_3
1.5	0.10371	1.66657	-0.04579	-0.01023
2	0.30210	0.68178	-0.01599	-0.01356
3	0.51243	0.29317	0.01534	-0.06732
4	0.63656	0.16101	0.15812	-0.09104
5	0.65106	0.10414	0.30953	-0.11258
6	0.63367	0.0694	0.41750	-0.11137
8	0.40132	0.04104	0.69592	-0.14350
10	0.14386	0.02649	0.89646	-0.15502
∞	0.82092	-0.000368	0.28908	0.02882

Таб. 3 — Регрессионные коэффициенты полиномиальной аппроксимации $p^*(T)$

Выводы

Использование метода материального баланса позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать работу небольших, хорошо связанных залежей с относительно простой геологией.

В результате построенная модель позволяет:

1. Прогнозировать динамику пластового давления.
2. Контролировать динамику пластового давления.

Список используемой литературы

1. Muskat M. The production histories of oil producing gas drive reservoir. Journal of Applied Physics, 1945, Vol. 16, p. 167.
2. Tracy G. Simplified form of the MVE. Trans. AIME, 1955, Vol. 204, pp. 243–246.
3. Van Everdingen, A.F. and Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 1949, Vol. 186, issue 12, pp. 305–324.
4. Carter R.D., Tracy G.W. An improved method for calculation water influx. Trans. AIME, 1960, 152 p.
5. Fetkovich M.J. A Simplified approach to water influx calculations - finite aquifer systems. JPT, 1971, July, pp. 814–828.
6. Ahmed T.H., Paul D. M. Advanced reservoir engineering. Boston, MA: Gulf Professional Publisher, 2005, 422 p.
7. Рублев А.Б., Федоров К.М., Шевелев А.П., Им П.Т. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 5. С. 32–41.
8. Кесслер Ю.А., Кузилов О.И., Десятков В.М. Особенности геологического строения и освоения углеводородного потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (D6) нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 4. С. 44–50.
9. Dake L. Fundamentals of reservoir engineering. Amsterdam: Elsevier Publisher. 1978, 498 p.
10. Fanchi J.R. Analytical representation of the van everdingen-hurst aquifer influence functions for reservoir simulation. SPEJ, 1985, June, pp. 405–425.
11. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кузилов О.И. Исследование фильтрационных возможностей продуктивного пласта месторождений шельфа для прогнозирования выработки запасов нефти // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 343–361. Режим доступа: http://ogbus.ru/article/issledovanie-filtracionnyx-vozmozhnostej-produktivnogo-plasta-mestorozhdenij-shelfa-dlya-prognozirovaniya-vyrabotki-zapasov-neftiresearch-of-filtration-capabilities-of-producing-bed-of-offshore-fields/

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Modeling of trap work, during the over contour water pressure extraction mode with using the method of material balance and Carter-Tracy algorithm

UDC 622.276

Authors:
Yuri A. Kessler — general director[1]
Yuri A. Kotenev —Sc. D., professor[2], geokot@inbox.ru
Shamil Kh. Sultanov — Sc. D., professor[2]; ssultanov@mail.ru

[1]LLC "LUKOIL-Kaliningradmorneft", Kaliningrad, Russian Federation
[2]SEI HPE USPTU, Ufa, Russian Federation

Abstract

In the development oil-field in the water edge aquifer mode, the most important problem is the monitoring the reservoir pressure. This parameter determines as the product influx in production wells and as the aquifer water inflow. That control is achievable if there have balance between withdrawal of oil and water inflow. At that detail of geological and hydrodynamic model of the deposit does not affect on the validity of the definition of aquifer influx of water because it does not include the construction of a full-scale model of aquifer.

Materials and methods

Algorithm of aquifer parameters chose by matching of calculations with bed pressure research data in dynamic.

Results

Calculations by shown model allow to predict the intrabed pressure action in different time moments and in future. For example, possible to calculate the times when the reservoir pressure falls to the oil degassing. By changing the withdrawal of oil rate, possible to analyze different scenarios and select the most efficient on economic and technological criteria.

Conclusions

The use of the material balance method allows to predict with sufficient reliability the work of a small well-connected reservoirs with relatively simple geology.

Built model allows:

1. To predict the bed pressure dynamic.
2. To control the bed pressure dynamic.

Keywords

aquifer,
filtration model,
material balance method,
Carter-Tracy algorithm

References

1. Muskat M. The production histories of oil producing gas drive reservoir. Journal of Applied Physics, 1945, Vol. 16, p. 167.
2. Tracy G. Simplified form of the MVE. Trans. AIME, 1955, Vol. 204, pp. 243–246.
3. Van Everdingen, A.F. and Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 1949, Vol. 186, issue 12, pp. 305–324.
4. Carter R.D., Tracy G.W. An improved method for calculation water influx. Trans. AIME, 1960, 152 p.
5. Fetkovich M.J. A Simplified approach to water influx calculations - finite aquifer systems. JPT, 1971, July, pp. 814–828.
6. Ahmed T.H., Paul D. M. Advanced reservoir engineering. Boston, MA: Gulf Professional Publisher, 2005, 422 p.
7. Rublev A.B., Fedorov K.M., Shevelev A.P., Im P.T. *Modelirovanie raboty zalezhi s primeneniem metoda material'nogo balansa* [Modeling of a deposit performance using the material balance method]. I*zvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2011, issue 5, pp. 32–41.
8. Kessler Yu.A., Kuzilov O.I., Desyatkov V.M. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala shel'fa Baltiyskogo morya na primere Kravtsovskogo (D6) neftyanogo mestorozhdeniya* [Some specific features of geological structure and development of hydrocarbon potential of the Baltic sea shelf with Kravtsovsky (D6) oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, issue 4, pp. 44–50.
9. Dake L. Fundamentals of reservoir engineering. Amsterdam: Elsevier Publisher. 1978, 498 p.
10. Fanchi J.R. Analytical representation of the van everdingen-hurst aquifer influence functions for reservoir simulation. SPEJ, 1985, June, pp. 405–425.
11. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Kuzilov O.I. *Issledovanie fil'tratsionnykh vozmozhnostey produktivnogo plasta mestorozhdeniy shel'fa dlya prognozirovaniya vyrabotki zapasov nefti* [Research of filtration capabilities of producing bed of offshore fields for forecasting extracting oil resources]. Oil and gas business, 2014, issue 6, pp. 343–361. Available at: http://ogbus.ru/article/issledovanie-filtracionnyx-vozmozhnostej-produktivnogo-plasta-mestorozhdenij-shelfa-dlya-prognozirovaniya-vyrabotki-zapasov-neftiresearch-of-filtration-capabilities-of-producing-bed-of-offshore-fields/

УДК 622.276

Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ)

О.Д. Ефимов
к.х.н., генеральный директор[1]
sin_tech@mail.ru

Ю.Ш. Рахматуллина
к. г-м. н., менеджер проекта[1]

М.Ф. Валиев
начальник лаборатории[1]

Д.С. Черевиченко
главный геолог[2]

Л.Н. Хасанова
инженер-химик[1]

[1]ООО «Синергия Технологий», Казань, Россия
[2]Оренбургское управление интенсификации и ремонта скважин, Оренбург, Россия

Одной из важнейших задач нефте- и газодобычи является повышение эффективности кислотных обработок скважин. Проблема становится наиболее актуальной в связи с тем, что в настоящее время большинство крупных месторождений отечественной нефтегазовой отрасли находится на поздней стадии разработки. Солянокислотные обработки являются наиболее распространенным способом химического воздействия на призабойную зону скважин для интенсификации добычи нефти и газа в карбонатных коллекторах. Несмотря на многолетний опыт применения и большой объем проведенных исследований, направленных на совершенствование и повышение эффективности данного метода, значительная часть обработок не дает положительных результатов.

Материалы и методы
Промышленные испытания на Оренбургском НГКМ.

Ключевые слова
гель, кислотная обработка, ПАВ, карбонатный коллектор, самоотклоняющийся кислотный состав

Анализ мирового опыта промысловых результатов и лабораторные исследования позволяют сделать следующие выводы об основных причинах, снижающих эффективность кислотных обработок:

1. Кислота при обработке призабойной зоны карбонатного пласта преимущественно фильтруется в самые высокопроницаемые интервалы с наибольшей приемистостью. Необработанные интервалы могут составлять до 75% толщины продуктивного пласта. Вследствие этого остальные интервалы пласта слабо подвергаются кислотному воздействию, не обеспечивая равномерного охвата всей толщины продуктивного пласта, при этом эффективность обработок в целом не выше 45–65%.
2. Кислотные растворы в первую очередь проникают в систему трещин карбонатных пород вследствие своей низкой вязкости. В связи с этим появляется необходимость ограничения проникновения кислотных составов в сеть трещин и перенаправления кислотного состава в низкопроницаемую матрицу пласта в скважинах, подвергавшимся многократным кислотным обработкам [1].

Высокую эффективность при обработке пластов большой мощности показали потокоотклоняющие кислотные составы, представляющие собой вязкоупругий раствор ПАВ в соляной кислоте. В основе действия таких составов лежит способность ПАВ образовывать длинные цилиндрические мицеллы, в присутствии продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой, в результате чего раствор приобретает вязкоупругие свойства. Образовавшийся гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к другим участкам пласта. После обработки отклоняющий гель разрушается при контакте с пластовыми жидкостями. Таким образом, применение кислотного состава на основе вязкоупругого раствора ПАВ в соляной кислоте обеспечивает равномерную обработку всей толщины пласта. После окончания обработки барьер либо разрушается при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Это снижает время на удаление продуктов реакции. Поскольку для очистки прискважинной зоны пласта требуются низкие перепады давления в системе «пласт-забой», это ведет к значительному упрощению технологии и снижению стоимости [3].

Наиболее целесообразно проведение кислотных обработок с потокоотклоняющими составами в следующих случаях:

- некачественно выполненное крепление в зоне фильтра;
- слоистый пласт;
- открытый ствол скважины;
- высокоплотная перфорация колонны;
- трещинный тип коллектора;
- высокое содержание воды в продукции скважины

В основе технологии лежит способность «самоотклоняющегося» кислотного состава многократно увеличивать вязкость в ходе реакции с карбонатной породой пласта (рис. 1).

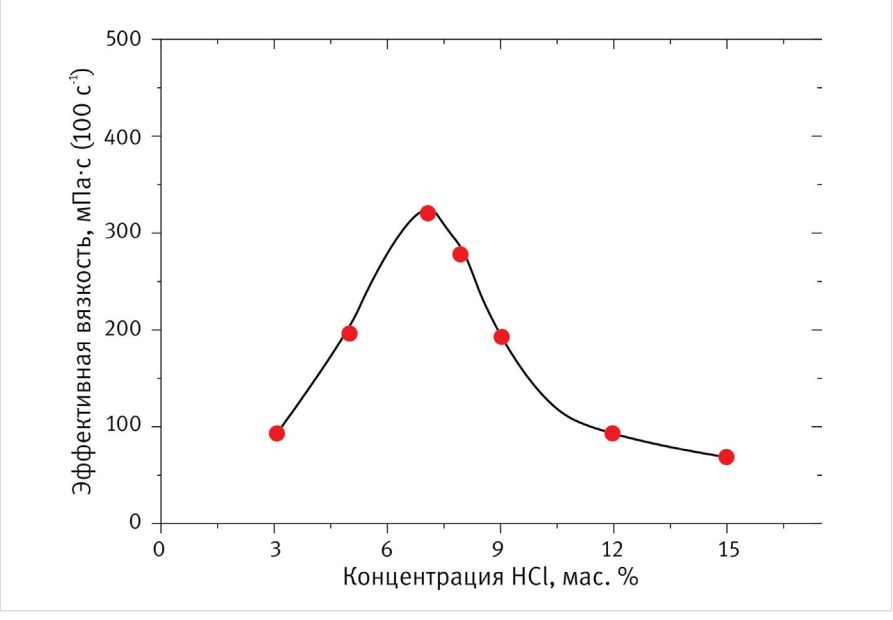


Рис.1 — Зависимость динамической вязкости (100 с-1) кислотного состава

Образующийся в результате гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необработанным низкопроницаемым участкам. Таким образом, достигается равномерная стимуляция всего продуктивного интервала пласта. После полной нейтрализации кислоты и снижения её активности, устойчивость и вязкость вязкоупругого геля значительно снижается, вследствие чего происходит восстановление проницаемости ранее блокированных зон.

Механизм действия композиции можно описать следующим образом: во время закачки в скважину технологический раствор вначале проникает в зоны с высокой проницаемостью (рис. 2, а). Кислота, образует червоточины (свищи) в карбонатных породах.

Во время контакта кислоты с породой, кислота нейтрализуется, образуется хлористый кальций и повышается pH, состав композиции начинает превращаться в гель и образовывать новый вязкостный барьер (рис. 2, б). Гелеподобная композиция временно заполняет (закупоривает) червоточины, трещины, направляя остаток состава в зоны и слои с более низкой проницаемостью. Важная особенность самоотклоняющегося кислотного состава заключается в том, что образовавшийся вязкостный барьер является временным. Вязкость геля снижается по мере нейтрализации кислоты, а также при контакте с углеводородами (рис. 3). Таким образом, исключается всякая вероятность повреждения фильтрационных характеристик призабойной зоны [2].

Данный состав применялся на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ).

Оренбургское НГКМ является уникальным по размерам, запасам и компонентному составу газа, с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу. Месторождение представляет собой пластово-массивную систему нижнепермского и среднекаменноугольного возраста с этажом газоносности до 500 м. По разрезу которой выделено и изучено более 30 продуктивных пластов.

Продуктивная толща ОНГКМ характеризуется значительной неоднородностью. Средняя проницаемость по объектам для различных газонасыщенных зон залежи проницаемых поровых коллекторов изменяется от $1{,}72*10^{-3}$ до $29{,}32*10^{-3}$ мкм^2, порово-трещиных — от $0{,}46*10^{-3}$ до $6{,}14*10^{-3}$ мкм^2. В продуктивном разрезе встречаются коллекторы со значениями проницаемости в несколько раз (а иногда на порядок) выше, чем проницаемость основного массива поровых коллекторов.

Продуктивная толща залежи представляет собой три геологических объекта, сложенных в основном карбонатными породами. В каждом объекте выделено три типа коллекторов: поровый, порово-трещинный, трещинный. Работающие газом пласты трещинно-поровых и трещинных коллекторов установлены по всему продуктивному разрезу.

В процессе эксплуатации Оренбургского НГКМ наибольшее распространение получили следующие виды обработок:

- направленные кислотные обработки;
- пеноэмульсионные кислотные обработки;
- кислотно-щелочные обработки;
- освоение скважин пенными системами с применением азотных и сепарационных установок.

Опыт проведения химических обработок призабойной зоны скважин на Оренбургском НГКМ показывает, что эффективны в основном первые обработки. С увеличением числа стандартных обработок эффективность их снижается.

В 2014 г. выполнена обработка 3-х скважин Оренбургского НГКМ самоотклоняющемся составом.

Обрабатываемые скважины характеризуются низким пластовым давлением и карбонатным коллектором большим коэффициентом трещиноватости.

При проектировании обработок, учитывая большой объем кислотных обработок, проведенных ранее, упор сделан на отклонение кислоты и селективность обработки с применением отклоняющей пачки на основе вязкоупругого ПАВ.

Порядок проведения закачки на скважинах Оренбургского НГКМ

- закачка геля-отклонителя ;
- последовательная закачка порций разных вязкостей растворов и самоотклоняющегося состава соляной кислоты (15 мас.%). Расход геля составляет 1 м^3 на 1 м мощности пласта, расход соляной кислоты — 1–3 м^3 на 1 м мощности пласта;
- выдержка скважины на реакции;
- освоение скважин.

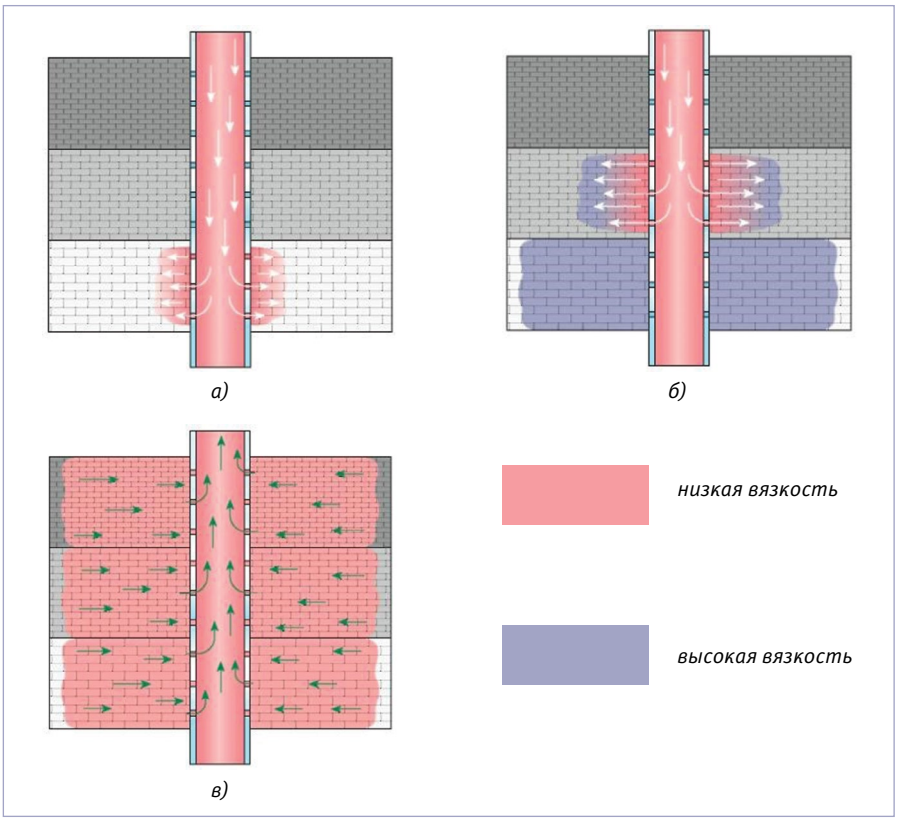


Рис. 2 — Механизм действия солянокислотной композиции в пласте

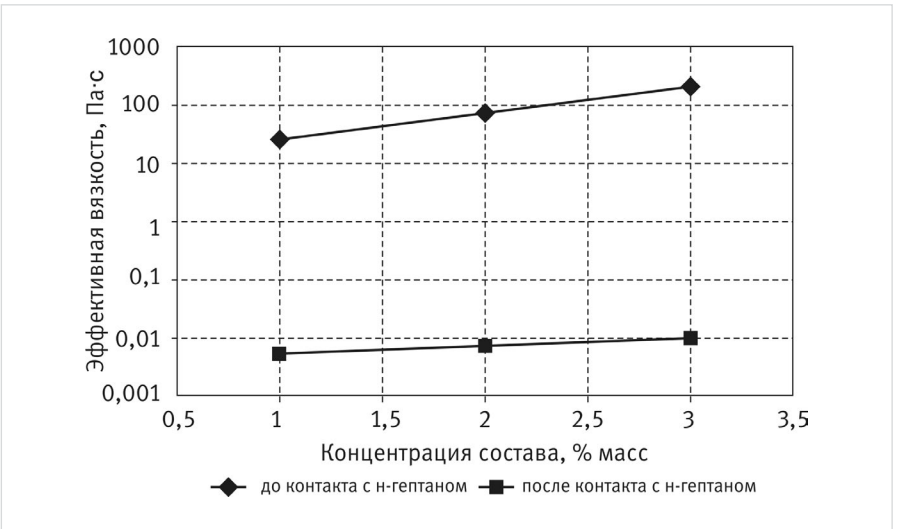


Рис. 3 — Зависимость вязкости до и после контакта с гептаном
Данный состав применялся на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ).

№ скв.	3016	3062	15021
Дебит воды, м³	0	0	0
Дебит газа, м³	15	26	52
Дебит конденсата, м³	0,8	0,22	1,07
Интервал перфорации / Эффективная мощность, м	1573–1688	1558–1626	777,8–1794,8 1727,3–1741,3 1756–1776
Забой	1640	1649,8	1851
Объем кислотной композиции	44,5	46	29
Предварительный результат освоения относительно данных до обработки	Повышение дебита на 40%	Повышение дебита на 40%	Повышение дебита на 35%

Таб. 1 — Результаты опытно-промышленного внедрения состава скважин Оренбургского НГКМ

Результаты опытно-промышленного внедрения на Оренбургском НГКМ в 2014 г. гелирующего агента приведены в таб. 1.

По данным таб. 1 дебит трех скважин Оренбургского НГКМ повысился минимум на 35%, а прирост дебита воды не отмечен.

Итоги

Таким образом, применение самоотклоняющегося кислотного состава:

- Повышает продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующих пласты с неоднородными карбонатными коллекторами и температурами от 20 до 120°С;
- Образующийся в результате гель создает эффективное локальное отклонение к низкопроницаемым участкам;
- Временно образовавшийся вязкостный барьер снижается свои свойства по мере полной нейтрализации кислоты, а также при контакте с углеводородами;
- Исключается всякая вероятность повреждения фильтрационных характеристик призабойной зоны;
- Достигается равномерная стимуляция всего продуктивного интервала пласта.

Выводы

На данный момент проблема обработки неоднородных карбонатных коллекторов по-прежнему остается актуальной, тем самым оставляя востребованными потокоотклоняющие технологии на основе вязко-упругих поверхностно-активных веществ. Самоотклоняющийся кислотный состав на бесполимерной основе позволяет произвести равномерную щадящую стимуляцию призабойной зоны, эффективно решая поставленные задачи в широком диапазоне температур.

Список используемой литературы

1. Муслимов Р.Х., Рамазанов Р.Г., Абдулмазитов Р.Г., Фазлыев Р.Т. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 1987. №10. С. 27–31.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А. Кислотная обработка скважин. Нефтепромысловая химия. Т.4. М.: Интерконтакт наука, 2010. С. 477–479.
3. Коваленко П.В., Нургалиева И.З., Чехонина Г.В., Богатырев О.М. Гель-кислотные растворы для повышения производительности скважин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. №6. С. 25–29.

Application the self-diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGCF)

UDC 622.276

Authors:
Oleg D. Efimov — Ph.D., general director[1], postgraduate[2]; sin_tech@mail.ru
Yu. Sh. Rakhmatullina — Ph.D., project manager[1]
M.R. Valiev — head of laboratory[1]
Denis S. Cherevichenko — chief geologist[2]
Liliya N. Khasanova — chemist engineer[1]

[1]Synergy technology LLC, Kazan, Russian Federation
[2]Orenburg UIRS, Orenburg, Russian Federation

Abstract

Increasing the efficiency of oil and gas production wells is the primary problem in the industry. It became more actual because the most of the biggest fields are in the last stage development today. Hydrochloric and acid treatment is very common method of chemical treatment on bottomhole formation zone to increasing the oil and gas production in carbonate basin. But those treatments are not successful in spite of long-term applying and researchers aimed to improving the efficiency of that method.

Materials and methods

Field trials on Orenburg oil gas condensate field.

Results

The application of self-diverting acid provides next points.

- Increasing productivity of producing wells operating reservoirs with heterogeneous carbonate reservoirs and temperatures from 20 to 120°C;
- The resulted gel creates effective local deviation to the low-permeability areas;
- The resulted viscous barrier temporarily decreases its properties until their full deacidification, and by contact with hydrocarbons;
- Eliminating of any chance of damage to the filtration characteristics of the bottomhole formation zone;
- Is uniform stimulation of all the productive reservoir interval.

Conclusions

At the moment, the problem of non-uniform treatment of carbonate reservoirs is still relevant, thereby leaving the demand flow diverting technologies based on viscoelastic surfactant. Self-diverting polymer-free acid composition allows to make uniform gentle stimulation of the bottom zone, effectively solving the tasks in a wide range of temperatures.

Keywords

gel, acid treatment, surfactant, carbonate basin, self-diverting acid

References

1. Muslimov R.Kh., Ramazanov R.G., Abdulmazitov R.G., Fazlyev R.T. *Povyshenie produktivnosti karbonatnykh kollektorov* [Increasing carbonate reservoirs production]. Oil industry, 1987, issue 10, pp. 27–31.
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Wells acid treatment]. *Neftepromyslovaya khimiya*. Vol. 4. Moscow: *Interkontakt nauka*, 2010, pp. 477–479.
3. Kovalenko P.V., Nurgalieva I.Z., Chekhonina G.V., Bogatyrev O.M. *Gel'-kislotnye rastvory dlya povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin* [Gel-acid solutions to increase wells production rate]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2005, issue 6, pp. 25–29.

УДК 622.691

Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации

М.Г. Ложкин
старший научный сотрудник[1]
LozhkinMG@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Предлагается метод, позволяющий сократить время проведения лабораторных экспериментов при определении относительных фазовых проницаемостей. Данный результат является следствием проведения измерений при псевдостационарной фильтрации.
Псевдостационарная фильтрация предполагает настолько слабое изменение фильтрационных потоков флюидов, что становится возможным проведение представительных измерений проницаемости и насыщенности пористой среды.

Материалы и методы
ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

Ключевые слова
метод, газ, вода, конденсат, нефть, относительные фазовые проницаемости, вытеснение нефти, вытеснение газа

В настоящее время вовлекаются в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Такие месторождения характеризуются, прежде всего, низкой проницаемостью коллектора. Для получения исходной информации о месторождении, для проектирования разработки, как правило, проводят исследования отобранного керна в лабораторных условиях. Одним из необходимых исследований является определение относительной фазовой проницаемости (ОФП). Однако, такие исследования, при существующих методах, приводят к чрезмерным временным затратам. Причины отмеченного обусловлены тем, что существующий метод определения фазовых проницаемостей базируется на методе стационарной фильтрации, для достижения которого, при проницаемости исследуемой породы менее 1 мД, требуется более трех суток. Обычно для построения зависимости ОФП от насыщенности, проводят десять измерений при различных соотношениях расхода вытесняющего и вытесняемого флюидов. Для каждого из этих соотношений необходимо дождаться установления стационарного потока. Таким образом, одно определение ОФП на низкопроницаемом керне занимает от 1 месяца. В ряде случаев определение ОФП при стационарной фильтрации приходится проводить в течение 3–4 месяцев. Также, при стационарной фильтрации, уже при проницаемости керна ниже 100 мД, диапазон определения ОФП методом стационарной фильтрации, охватывает менее 20% изменения насыщенности керна при вытеснении (то есть, например, для вытеснения нефти водой, диапазон насыщенности от остаточной водонасыщенности, до водонасыщенности при остаточной нефти). А при измерениях на низкопроницаемом керне охватывается менее 10% диапазона изменения насыщенности. Это делает крайне недостоверной любую интерпретацию таких ОФП.

Таким образом, для совершенствования существующих методов определения ОФП, уменьшения времени проведения исследований и определения ОФП на более широком диапазоне насыщенности предлагается метод, изложенный ниже.

В основу метода были положены следующие наблюдения:

1. Кривые относительных фазовых проницаемостей линеаризируются в приведенных координатах насыщенности и проницаемости. Данное наблюдение впервые было описано статье [1].
2. Анализ экспериментов выявил, что при вытеснении флюидов из пористой среды, когда рост насыщенности вытесняющего флюида незначителен, проницаемость для вытесняющего флюида растет в приведенных координатах насыщенности и проницаемости так же в соответствии с линейной функцией. Пример данного наблюдения показан на рис. 1. Измерения проводились в системе газ-вода.

Приведенная координата для относительной фазовой проницаемости рассчитывалась по следующей формуле:

$$k_{прив} = \ln\left(-\ln\frac{k_{rw}}{k_{rw\max}}\right) \quad (1)$$

где k_{rw} — относительная фазовая проницаемость для вытесняющего флюида, при соответствующей ей насыщенности вытесняющим флюидом S_r, а k_{rwmax} — относительная фазовая проницаемость для вытесняющего флюида, при максимальной насыщенности этим флюидом, в присутствии остаточной водонасыщенности.

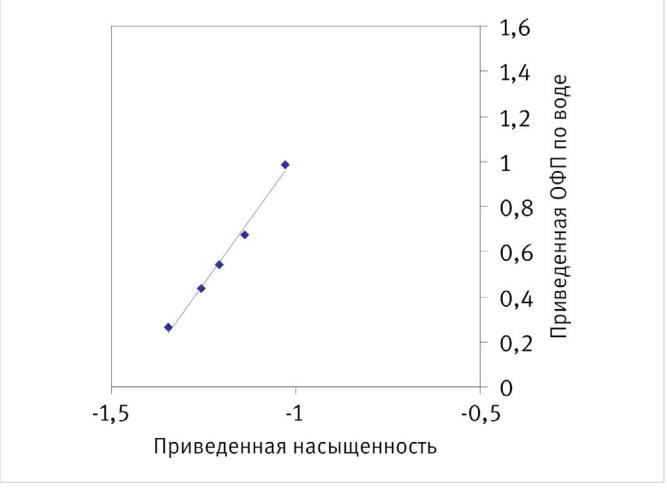


Рис. 1 — Линейная корреляция экспериментальных значений ОФП в приведенных координатах насыщенности и проницаемости

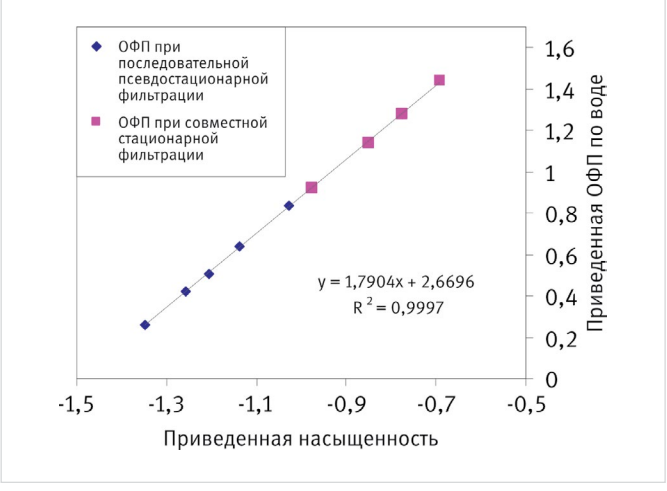


Рис. 2 — Экспериментальные значения ОФП в приведенных координатах, полученные при последовательной псевдостационарной и совместной стационарной фильтрации

Приведенная координата для насыщенности рассчитывалась по следующей формуле:

$$S_{прив} = \ln\left(\frac{1-S_{(i)}}{1-S_{wi}}\right) \quad (2)$$

где S_i — насыщенность вытесняющим флюидом, для проницаемости $k_{(i)}$, а S_{wi} — остаточная водонасыщенность.

То есть, при вытеснении газа водой удается измерить текущую водонасыщенность и относительную фазовую проницаемость по воде, после прорыва воды. Более того, поскольку в приведенных координатах результаты измерений линейны, то эти измерения могут быть описаны с помощью линейной регрессии, а затем результат этой регрессии может быть переведен в нормальные координаты насыщенности и проницаемости. Однако при измерениях, приведенных выше, не учитывался газ, пришедший в движение в процессе его вытеснения. Его необходимо учитывать, например, следующим способом:

При вытеснении газа водой на вход керна подается вода при заданной объемной скорости. Данная вода замещает газ, объемная скорость движения которого через керн определяется изменением объема газа внутри пор керна за интервал времени (t). Изменение объема газа внутри пор керна определяется через объем пор ($V_{пор}$) и изменение газонасыщенности ($\Delta S_г$):

$$Q_г = \frac{\Delta S_г \cdot V_{пор}}{t} \quad (3)$$

Объемная скорость воды внутри керна определяется разностью начального расхода воды и расхода газа, пришедшего в движение в результате вытеснения:

$$Q_в = Q_o - \frac{\Delta S_г \cdot V_{пор}}{t} \quad (4)$$

где Q_o — объемная скорость воды на входе в колонку кернов.

Результаты определения ОФП при вытеснении с введением данной поправки, в приведенных координатах, показаны на рис. 2 синими квадратами.

В том же эксперименте было проведено четыре измерения ОФП при стационарной фильтрации при режимах фильтрации с долями воды в потоке 5, 20, 50 и 90 % объемных. Результат определения ОФП методом стационарной фильтрации, в приведенных координатах, показан на рис. 2 розовыми квадратами.

Из рис. 2 следует, что ОФП по воде, полученные двумя рассматриваемыми методами, лежат на одной прямой. Таким образом, оба варианта определения ОФП определяют одну и ту же зависимость в приведенных координатах. Поскольку эта прямая имеет высокую корреляцию с экспериментальными данными двух методов, ОФП по воде можно получать методом вытеснения с той же точностью, что и при стационарной фильтрации.

Линейная зависимость в приведенных координатах насыщенности и проницаемости для вытесняющего флюида соответствует следующей аппроксимирующей функции для относительных фазовых проницаемостей в исходных координатах:

$$k_r = k_{r\max} e^{E\left(\frac{1-S_{(i)}}{1-S_{wi}}\right)^F} \quad (5)$$

где $k_{r\,max}$ — проницаемость, при максимальной насыщенности исследуемым флюидом, а коэффициенты E и P определяются следующим образом: $E=-e^b$ и где a и b — коэффициенты линейной регрессии в приведенных координатах: $k_{прив} = aS_{прив}+b$.

После проведения вычислений ОФП для воды в системе газ-вода описывается уравнением 6:

$$k_{rw} = 0.749 e^{-14{,}434\left(\frac{1-S_w}{0.735}\right)^{1.7904}} \quad (6)$$

На рис. 3 приведена графическая интерпретация расчетов.

Необходимым условием для получения фазовых проницаемостей по воде, при вытеснении газа водой, являлось медленное изменение водонасыщенности керна в процессе вытеснения газа. Для получения фазовой проницаемости по газу необходимо такое же медленное изменение водонасыщенности керна, но в области насыщенности, где проницаемость по газу доминирует над проницаемостью по воде. Такое медленное изменение водонасыщенности формируется последовательной фильтрацией воды и газа, в лабораторных условиях реализуется следующим способом. После подготовки керна, по ОСТ 39-235-89 [2] в керн закачивается вода в количестве 1/5 объема пор. Затем через керн фильтруется газ с линейной скоростью, не превышающей 2 м/сут. Данный способ образует «волну» водонасыщенности, которая продвигается по длине колонки под действием градиента давления, возникающего вследствие фильтрации газа. Таким образом, вода медленно продвигается по керну, в результате чего в каждый малый промежуток времени в керне устанавливается поток, близкий к стационарному. Водонасыщенность медленно растет, а затем снижается на измерительном участке колонки (обычно насыщенность и перепад давления измеряют на небольшом участке колонки, для купирования влияния концевых эффектов, возникающих на ней). В процессе роста водонасыщенности (то есть в процессе пропитки керна) на измерительном участке керна проводят несколько измерений его водонасыщенности и проницаемости по газу. В случае, если требуется определить проницаемость по газу при дренировании керна, определяют ОФП после достижения «волной» пиковых значений водонасыщенности.

После измерений при последовательной псевдостационарной фильтрации, определялись ОФП при стационарной фильтрации с объемной долей воды в потоке 5, 20, 50 и 90 %. По всем результатам измерений строилась зависимость в приведенных координатах, показанная на рис. 4:

Значения ОФП по газу, полученные последовательной фильтрацией воды и газа, при стационарной фильтрации, также определяют одну и ту же прямую в приведенных координатах. Соответственно, рассматриваемый способ определения ОФП адекватен получению ОФП при стационарной фильтрации.

Приведенные координаты графика на рис. 4 были получены следующим образом:

$$k_{прив} = \ln\left(-\ln k_{rg(i)}\right) \quad (7)$$

где $k_{rg(i)}$ — относительная фазовая проницаемость для газа, при соответствующей ей насыщенности водой $S_{w(i)}$.

Координата приведенной насыщенности рассчитывалась по следующей формуле:

$$S_{прив} = \ln\left(\frac{S_{w(i)} - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right) \quad (8)$$

где $S_{w(i)}$ — насыщенность водой, для проницаемости $k_{rg(i)}$.

Функция ОФП, определенная по линейной зависимости рис. 4, имеет следующий вид:

$$k_{rg} = e^{-27.064\left(\frac{S_w-0.265}{0.735}\right)^{2.6117}} \quad (9)$$

На рис. 5 фазовые проницаемости, полученные на стационарных режимах, охватывают

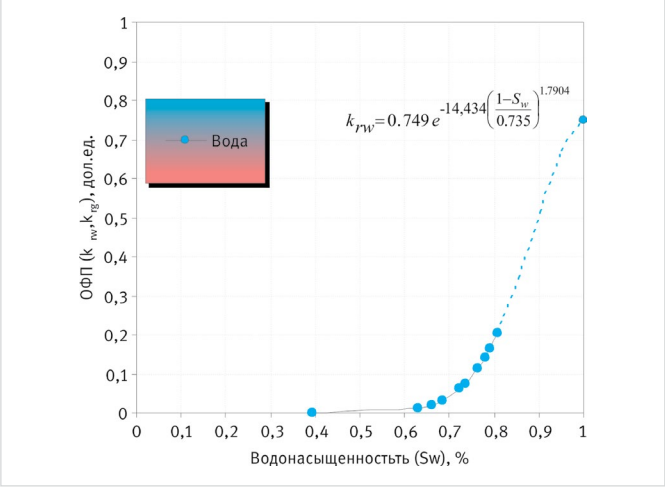


Рис. 3 — График функции ОФП по водепри вытеснении газа водой и на режимах стационарной фильтрации (область, отмеченная штриховой линией — экстраполяция функции)

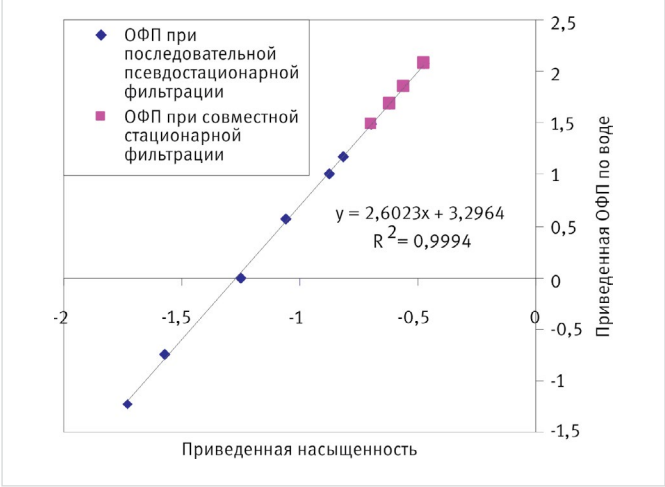


Рис. 4 — Экспериментальные значения ОФП в приведенных координатах, полученные при последовательной псевдостационарной и совместной стационарной фильтрации

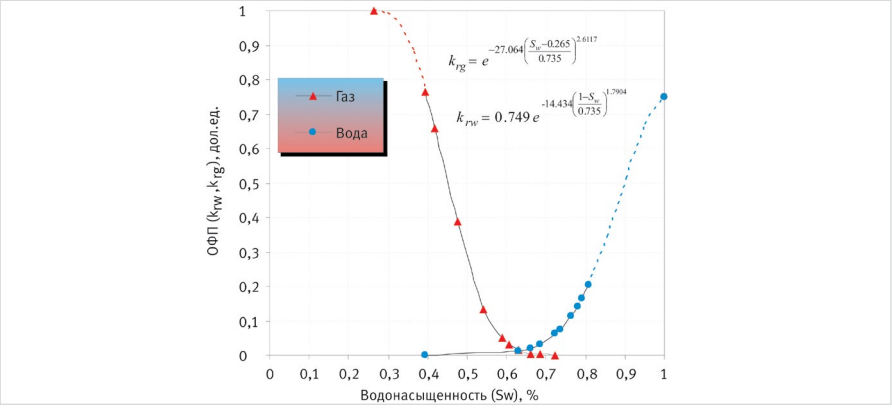


Рис. 5 — Графики функций ОФП по воде и газу, построенные по значениям ОФП, полученным при нестационарной и стационарной фильтрации (область, отмеченная штриховой линией — экстраполяция функций)

диапазон водонасыщенности 0,632–0,723 или в 12% диапазона изменения насыщенности для ОФП. С применением данных, полученных при последовательной псевдостационарной фильтрации, расширен диапазон измерения насыщенности до 63% диапазона изменения насыщенности для ОФП, т. е. от 0,395 до 0,857.

Как было сказано выше, со снижением проницаемости керна снижается и диапазон водонасыщенности, в котором можно определить ОФП. На керне с очень низкой проницаемостью, он практически исчезает. Поэтому на таких кернах целесообразнее проводить измерения данным методом, минимизировав определения ОФП при стационарной фильтрации.

Таким образом, предлагаемый метод заключается в следующем:

1. Для получения ОФП достаточно определить проницаемость, при максимальной насыщенности исследуемым флюидом и коэффициенты E и P функции (5).
2. ОФП по вытесняемому и вытесняющему флюиду получают раздельно.
3. ОФП для вытесняемого флюида получают при последовательной прокачке через керн вытесняющего флюида, а затем вытесняемого флюида. Для создания «волны» водонасыщенности закачивают до 0,2 порового объема вытесняющего флюида.
4. ОФП для вытесняющего флюида определяют при вытеснении.
5. Расходы флюидов корректируются на изменение насыщенности керна флюидами.
6. В случае, если выбранная объемная скорость фильтрации позволяет провести определение ОФП на стационарных режимах, их следует провести для повышения точности результирующей функции.
7. По полученным данным строятся функции ОФП, приведенным выше способом.

Итоги

С помощью предложенного метода возможно в приемлемый срок получать относительные фазовые проницаемости образцов горой породы, которые обладают крайне низкими фильтрационными свойствами.

Выводы

Предлагаемый метод имеет следующие достоинства:

1. Метод позволяет проводить измерения ОФП без достижения стационарного потока с аналогичной точностью. Это позволяет кратно сократить время определения ОФП на низкопроницаемых образцах керна. Также это позволяет проводить исследования проницаемости при низких скоростях фильтрации.
2. Метод позволяет измерять ОФП на более широком диапазоне насыщенности.
3. Метод в качестве результата выдает гладкую функцию ОФП, которая имеет сильную корреляцию со значениями, полученными экспериментально.
4. В качестве результата определяются по два параметра функций ОФП, что позволяет получить функцию ОФП уже после двух измерений, а дополнительные измерения повышают ее точность.

Список используемой литературы

1. Ложкин М.Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой вытеснения нефти водой и газом // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 1. С. 39–41.
2. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration

UDC 622.691

Authors:
Mikhail G. Lozhkin — senior researcher[1]; LozhkinMG@tngg.ru

[1]LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The proposed method allows reducing time of laboratory experiments for relative phase permeability determination. The result is a consequence of determination of pseudo-steady filtration. Pseudo-steady filtration means very weak alteration of filtration flows which make it possible to do reliable measurements of permeability and saturation of the porous medium.

Materials and methods

OST 39-235-89 “Oil. The method of phase permeability determination in the laboratory conditions at the joint steady-state filtration”.

Results

The proposed method provides for determination of the relative phase permeability of the rock samples with extremely low filtration properties within the reasonable time period.

Conclusions

The proposed method has some features.

1. The method allows measuring relative phase permeability without steady-state flow with similar accuracy. It helps reducing much time for determining relative phase permeability of low-permeable rock samples. It also helps doing permeability surveys at low filtration speed.
2. The method allows measuring relative phase permeability for more wide saturation range.
3. The method results in a smooth function of relative phase permeability which strongly correlates with the experimental values.
4. Two parameters of the relative phase permeability functions are determined as a result. It allows receiving relative phase permeability function after two measures and additional measures improve its accuracy.

Keywords

method, gas, water, condensate, oil, relative phase permeability, oil displacement, gas displacement

References

1. Lozhkin M.G. *Model' otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey dlya vytesneniya gaza kondensatom i vodoy vytesneniya nefti vodoy i gazom* [A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 1, pp. 39–41.
2. OST 39-235-89 “Oil. The method of phase permeability determination in the laboratory conditions at the joint steady-state filtration”.

УДК 622.691

Центр газовой науки и практики

С.А. Скрылев
кандидат геолого-минералогических наук,
первый заместитель генерального директора[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Главный корпус ООО «ТюменНИИгипрогаз»

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

вновь стал лауреатом премии Газпрома.

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

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

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

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

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

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

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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

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

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

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

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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

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

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

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

www.runeft.ru

Реклама с умом

Импортозамещение и передовые решения для нефтегазовой отрасли от ООО «Компрессор Газ»

Ю.Л. Кузнецов
к.т.н., генеральный директор[1]

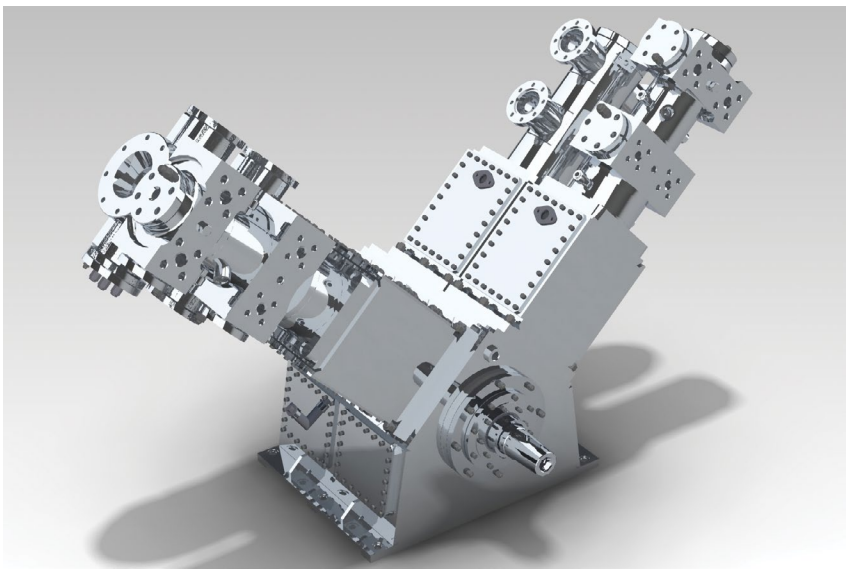
Л.Г. Кузнецов
д.т.н., председатель совета директоров[2]

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

ООО «Компрессор Газ» — высокотехнологичное предприятие, чутко реагирующее на потребности рынка. Основанная в 2006 г., фирма ориентирована на разработки и изготовление оборудования для нефтегазовой отрасли. За этот период компания зарекомендовала себя на рынке, как надежный партнер, производитель качественного оборудования, включена в реестр поставщиков оборудования для ПАО «Газпром». В ООО «Компрессор Газ» внедрена система менеджмента качества, сертифицированная на соответствие СТО Газпром 9001-2012.

В арсенале предприятия широчайший ассортимент серийно выпускаемой продукции:

- **установки подготовки импульсного газа** (УПИГ) для осушки и очистки природного газа перед его использованием в приборах и пневмоуправляемой арматуре на объектах нефтегазового и топливного комплексов. В предлагаемом оборудовании учтены повышенные требования к подготовке газа (точка росы до минус 70°С) с целью защиты технологического оборудования, установленного на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Оборудование изготавливается с полной или частичной автоматизацией;
- **цеха подготовки газа** (БПТГ) для подготовки пускового и топливного газов для газоперекачивающих агрегатов с приводом нагнетателей газовыми турбинами и подготовки импульсного газа пневмоуправляемой арматуры на компрессорных станциях магистральных газопроводов;
- **дожимные компрессорные установки** (ДКУ) для обеспечения автономности запуска первого агрегата в работу (без подвода буферного газа от посторонних источников). Обеспечивает необходимые параметры буферного газа требуемого качества; в сухие газодинамические уплотнения (СГУ) не попадает грязный газ, увеличивается срок службы СГУ;
- **блоки фильтров топливного газа** предназначены для очистки топливного природного газа для газоперекачивающих агрегатов (ГПА), применяемых на газовых компрессорных станциях магистральных газопроводов природного газа. Представляет собой изделие, состоящее из двух взаимно-резервирующих фильтров с автоматизированным отводом конденсата, размещенные на единой раме с трубопроводами, управляемой арматурой, контрольно-измерительными приборами. Для установки на открытом воздухе предусмотрена теплоизоляция и система обогрева трубопроводов. БФТГ дополнительно может включать узлы для измерения расхода топливного газа, редуцирования топливного газа. БФТГ может применяться для очистки буферного газа сухих газодинамических уплотнений СГУ газоперекачивающих агрегатов ГПА.
- **блок-контейнеры воздушных компрессорных станций** типа БВКС, предназначены для для размещения технологического оборудования и подачи сжатого воздуха, в качестве барьерного, в концевые лабиринтные уплотнения СГУ нагнетателя ГПА, для запирания утечек газа, проходящих через первичные уплотнения ротора нагнетателя, для привода КИП и других целей. Компрессорные станции типа БВКС полностью автоматизированы, имеют систему контроля микроклимата внутри контейнера, систему очистки и осушки сжатого воздуха.
- **агрегатные блоки подготовки топливного газа** (АБПТГ) для подготовки и подачи топливного, пускового и буферного газа на ГПА с газотурбинным приводом мощностью от 2,5 до 32 МВт или электростанции собственных нужд (ЭСН), с требуемыми характеристиками и качеством;
- **автоматизированные газораспределительные пункты** (ГРП) и **газораспределительные станции** (АГРС) для обеспечения природным газом по ГОСТ 5542 промышленных объектов и жилых зданий;



АГНКС-БК150

- **блочные дожимные компрессорные станции газового нерастворителя** (БК200) для поддержания пластового давления воды при строительстве подземных хранилищ газа;
- компрессоры (винтовые, поршневые и мембранные) на давление до 42 МПа воздушные и газовые, водомаслоотделители и фильтры, баллонные станции, установки осушки и очистки воздуха (газов), приборы для определение содержания масла, влаги и другое оборудование.

Специалисты ООО Компрессор Газ» в процессе проектирования используют последние технические разработки, новейшее оборудование и программное обеспечение в области выполнения проектно-изыскательских работ, при изготовлении применяется специализированное технологическое оборудование. При создании серийного оборудования получено 28 патентов.

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

В рамках программы импортозамещения разработана и запущена в серию автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС-БК150) с увеличенным до 150 количеством заправок в сутки автотранспорта газом.

Также разработано отечественное оборудование для мини АГНКС. Предлагаемая Мини АГНКС работает с любым диапазоном давления газа на входе, при этом давления, создаваемое на выходе, соответствует 24,5 МПа, а подготовка и осушка газа производится, исходя из качества сжимаемого природного газа. Мини АГНКС быстро окупается за счет экономии на топливе, а возможность укомплектовать только необходимым оборудованием значительно снижает конечную стоимость изделия.

ООО «Компрессор Газ» увеличило номенклатуру собственных разработок, изготовив и отгрузив в апреле 2015 г. по заданию ОАО «Гипроспецгаз» для объекта КС «Русская» газопровода «Южный поток» ООО «Газпром трансгаз Краснодар», блочную установку подогрева и редуцирования газа (далее УПРГ), предназначенную для подогрева и регулировании расхода и давления газа при заполнении морского подводного участка газопровода.

Технические параметры УПРГ:

- Рабочее давление на входе от 7,4 до 11,8 МПа; (от 75 до 120 кгс/см^2);
- Диаметр трубы на входе Ду200 Рабочее давление на выходе от 0 до 6,4 МПа (от 0 до 65 кгс/см^2);
- Расход газа от 0 до 150 000 нм^3/ч;
- Диаметр трубы на выходе Ду400.

В составе оборудования в узле подогрева применяются подогреватели газа с промежуточным теплоносителем высокой мощности (суммарно до 5,4 МВт), узел редуцирования для решения нестандартной задачи выполнен на базе регулирующих клапанов, а также имеет 100% резервирование, узел предохранительных клапанов и байпасную нитку в соответствии с действующими нормативными требованиями. Для автономной работы УПРГ предусмотрен блок управления и подготовки.

Стоит отметить, что, несмотря на нестандартные параметры (большие габаритные размеры, высокое давление 11,8 МПа, требование по сейсмостойкости и т.п.), высокие удельные показатели установки, всё технологическое оборудование УПРГ изготовлено в Российской Федерации с использованием отечественных материалов и комплектующих.

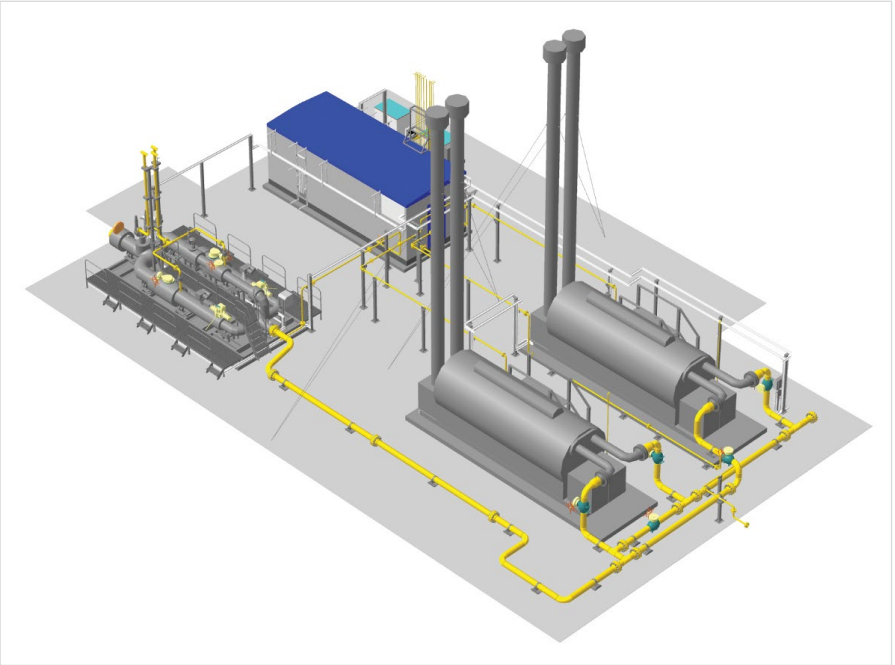
ООО «Компрессор Газ» представляет **новый типоряд оппозитных горизонтальных компрессоров ДКУ-3-01.000** (далее — ДКУ-3) мощностью до 1 МВт, предназначенных для сжатия различных типов газов в технологических процессах по добыче и переработке нефти и газа, а также при производстве сжиженного природного газа (СПГ) и других нужд.

Новый компрессор является результатом модернизации традиционной горизонтальной оппозитной конструкции компрессора. Компрессор ДКУ-3 разработан, чтобы полностью исключить инерционные моменты, которые присутствуют в распространённых оппозитных компрессорах традиционной конструкции.

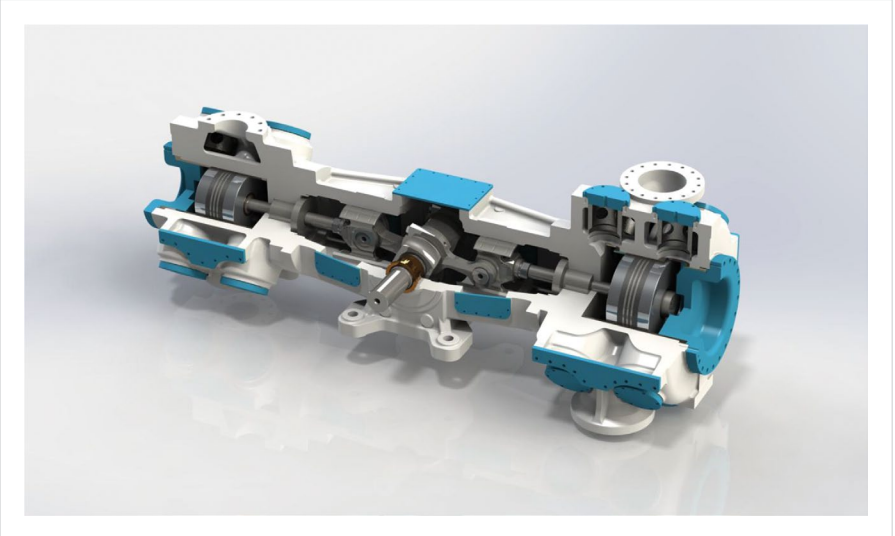
Этот эффект достигается благодаря специальной конструкции кривошипно-шатунной механизма, позволяющего обеспечить движение поршней в противоположных цилиндрах вдоль единой оси.

Данное конструктивное решение имеет несколько преимуществ по сравнению с традиционной схемой:

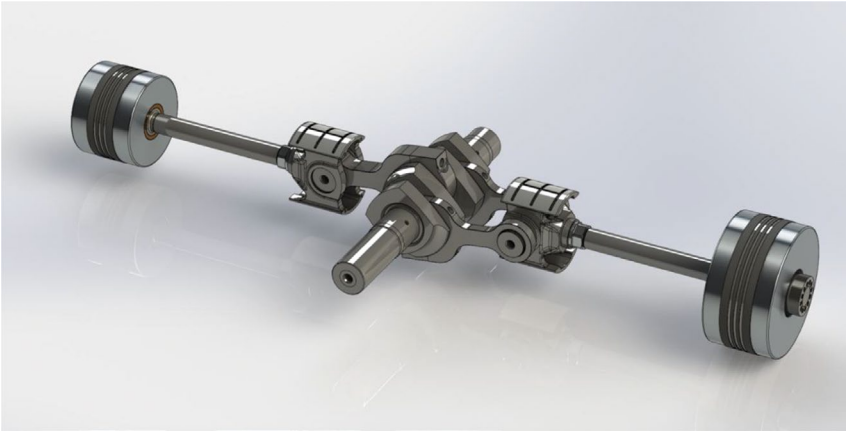
- исключается появление изгибающих моментов на вал, и полностью исключается вибрации, тем самым минимизируются возмущения, передаваемые на фундаментную плиту;
- уменьшаются боковые и вертикальные вибрации компрессора и вибрации, передаваемые к трубопроводам и сосудам;
- компрессор не требует какой-либо боковой фиксации цилиндров;
- уменьшается изгиб шатунов, благодаря чему обеспечивается равномерность



Внешний вид УПРГ на КС «Русская» (3D-модель)



Линейка горизонтальных оппозитных компрессоров ДКУ-3-01.000

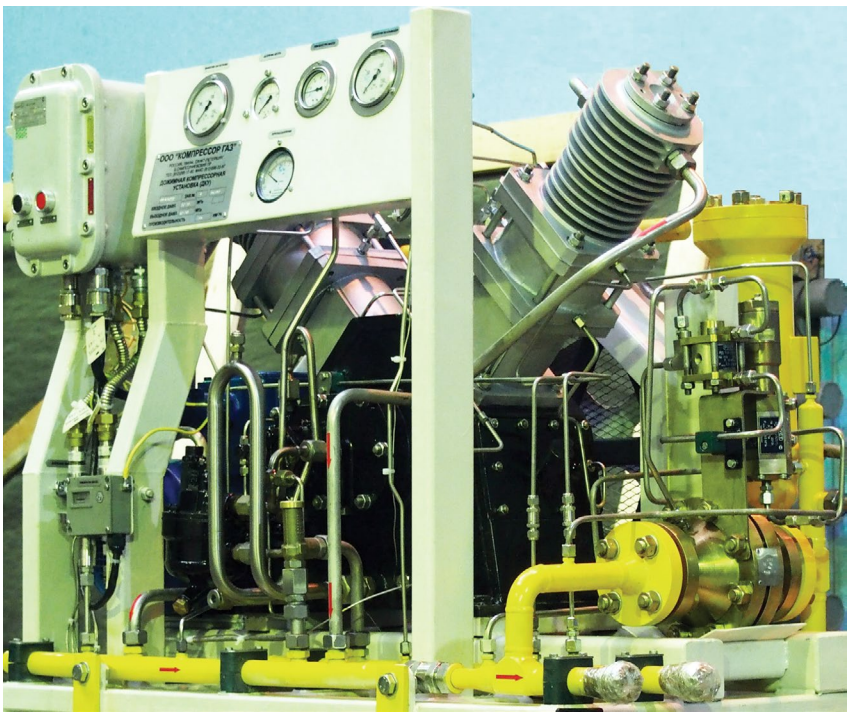


Тип	Исп. 1	Исп. 2
Количество цилиндров	2	4
Диапазон мощности, кВт	75 ÷ 440	180 ÷ 860
Диапазон частоты вращения, об/мин	800 ÷ 1800	800 ÷ 1800
Ширина (A) для версии «Нефть-газ», мм	3100	3100
Ширина (A) для версии «СПГ»	2350	2350
Длина, мм	860 (C)	1980 (D)

Таб. 1 — Основные преимущества линейки компрессоров ДКУ-3

Параметр	Исп. 1	Исп. 2
Давление на входе, МПа	0,03 ÷ 7,00	0,03 ÷ 7,00
Давление на выходе, МПа	30,0	30,0
Производительность (*), м³/ч	465 ÷ 5500	830 ÷ 11000
Потребляемая мощность (*), кВт	144 ÷ 335	288 ÷ 770
(*) При давлении нагнетания 25,0 МПа и частоте вращения 1500 об/мин		

Таб. 2 — Основные преимущества линейки компрессоров ДКУ-3



Компрессорные установки модели ДКУ-2-01.000 (далее — ДКУ-2) для обеднённых газовых месторождений

распределения масляной плёнки и увеличивается ресурс;
- позволяет достичь частоты вращения вала до 1800 оборотов в минуту.

Основные преимущества линейки компрессоров ДКУ-3: полный модельный ряд цилиндров, чтобы обеспечить потребности нефтегазавого рынка и рынка СПГ.

Полный модельный ряд в таб. 1. Большое количество типоразмеров цилиндров позволяет охватить широкие диапазоны рабочих параметров. Подробнее в таб. 2.

Компрессоры для обеднённых месторождений

Компрессорные установки модели ДКУ-2-01.000 (далее – ДКУ-2) для обеднённых газовых месторождений, предназначенные для установки на скважинах.

Выбор материалов и компактный дизайн позволяют гарантировать максимальную эффективность и минимальное техническое обслуживание.
- Давление на входе — от 0 до 20 бар.
- Давление на выходе — от 4 до 80 бар.
- Производительность — от 4800 до 54600 м³/сут.

Привод — электродвигатель или газовый двигатель внутреннего сгорания.

Тесное сотрудничество непосредственно с эксплуатирующими организациями, знание условий работы производимого оборудования, глубокие научные знания и опыт практического внедрения новых разработок, позволяют предлагать на рынок более совершенные аналоги существующего оборудования.
ООО «Компрессор Газ» открыто для сотрудничества и готово изготовить и поставить дожимные компрессорные установки в контейнерном либо бесконтейнерном исполнении для комплектации технологических объектов на необходимые параметры по требованиям заказчика.
ООО «Компрессор Газ» имеет высококвалифицированное конструкторское бюро и современную производственную базу с испытательными стендами, а также сервисный центр.

КОМПРЕССОР ГАЗ

194044, Санкт-Петербург,
Б. Сампсониевский пр., 64
Тел.: +7 (812) 295-30-27
Факс: +7 (812) 295-10-02
www.compressor-gaz.ru
www.компрессор-газ.рф
office@compressor-gaz.ru

УДК 622.692.4

Исследование изменения глубины зоны температурного разупрочнения при ремонте коррозионных повреждений трубопроводов методом наплавки порошковыми проволоками

В.А. Рыбин
ассистент[1]
vtec11@mail.ru

[1]Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет, Тюмень, Россия

Проведенные исследования показали, что при ремонте коррозионных повреждений стенки трубы методом наплавки возникает обширный температурный нагрев. В ходе проведения исследований было установлено, что глубина зоны температурного разупрочнения зависит от эффективной тепловой мощности и скорости источника тепла, а также толщины металла.

Материалы и методы
На основе данных натурного эксперимента была разработана компьютерная модель, показывающая распространение тепла по сечению металла в зоне наплавки.

Ключевые слова
магистральные нефтепроводы, коррозионные повреждения, наплавка

Анализ возрастного критерия современных трубопроводных систем России показал, что более 60% нефтепроводных магистралей перешли на III этап жизненного цикла. Исследование научных трудов выявило, что III этап жизненного цикла трубопроводов характеризуется ростом числа отказов и возникновения аварийных ситуаций. На рис. 1 представлены статистические данные по распределению дефектов в стенке трубопровода по типам.

Таким образом, данные рис. 1 показывают, что наиболее часто встречающимися в стенке магистральных нефтепроводов, являются дефекты типа потеря металла. Причем дальнейший анализ статистических данных по дефектности трубопроводных систем показал, что одними из наиболее распространенных дефектов являются локальные коррозионные повреждения стенки трубы. Следовательно, вопрос о ремонте данного вида повреждений является весьма актуальной научной задачей.

Анализ данных научно-технической литературы и нормативных документов показал, что наиболее эффективным и экономически выгодным способом ремонта коррозионных повреждений стенки трубопровода является метод наплавки. [1, 2] При этом способе ремонта, давление в трубопроводе следует снижать до ремонтного. По формуле 1 можно определить величину давления при ремонте методом наплавки.

$$P_д = \frac{2 \cdot \sigma_в \cdot m_1 \cdot (s - h - h_{св} - 1)}{n_2 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot D}, \qquad (1)$$

где $\sigma_в$ — предел прочности материала трубы при растяжении, МПа; m_1 — коэффициент условий работы трубопровода, назначаемый в зависимости от категории нефтепровода; h — глубина дефекта, мм; $h_{св}$ — глубина проплавления при выполнении первого наплавочного слоя, мм, которая определяется по табличным данным; n_2 — коэффициент надежности по нагрузке, назначаемый в зависимости от характера, вида нагрузки, способа прокладки трубопровода; k_1 — коэффициент надежности по материалу, назначаемый в зависимости от характеристики трубной стали и технологии изготовления трубы; k_2 — коэффициент надежности по назначению трубопровода; D — наружный диаметр нефтепровода, мм.

Необходимость снижения рабочего давления до «ремонтного» обусловлено разупрочнением металла на участке ремонта, вследствие нагрева, возникающего от сварочной дуги (рис. 2).

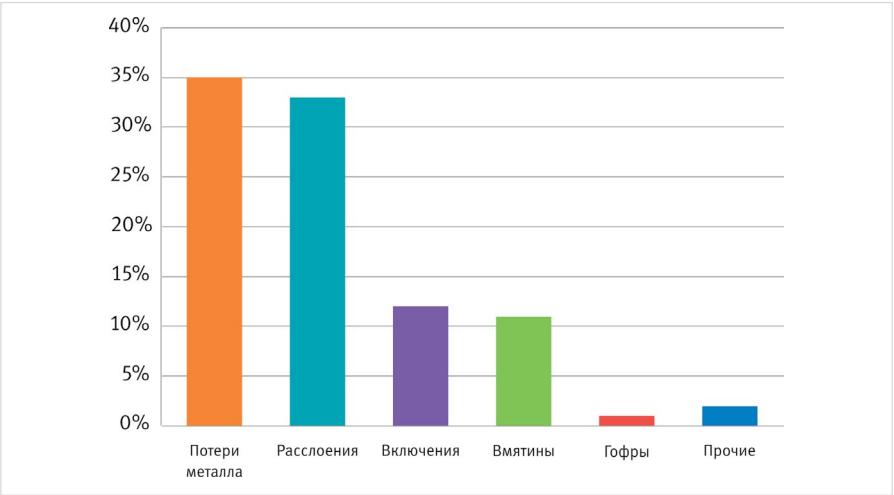
Анализ работы [3] показал, что наплавка коррозионных повреждений порошковыми проволоками более предпочтительна, чем наплавка ручным дуговым способом покрытыми электродами, т.к. позволяет снизить тепловложения в основной металл и, как следствие, уменьшает разогрев стенки трубы. Это позволяет увеличивать величину давления продукта в трубе при ремонте, что благоприятно сказывается на экономических показателях.

С целью более детального изучения проблемы разупрочнения металла от теплового эффекта, возникающего от горения сварочной дуги, был проведен эксперимент по наплавке ремонтной конструкции. В ходе исследований было установлено, что глубина температурного воздействия является наиболее важным фактором, т.к. увеличение данного параметра приводит к уменьшению толщины несущего слоя стенки трубы. [4] При этом глубина температурного разупрочнения (далее по тексту h_z) зависит от эффективной тепловой мощности источника тепла, толщины стенки трубы и скорости перемещения источника тепла. В таб. 1 приведены исходные данные математического планирования эксперимента.

Для построения математической модели было проведено планирование ортогонально центрально композиционного плана второго порядка (далее по тексту ОЦКП). В таб. 2 приведена матрица планирования ОЦКП.

Дальнейшая обработка экспериментальных данных позволила получить компьютерную модель процесса распространения тепла по сечению стенки трубы при наплавке порошковыми проволоками. В таб. 3 представлен пример результатов компьютерного моделирования.

Дальнейшая обработка данных математический и регрессионный анализ результатов



Таб. 1 — Распределение дефектов в стенке трубопровода по типам

численного и натурного экспериментов позволил получить искомую математическую модель, описывающую изменение глубины зоны температурного разупрочнения от действия источника тепла с заданными параметрами эффективной тепловой мощности и скорости перемещения, а также толщины металла стенки трубы.

$$h_z = 13+2{,}5\cdot10^{-3}\cdot q_э - 2{,}9\cdot10^{2}S-4{,}1\cdot10^{3}v- -7\cdot10^{-3}q_эS-1{,}0^{3}q_эv+1{,}4\cdot10^{-6} q_э2+11{,}5\cdot10^{3}S^{2}+5{,}2\cdot10^{5}v^{2} \quad (2)$$

Для наглядной иллюстрации результатов расчетов по формуле 2, были построены графики зависимости глубины зоны разупрочнения от эффективной тепловой мощности и скорости перемещения точечного источника тепла, при различных значениях толщины стенки трубопровода в месте проведения ремонтных работ. Результаты расчетов представлены на рис. 3.

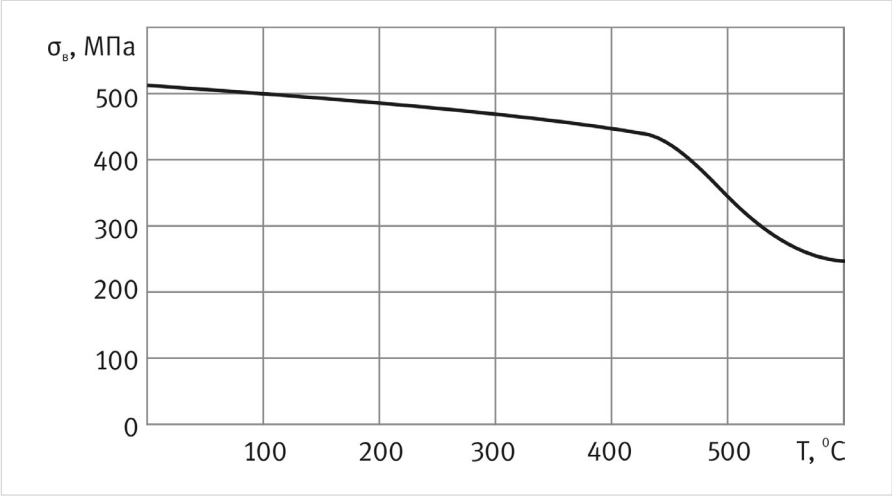


Рис. 2 — График изменения временного сопротивления разрыву стали марки 17Г1С от температуры нагрева

Итоги

Получена математическая модель, позволяющая определять глубину зоны разупрочнения металла стенки трубы в зависимости от влияния таких факторов, как скорость и тепловая мощность источника тепла, а также толщина металла.

Выводы

1. Проведенные исследования показали, что существенное влияние на изменение глубины зоны температурного разупрочнения металла стенки трубы при ремонте наплавкой оказывают скорость перемещения источника тепла и его скорость, а также толщина стенки трубы.
2. Разработана компьютерная модель, показывающая интенсивность распространения тепла по сечению трубы, при ремонте коррозионных повреждений наплавкой.
3. Полученная математическая модель может использоваться в расчете несущей способности трубы при ремонте коррозионных повреждений наплавкой.

Название	Параметр	Ед. изм.	Обозначение
Эффективная тепловая мощность импульсного источника тепла	$q_э$	Вт	x_1
Толщина стенки трубопровода	s	м	x_2
Скорость перемещения движущегося точечного источника тепла	v	м/с	x_3

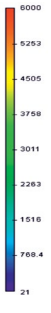
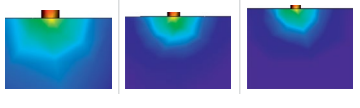
Таб. 1 — Кодирование факторов, оказывающих влияние на глубину зоны температурного разупрочнения при нагреве движущимся точечным источником тепла

Обозначение фактора	Область эксперимента			
	$x_1=q_э$, Вт	$x_2=S$, м	$x_1=v$, м/с	Кодированное значение фактора
Нижний уровень	1000	0,008	0,002	-1
Основной уровень	1500	0,012	0,004	0
Верхний уровень	2000	0,016	0,006	+1

Таб. 2 — Рабочая матрица трёхфакторного ОЦКП

Список используемой литературы

1. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г. и др. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М.: Недра, 1999. 525 с.
2. Гумеров А.Г., Гумеров К.М., Росляков А.В. Разработка методов повышения ресурса длительно эксплуатирующихся нефтепроводов. Серия "Транспорт и хранение нефти". М.: ВНИИОЭНГ, 1991. 84 с.
3. Рыбин В.А. Перспективные технологии восстановления работоспособности трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2014 №6. С. 102–103.
4. Рыбин В.А. Исследование теплового воздействия от сварочной дуги на стенку трубопровода при ремонте дефекта типа «потеря металла» // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №1 (40). С. 60–61.

Время нагрева, с	Толщина стенки нефтепровода, мм			Градиент температур, °С
	6	12	18	
Эффективная тепловая мощность, $q_э$=1000Вт				
0				
1,0				
2,0				

Таб. 3 — Результаты компьютерного моделирования

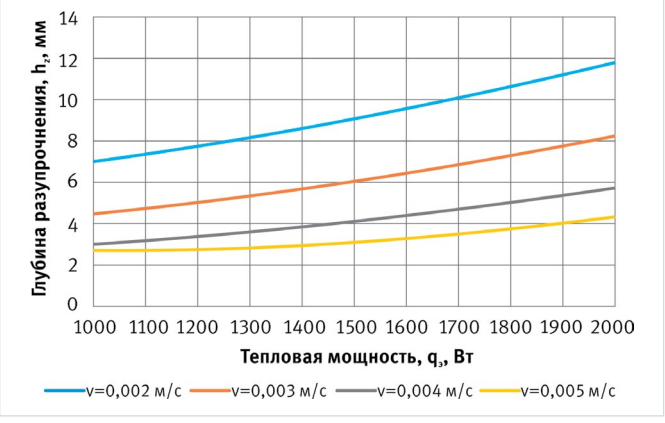


Рис.3 — Зависимость глубины температурного разупрочнения стенки нефтепровода толщиной S=8мм, от тепловой мощности, при скорости перемещения точечного источника тепла v=0,002-0,005 м/с

Study of the change the depth of the zone of thermal softening in the repair corrosion damage to pipelines by welding or flux-cored

UDC 622.692.4

Authors:
Vasily A. Rybin — assistant[1]; vtec11@mail.ru

[1]Tyumen State Oil and gas University, Tyumen, Russia

Abstract
Studies have shown that in the repair of corrosion damage to the pipe wall by welding, there is extensive thermal heating.
During the research it was found that the depth of the zone of thermal softening depends on the effective heat capacity and the speed of the heat source and the thickness of the metal.

Materials and methods
Based on the data of the experiment we have developed a computer model showing the distribution of heat over the cross section of the metal in the cladding zone.

Results
Was obtained mathematical model allowing to determine the depth of the zone of weakening of the metal of the pipe wall depending on the influence of factors such as the speed and the heat output of the heat source and the thickness of the metal.

Conclusions
1. Studies have shown that a significant influence on the change in the depth of the zone of thermal softening of the metal of the pipe wall during the repair welding render the moving speed of the heat source and the speed and thickness of the pipe wall.
2. Developed a computer model showing the intensity distribution of heat across the section of pipe, the repair of corrosion damage of the cladding.
3. The mathematical model can be used in the calculation of load capacity of pipe in the repair of corrosion damage of the cladding.

Keywords
oil pipelines,
corrosion damage, surfacing

References
1. Gumerov A.G., Zubairov A.G., Vekshteyn M.G. and oth. *Kapital'nyy remont podzemnykh nefteprovodov* [Overhaul of underground oil pipelines]. Moscow: *Nedra*, 1999, 525 p.
2. Gumerov A.G., Gumerov K.M., Roslyakov A.V. *Razrabotka metodov povysheniya resursa dlitel'no ekspluatiruyushchikhsya nefteprovodov* [Development of methods for increasing the lifelong operating pipelines]. Series "Transport and storage of oil". Moscow: *VNIIOENG*, 1991, 84 p.
3. Rybin V.A. *Perspektivnye tekhnologii vosstanovleniya rabotosposobnosti truboprovodov* [Perspective technology of pipelines disaster recovery]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 6, pp. 102–103.
4. Rybin V.A. *Issledovanie teplovogo vozdeystviya ot svarochnoy dugi na stenku truboprovoda pri remonte defekta tipa «poterya metalla»* [The study of thermal effect from the welding arc on the pipeline wall at repair the "metal loss" defect type]]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 1 (40), pp. 60–61.

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

«МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ»
коррозия, мех.примеси, АСПО, эмульсии, гидраты, соли, СВБ и др.
2-3 марта 2016 г. Ижевск

Цель мероприятий – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей. Участие в этих мероприятиях позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области внедрения этих технологий.

«ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ»
18 мая 2016 г. Казань

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.

комитекс
www.komitex.ru

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru

2-3 МАРТА 2016 г.

Ямало-Ненецкий автономный округ

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума

ВЫСТАВКА 2016 Газ. Нефть. Новые Технологии - Крайнему Северу

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:
SBS Expo SERVICE

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис",
г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

ИЗДЕЛИЯ ИЗ ПОЛИУРЕТАНА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Восстановление герметизирующего конуса «наливного устройства»

Для восстановления применяется маслобензостойкий полиуретан ЭП СКУ ПТ 74 (марка 5) твердостью 60 ед. по Шору А.

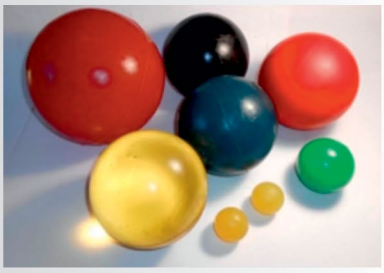
- Бесшовность.
- Хорошая герметичность.
- Демфирует ударную нагрузку.
- Более высокая износостойкость по сравнению с резиной.

Герметизаторы и превенторы для агрегатов ремонта нефтегазовых скважин, работающих в условиях высоких давлений и абразивного износа

Для агрегатов ремонта нефтегазовых скважин, рабочие цилиндры для очистки внутренней поверхности труб нефтегазопроводов работающие в условиях высоких давлений и абразивного износа. Высокая износостойкость при отсутствии набухания при контакте с нефтепродуктами и слабыми кислотами.

Полиуретановые обтираторы

Предназначены для очистки насосно-компрессорных технологических труб при проведении капитальных и подземных ремонтов от скважинных жидкостей (нефть, буровые и солевые растворы) Изготавливаем обтираторы любых размеров по вашему заказу.



Шары для очистки нефтепроводов

Шар полиуретановый (ТУ 2292-002-24064306-2011)

Назначение: В качестве очистных устройств (ОУ) применяются шары полиуретановые, которые предназначены для очистки поверхности нефтепромысловых труб от асфальто-смоло-парафинистых отложений (АСПО), для вытеснения продукта и инородных предметов, а также разделения разносортных нефтепродуктов при последовательной перекачке по внутренней полости трубопровода.

Преимущества: Шары из полиуретана просты, технологичны в изготовлении. Имеют плотность от 0,9 до 1,2 г/см^3. Надежны и способны проходить локальные сужения до 30% от Dвн. и 90° отводы с радиусом поворота до одного Dвн. (Dвн. – внутренний диаметр трубопровода).

Сочетание формы и материала шара позволило повысить его износостойкость. Полиуретан превышает по износостойкости сталь в пять раз. При прохождении по трубопроводу шар вращается и изнашивается по периметру равномерно. При правильной эксплуатации средний пробег шара составляет 200-400 км.

Как завод-изготовитель мы предлагаем конкурентоспособные цены и качественную продукцию, максимально сжатые сроки изготовления, специальные условия для постоянных заказчиков.

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

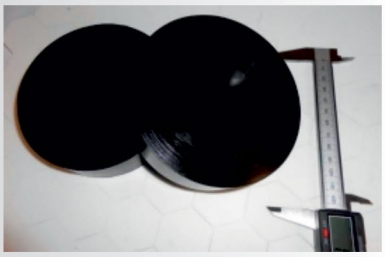
614034, Россия,
г. Пермь, ул. Фадеева, 3а
(342) 250 09 79
elastoplast@perm.ru

Уплотнение клапана бурового насоса

Уплотнение клапана, поршня, штоков буровых насосов

Внутреннее покрытие опор НТ-ТСБ (для гидравлических забойных двигателей) ГОСТ 4671-76.

Уплотнения с повышенными физико-механическими характеристиками для запорной арматуры газопроводов.



Заглушки и муфты защитные для нефтяного оборудования.

Манжета для поршня НБТ.

Манжета для ОКП.

Поршень насоса.

Манжета поршня бурового насоса

Изделие с комбинированной твердостью. Ударная часть выполнена из полиуретана твердостью 95 ед. по Шору А, а часть которая работает как уплотнение 75 ед. по Шору А.

Торпеды, диски для очистки нефтепроводов

Торпеда полиуретановая (ТУ 2292-002-24064306-2011)

Назначение: В качестве очистных устройств (ОУ) применяются торпеды полиуретановые, которые предназначены для очистки поверхности нефтепромысловых труб от асфальто-смоло-парафинистых отложений (АСПО), для вытеснения продукта и инородных предметов, а также разделения разносортных нефтепродуктов при последовательной перекачке по внутренней полости трубопровода.

Наше предприятие производит торпеды, выполненный из цельного полиуретана. Торпеды имеют разные категории твердости по Шору А и цвет соответствующий каждой категории:

- 45÷55 (Йод.) особо мягкий (О) – «желтый», деформация до 30% по диаметру;
- 55÷65 (Йод.) мягкий (М) – «зеленый», деформация до 30% по диаметру;
- 65÷75 (Йод.) полутвердый (П) – «красный», деформация до 20% по диаметру;
- 75-95 (Йод.) твердый (Т) – «черный», деформация до 15% по диаметру.

Позвоните и получите исчерпывающую информацию о изделиях для нефтегазовой промышленности.
Закажите любое изделие по Вашему эскизу или чертежу!

УДК 66

Разделение многокомпонентных растворов методами адсорбции на цеолитах

А.А. Паранук
к.т.н. ассистент[1]
rambi.paranuk@gmail.com

Х.Х. А. Сааведра
аспирант[1]

Л.К.Н. Киньонез
аспирант[1]

[1]кафедра ОНГП, ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар, Россия

В данной статье рассматривается проблема разделения многокомпонентных растворов методами адсорбций с использованием молекулярно-ситовых свойств цеолитов. В технологиях транспорта и добычи данный вопрос является крайне актуальным в связи с тем, что при добыче природного газа на УКПГ (установке комплексной подготовке) добавляется метанол, работающий в больших объемах как ингибитор гидратобразования [1]. Метанол, вода и жидкие углеводороды образуют азеотропную смесь, которая как отдельная фракция отделяется на головной компрессорной станции.

Материалы и методы
Математическое моделирование, экспериментальные данные.

Ключевые слова
молекулярная масса раствора, масса адсорбента, удельная поверхность, весовая доля исходного раствора

В процессе осушки газа на головной компрессорной станции методами адсорбций (силикагель) из газа удаляются азеотропная смесь, которая состоит из:
1. Жидких углеводородов
2. Метанола
3. Воды

Данная азеотропная смесь разделяется на два потока, и часть жидких углеводородов поступает в емкость для дальнейшей переработки и отбензинования, второй поток, который тоже включает в себя жидкие углеводороды только в меньшем объеме, образуя азеотропную смесь, метанол с водой поступает в другую емкость. Данный раствор представляет серьезную проблему для предприятий транспорта и добычи, так как является затратным в плане утилизация и хранении.

Для решения данной задачи надо перейти к бинарной системе и извлечь механическими способами жидкие углеводороды. Для этого необходимо решить ряд технологических задач. То есть раствор перед подачей его на адсорбер с цеолитами выдержать в отстойнике, чтобы жидкие углеводороды отделились как отдельная фракция. Далее будем рассматривать бинарную систему, которую мы разделим, используя молекулярно-ситовые свойства цеолитов [2].

Рассматривая адсорбционную фазу как автономную физическую фазу, прилегающую к поверхности адсорбента и имеющую определенную толщину (монослойная адсорбция, двуслойная адсорбция). Эта фаза имеет определенный состав и находится в равновесном состоянии с однородной объемной фазой, имеющей другой состав. Опираясь на опыт авторов, которые занимались проблемой адсорбций бинарных растворов, можно утверждать, что Γ_v^i, Γ_n^i — Гиббсовые составляющие системы, то тогда можно вычислить зависимость состава «адсорбционной фазы от» соотношения веществ в объеме, т.е. так называемые индивидуальные изотермы

$$m_1^\delta = m_1^\delta(x_2) \text{ и } m_2^\delta = m_2^\delta(x_2)$$

где m_1^δ и m_2^δ — число молей вещества 1 и 2 в адсорбционном слое вблизи поверхности [3] (в расчете на единицу поверхности).

Определение численной характеристики величины адсорбции из жидких растворов на границе жидкость – твердое тело

$$\Gamma_i^v = \frac{V(c_i^0 - c_i)}{n_a \cdot s} \quad (1)$$

где V — объем исходного раствора, c_i^o — мольная объемная концентрация i-го компонента исходного раствора, c_i — мольная объемная концентрация равновесного раствора [3].

$$\Gamma_i^n = \frac{G(g_i^o - g_i)}{n_a s M_i} \quad (2)$$

где M_i — молекулярная масса раствора, n_a — масса адсорбента, s — удельная поверхность, G —масса, g_i^o— весовая доля исходного раствора, g_i — весовая доля i-го компонента [3].

Применительно к адсорбции, на твердых адсорбентах уравнение 1 и 2 не находят широкого применения, а метод избытка Гиббса используется, в основном, как критериальный при выборе термодинамически допустимого объема адсорбционной фазы в методе полного содержания. Наиболее оптимальными оказались уравнения, описывающие зависимости избыточных термодинамических функции для адсорбционной системы в целом от состава двухкомпонентных объемных фаз.

Для более упрощенного решения задачи можно воспользоваться уравнением, принимая величину адсорбций за X полного содержания воды в адсорбционном объеме a

$$X = \frac{G(\gamma_m - \gamma_{m1})}{m} \quad (3)$$

Для метанола получим тогда

$$a = X + V_a \gamma_{m1} \quad (4)$$

где G — масса раствора, γ_m, γ_{m1} — весовые доли воды в исходном и равновесном растворах, m — навеска адсорбента, V_a — адсорбционный объем.

Применение формул 3, 4 при использовании с изотермами адсорбции позволяет решить ряд практических задач. Например, какой тип цеолита наиболее эффективен в том или ином конкретном случае и какова адсорбционная емкость цеолитов при сушке до определенного минимального содержания воды.

Итоги

Таким образом, при проектировании установок осушки для регенераций метанола и возврата его в технологическую цепочку необходимо пользоваться приведенными зависимостями в комплексе.

Выводы

В рамках данной статьи можно сказать, что проблема регенерации метанола из водных растворов и возврат его в технологическую цепочку, вполне решаемая задача, а также есть альтернатива установкам регенерации метанола методами ректификаций.

Список используемой литературы

1. Паранук А.А., Кунина П.С. Определение гидратоопасного интервала скважины и способы предотвращения условий гидратообразования // Наука и Техника в газовой промышленности. 2012. № 1(49). С. 33–42.
2. Паранук А.А. Сааведра Х.Х. Новые направления применения природных цеолитов в качестве адсорбентов для разделения азеотропных растворов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №6 (45). С. 32–33.
3. Толмачев А.М. Адсорбция газов, паров и растворов. II. Описание и априорные расчеты адсорбционных равновесий // Физикохимия поверхности и защита материалов. 2010. Т. 46, № 3. С. 242–260.

Separation of multicomponent solutions by adsorption on zeolites

UDC 66

Authors:
Arambiy A. Paranuk — Ph.D. assistant[1]; rambi.paranuk@gmail.com
Jose H.A. Saavedra — postgraduate[1]
Christian N. Quinonez Lazovsk — postgraduade[1]

[1]Department ONGP, FGBOU HPE "Kuban State Technological University", Krasnodar, Russian Federation

Abstract
This article described the problem of the separation of multi-component solution by adsorption using molecular and sieve properties of zeolites. The technology of transport and production of this issue is extremely important due to the fact that natural gas production at the GPP (installation of complex preparation) with methanol's addition, and in large volume it becomes as inhibitor hydrates formation [1]. Methanol, water and liquid hydrocarbons form an azeotrope which is separated as a separate faction on the main compressor station.

Materials and methods
Mathematical modeling and the experimental data.

Results
Thus, the design of dehydration unit for the regeneration of methanol and return it to the process chain is necessary to use this dependence in the complex.

Conclusions
In this article we can say that the issue of regeneration of the methanol aqueous solution and return it to the process chain is quite solvable problem, also there is an alternative regeneration methanol instead rectification methods.

Keywords
molecular weight of the solution, the weight of the adsorbent, the specific surface, the weight fraction of the initial solution

References
1. Paranuk A.A., Kunina P.S. *Opredelenie gidratoopasnogo intervala skvazhiny i sposoby predotvrashcheniya usloviy gidratoobrazovaniya* [Determination the interval of hydrate hazard in well and ways to prevent conditions of hydrate formation]. Science & Technology in the Gas Industry, 2012, issue 1(49), pp. 33–42.
2. Paranuk A.A. Saavedra Kh.Kh. *Novye napravleniya primeneniya prirodnykh tseolitov v kachestve adsorbentov dlya razdeleniya azeotropnykh rastvorov* [New trends for the use of natural zeolites as adsorbents for the separation of azeotropic solutions]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 6 (45), pp. 32–33.
3. Tolmachev A.M. *Adsorbtsiya gazov, parov i rastvorov. II. Opisanie i apriornye raschety adsorbtsionnykh ravnovesiy* [Adsorption of gases, vapors, and solutions: II. Description and a priori calculations of adsorption equilibria]. Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces, 2010, Vol. 46, issue 3, pp. 242–260.

Группа компаний «Дамин» — современное предприятие, специализирующееся на разработке и производстве инновационной техники. Продукция компании востребована организациями, работающими в экстремальных природно-климатических условиях и труднодоступных местностях. Нефтяники, газовики, геологи и др. уже смогли по достоинству оценить новую технику, надёжную и удобную в эксплуатации. Кроме того, на производственной базе «Дамина» высококвалифицированные специалисты производят доработку грузовых автомобилей и шасси в соответствии с потребностями и пожеланиями заказчиков.

423800, г. Набережные Челны, Индустриальный проезд, д. 29
+7 (8552) 53-74-54, 53-74-72
damin16@rambler.ru
www.damin16.ru

На базе различных шасси КАМАЗ организовано производство Грузопассажирского автомобиля КАМАЗ (ГПА КАМАЗ). Спецавтомобиль предназначен для перевозки ремонтных и аварийных бригад в шести или семиместной кабине, доставки грузов, оборудования и инструментов, выполнения погрузочно-разгрузочных и ремонтных работ с использованием крано-манипуляторной установки (КМУ).

Благодаря повышенной проходимости автомобиль позволяет осуществлять обслуживание объектов, находящихся в труднодоступных местах.

Двухрядная кабина позволяет транспортировать увеличенную бригаду (водитель + 5-6 пассажиров).

Автомобиль по желанию и выбору заказчика оборудуется КМУ. Грузоподъемность КМУ от 3 до 7,5 тонн.

Модификации автомобиля ГПА возможны на следующих шасси КАМАЗ: 4308, 43502, 43253, 5350, 43118, 65111.

УДК 65.011.56

О программно-методическом обеспечении навигации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

М.Я. Аглиуллин
Главный геофизик лаб. АСОИГИС НТУ[1]
agliullin@tngf.tatneft.ru

Р.С. Мухамадиев
Первый заместитель генерального директора – директор промысловой геофизики[1]
augrrs@tngf.tatneft.ru

А.Г. Гайван
Начальник ОПЭ «Геонавигация» НТУ[1]
gayvan@tngf.tatneft.ru

С.В. Горшенина
Начальник лаборатории АСОИГИС НТУ[1]
gorshenina@tngf.tatneft.ru

И.Б. Часовская
Инженер-программист лаборатории АСОИГИС НТУ[1]
chib@tngf.tatneft.ru

Р.У. Ахметшин
Заместитель начальника НТУ по информационным технологиям[1]
renmail@tngf.tatneft.ru

[1]ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия

В статье кратко описывается разработанное авторами программно-методическое обеспечение геонавигации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

Материалы и методы
Исходными для работы программно-методического обеспечения являются данные по соседним скважинам, инклинометрии и гамма-каротажа, зарегистрированные в процессе бурения. При создании геологической модели на участке бурения ГС на БГС и графического их представления используется математический аппарат аналитической геометрии и матричной алгебры.

Ключевые слова
горизонтальная скважина, боковой горизонтальный ствол, геонавигация, геологическая модель

Применение горизонтальных технологий при разработке нефтяных месторождений сегодня становится повсеместным. Эффективность самих горизонтальных технологий во многом определяется, во-первых, наличием геолого-гидродинамических моделей (ГГМ) месторождений, во-вторых, точной навигацией скважин. Построение ГГМ позволяет определить все геолого-гидродинамические особенности продуктивных пластов и определить оптимальные участки бурения. Точная же навигация предполагает определение момента и координат входа в продуктивный пласт и проведение горизонтального ствола скважины на оптимальном расстоянии от его кровли, ВНК и подошвы. Разработанное нами программно-методическое обеспечение (ПМО) GorizNavig прежде всего предназначено для решения второй задачи.

Основными исходными данными для решения этой задачи служат:

- данные инклинометрии и гамма каротажа, регистрируемые в процессе бурения;
- информация по соседним вертикальным или наклонно-направленным скважинам;
- при наличии, результаты обработки сейсморазведки и (или) геолого-гидродинамического моделирования для участка бурения горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС).

Заметим, что постоянно действующих ГГМ по всему разрезу и для всех месторождений и площадей, как правило, не существует. Очень часто на участках бурения ГС и БГС не бывает и результатов сейсморазведки. В этом случае геологическая модель для участка бурения ГС или БГС (назовем его минигеологическая модель) по информации соседних скважин строится самим ПМО GorizNavig. Таким образом, ПМО GorizNavig является универсальным с точки зрения возможности его применяемости практически в любых ситуациях: как при наличии данных сейсмики и цифровой геолого-гидродинамической модели для всего разреза или только для искомого продуктивного пласта данного участка, так и при их отсутствии.

Технология геонавигации ГС и БГС с использованием комплекса программ GorizNavig вкратце сводится к следующему:

- обрабатываются данные инклинометрии проектного ствола ГС или БГС и определяются критические расстояния от ближайших скважин;
- строится минигеологическая модель разреза участка площади, где проводится бурение ГС или БГС, с использованием информаций по соседним скважинам и с привлечением, при их наличии, результатов обработки данных сейсморазведки и ГГМ;
- определяется положение проектной ГС или проектного БГС относительно кровель и подошв пластов разреза, рассчитанных в минигеологической модели;
- рассчитывается прогнозная кривая ГК проектного ствола;
- создается графическое представление проектного ствола скважины, прогнозной кривой ГК в разрезе минигеологической модели на участке бурения ГС или БГС.

Эти пять пунктов выполняются заранее, до начала бурения ГС или БГС, что позволяет предварительно оценить соответствие проектного ствола минигеологической модели участка бурения ГС или БГС. При необходимости проектный ствол может быть скорректирован.

В процессе бурения по мере увеличения проходки многократно выполняются следующие работы:

- определяется реальное положение ГС и БГС относительно кровель и подошв пластов разреза, представленное в минигеологической модели;
- рассчитывается прогнозная кривая ГК для реального ствола;
- производится совместное графическое представление проектного и реального ствола скважины, прогнозных кривых ГК на проектный и реальный стволы, реальной кривой ГК в разрезе минигеологической модели на участке бурения ГС или БГС;
- при необходимости производится корректировка границ пластов в минигеологической модели.

Соответственно, реализующий данную технологию комплекс программ GorizNavig включает в себе следующие программы:

- ввода данных по соседним скважинам;
- выборки результатов обработки сейсморазведки и (или) моделирования для участка бурения ГС или БГС;
- привязки сейсмических поверхностей к уровням различных пластов на участке бурения ГС или БГС;
- построения минигеологической модели разреза на участке бурения ГС или БГС;
- расчета уровней кровель и подошв пластов над и под стволом бурящейся ГС или БГС;
- расчета прогнозных кривых ГК для проектного и реального стволов ГС или БГС;
- графического представления ГС или БГС вместе с прогнозными и реально зарегистрированными в них кривыми ГК в привязке к минигеологической модели;
- корректировки границ пластов в минигеологической модели.

В ООО «ТНГ-Групп» с использованием данной технологии на сегодня проведены несколько сотен ГС и БГС. На рис. 1

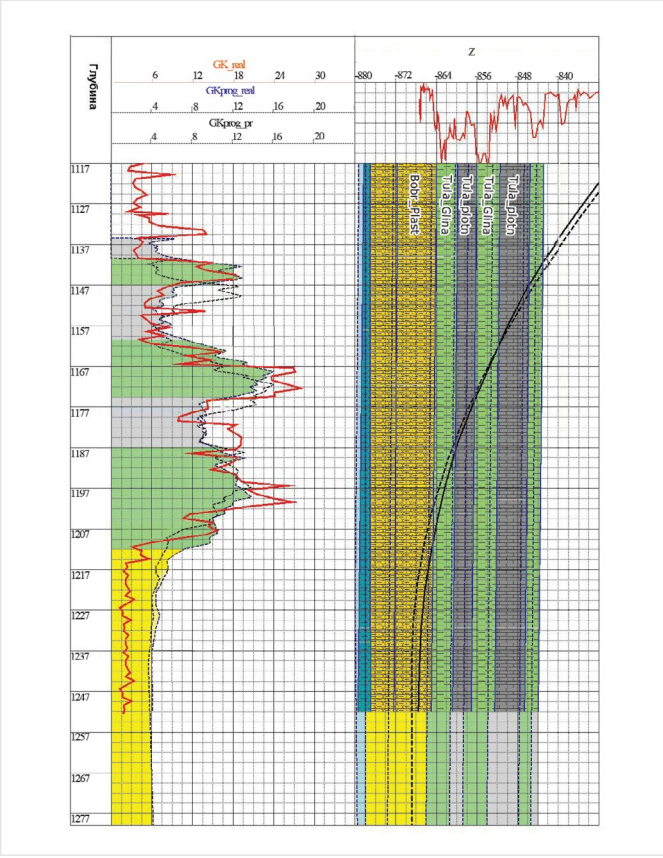


Рис. 1 — Пример навигации горизонтальной скважины в бобриковский пласт

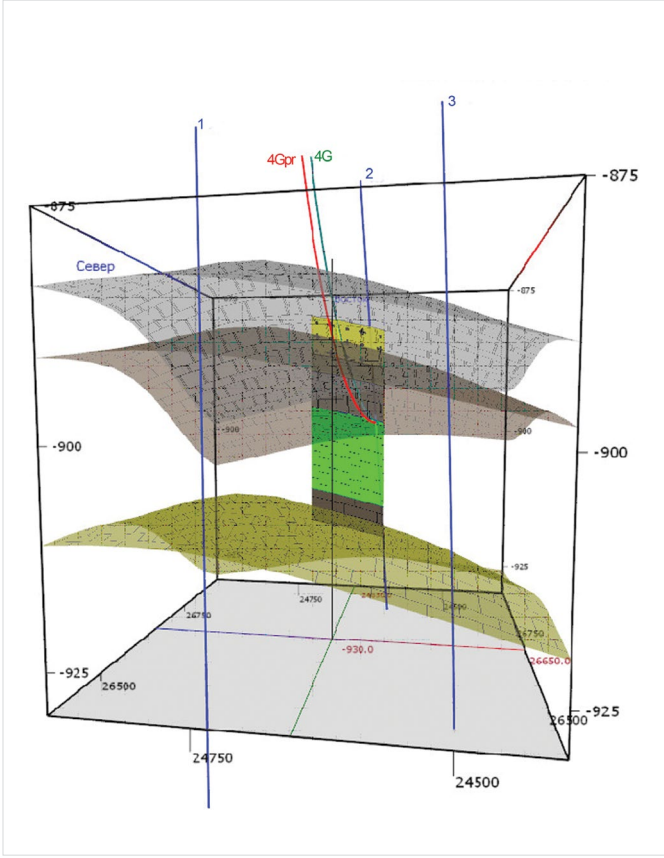


Рис. 2 — Пример 3D-представления геологического разреза на участке бурения горизонтальной скважины

представлен пример графической иллюстрации технологии сопровождения бурения. В первом столбце рисунка представлены кривые гамма каротажа (ГК), зарегистрированные в процессе бурения (GK_real, красная линия), расчетные прогнозные на реальный ствол (GK_prog_real, синяя линия) и на проектный ствол (GK_prog_pr, черная линия). Во втором столбце представлены границы пластов разреза и их названия, положения реального (сплошная линия) и проектного (пунктирная линия) стволов скважины.

Построенная минигеологическая модель, включающая в себя, кроме искомого продуктивного пласта бобрика, и индикаторные пласты тульского горизонта позволяет заранее внести коррективы в процесс бурения. Кроме того, коррелируя границы пластов с кривыми ГК, можно оперативно уточнить построенную минигеологическую модель.

Для обобщенного представления геологической обстановки заказчикам передается 3D-представление участка бурения ГС или БГС (рис. 2). Данное 3D-представление может быть просмотрено заказчиками в любом ракурсе трехмерного пространства. Все цифровые и графические результаты обработки комплексом программ GorizNavig оперативно выставляются на информационный портал, что позволяет заказчикам оперативно следить за ходом бурения и принимать необходимые решения.

В заключение заметим, что ПМО навигации ГС и БГС находится в состоянии развития. В настоящее время в ООО «ТНГ-Групп» разрабатывается аппаратура проведения каротажа в процессе бурения акустическим, электрическим, электромагнитным и радиоактивными методами. Привлечение этих методов дополнительно к инклинометрии и гамма каротажу, несомненно, позволит решать не только задачи мониторинга бурения на более высоком уровне, но и ряд других важнейших задач нефтепромысловой геологии и геофизики.

Итоги

Применение программно-методического обеспечения позволяет строго контролировать положение ствола скважины в геологическом разрезе и принимать правильные решения управления процессом бурения.

Выводы

Разработанное программно-методическое обеспечение наряду с другими средствами контроля за процессом бурения позволяет произвести оптимизацию проводки скважин.

Список используемой литературы

1. Аглиуллин М.Я., Корженевский А.Г., Юсупов Р.И., Боброва Г.И., Ахметов Н.З., Нафиков А.З. Методика проектирования и контроля строительства горизонтальных скважин с использованием геолого-геофизической информации // Каротажник. 2003. 109. С. 173–188.
2. Аглиуллин М.Я., Нафиков А.З., Ахметов Н.З., Юсупов Р.И., Аблеев М.Г., Боброва Г.И. О прогнозировании фильтрационно-емкостных свойств пласта в проектируемой горизонтальной скважине // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения», Казань: Плутон, 2003. С. 142–146.
3. Гайван А.Г., Аглиуллин М.Я., Шакурова Н.М., Хуснутдинов В.В. Направления развития геонавигации при проводке горизонтальных скважин // Геофорум. Бугульма. 2012. № 3. С. 21–26.
4. Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014: Сборник статей Сост. Б.Н. Еникеев. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. С. 302–309.
5. Федоров А., Мартынов Д. Windows Azure облачная платформа Microsoft. Режим доступа: http://la.by/sites/default/files/doc/Windows_Azure_web.pdf

ТНГ-Групп

423236, Россия, РТ, Бугульма, ул. Ворошилова, 21.
+7 (85594) 7-75-12, 7-12-34
tng@tng.ru
www.tng.ru

УДК 65.011.56

Применение элементов модели интеллектуального анализа данных для оценки работоспособности морских буровых комплексов

С.Г. Черный
к.т.н., доцент[1]
sergiiblack@gmail.com

[1]Керченский государственный морской технологический университет, Керчь, Россия

Исследована и разработана модель интеллектуального анализа данных условий рабочих мест оператора морских буровых платформ. Осуществлен анализ современных информационных продуктов и надстроек, которые используются в данной области. Проанализированы методы и средства очистки данных морских буровых платформ в разрабатываемых информационных системах. Представлен наглядный процесс взаимодействия и надстроек в SQL Server и Management Studio в качестве элемента хранения и представления данных.

Материалы и методы
На основе технологии оптимизации работы потоковых данных и обработки информации даны рекомендации и сформулированы методы оптимизации взаимодействия составных компонентов морских буровых платформ.

Ключевые слова
хранилище прецедентов, база данных, алгоритм, буровая платформа

На сегодняшний день в корпорации, какими являются морские добывающие платформы, в процессе бурения, разведки и эксплуатации поступает и обрабатывается большой объем данных, особенно технологических и персональных, собранных со всех систем. В каждом комплексе таких «систем» реализована своя структура базы данных, и после интеграции данных в единый источник — хранилища данных (ХД), возникает проблема извлечения достоверных данных по причине их разрозненности в различном представлении, которые необходимо в дальнейшем использовать для анализа. Такие данные будут низкого качества, так как в них допускались ошибки, и обрабатывать их теряет всякий смысл. Поэтому для получения реальных выводов из существующих данных применяют различные методы по их коррекции, исключению дубликатов и очистки.

Решение задачи

Известны три причины возникновения ошибок в данных:

1. в основном сведения вводятся операторами вручную (т.к. присутствует фактор невнимательности, то допускаются опечатки в словах, не заполняются обязательные поля при анкетировании, сокращаются названия, заносятся сведения не в те поля и т.д.);
2. не во всех существующих программах и модулях надстройки, в которые вносится информация, указаны элементы ограничения для их значения;
3. в МБП сбор информации о технических параметрах ведется несколькими комплексами, следовательно, при слиянии всех этих сведений в единую базу данных возникают проблемы с форматами однотипных данных.

Существует большое количество видов ошибок, которые не зависят от характера предметной области. Подобного рода ошибки выделяют в семь индикаторов:

- противоречивость информации;
- аномальные значения;
- пропуски данных;
- шум;
- несоответствие форматов данных;
- ошибки ввода данных или опечатки;
- дублирование.

Противоречивостью информации называют такую информацию, которая не соответствует законам, правилам или действительности. Сначала решается, какую именно информацию необходимо считать противоречивой. Такие значения параметров информации корректируют вручную, что связано с проектированием программных средств прогнозирования, которые не учитывают природу процессов прогнозирования, что характерно будет восприниматься (аномальная группа), как совершенно нормальное значение, и сильно искажать картину будущего прогноза, т.е. случайный провал или успех будет считаться закономерностью [2, 4]. Пропуски данных — тип ошибок, когда в полях для заполнения отсутствуют или заполнены данными не до конца и такого рода проблема очень серьезная для большинства ХД.

Большое количество методов прогнозирования исходят из предположения, что данные поступают равномерным постоянным потоком. На практике такое поступление данных встречается редко. Поэтому одна из самых востребованных областей применения ХД — прогнозирование — оказывается реализованной некачественно или со значительными ограничениями.

Достаточно часто в процессе анализа информации с комплексов датчиков, сталкиваются с шумами, которые не несут никакой информации и мешают четко идентифицировать состояние процесса. Ошибки ввода данных или некорректное их отображение преобладают в любых данных, т.к. вводятся оператором.

Рассмотрим этапы очищения данных. Очистку данных делят на пять этапов: анализ данных; определение порядка и правил преобразования данных; подтверждение; преобразования; противоток очищенных данных.

На начальной итерации детализировано осуществляется анализ данных для выявления подлежащих к удалению видов ошибок и неточностей. Зачастую, используются два вида проверок данных: вручную или специальными программами. На этом этапе осуществляется процесс получения метаданных о свойствах и их качестве, а далее идентифицируется порядок и правила преобразования данных. В зависимости от набора источников данных, степени их неоднородности и загрязненности, могут быть преобразованы.

Для отображения источников обобщенной модели данных на практике иногда используется трансляция схемы, а для ХД — реляционное представление. Начальные шаги для очистки данных направлены на идентификацию проблем отдельных источников данных. Дальнейшие шаги должны быть направлены на интеграцию схемы данных и устранение проблем участков множественных элементов (дубликатов). Для ХД в процессе работы по определению ETL (Extract, Transform, Load — дословно «извлечение, преобразование, загрузка» [1]) должны быть определены методы контроля и поток данных, подлежащий преобразованию и очистке. На третьей итерации определяются два атрибута очистки данных: правильность и эффективность процесса, и определение преобразования. Процесс осуществляется путем тестирования и оценивания технических данных МБП. При анализе, проектировании и подтверждении

данных МБП может потребоваться множество итераций, в связи с тем, что некоторые ошибки становятся заметны только после проведения определенных преобразований данных МБП. На четвертом — осуществляется процесс выполнения преобразований или ETL для загрузки и обновления ХД, или при ответе на запросы по множеству источников. На пятом этапе происходит замена загрязненных данных в исходных источниках на очищенные. Это необходимо осуществить для того, чтобы улучшенные данные МБП попали также в унаследованные приложения и в дальнейшем при извлечении не требовали дополнительной очистки. Для хранилищ очищенные данные находятся в области хранения данных [1].

Анализируя методы и средства очистки данных МБП в разрабатываемых информационных системах, на сегодняшний день существует значительное количество методов для очистки данных от ошибок и неточностей. Эта группа методов разносторонне подходит к проблеме очистки данных от ошибок и неточностей, а проблема, данного рода решается тремя способами: простыми методами; методами, которые основываются на понятиях математической статистики; средства ETL.

Простые методы (регулярные выражения, строгие формальные правила и т.д.) решают данную задачу только частично, и поэтому в работе использовали методы математической статистики. Осуществляется расчет необходимых групп факторов по всем данным, которые есть в наличии, т.е. охватывается весь диапазон значений и принимаемых признаков. На основе полученных результатов одни методы могут выделить информацию, которая сильно отличается от остальных, а другая группа методов — вычисляет величины, которые предположительно более всего похожи на истинные. Осуществляя анализ сведений с помощью статистических характеристик, оценивают общую картину данных, и на фоне определяют возможные ошибки с последующими их корректировками на подобранные похожие значения. В работе использовались такие методы очистки данных:

- Устранялись типы ошибок (аномалии, пропуски, неправдоподобие данных и опечатки). В данном методе осуществлены подсчеты частоты появления определенного значения в имеющихся данных. На начальных итерациях суммировано, какое количество раз различные значения были введены. Затем сортировались их частоты по убыванию. В итоге, в конце списка находятся значения, которые реже всего пользователь вводил. Можно предположить, что в данных допускались опечатки, наведены значения или введены аномальные значения. Поэтому такие поля подвергались дополнительной обработке и последующей замене. После обнаружения данных с низким качеством, использовался простой метод — анализ строк, с помощью него восстанавливают вероятные значения.
- Вычисление средних значений для устранения пропусков. Вычисляется 3 типа значений: мода, медиана и среднее арифметическое значение. При условии, что данные содержат большой разброс значений, метод средних применяется не к отдельному объекту, а к целой группе. Наборы данных в этом случае разбиваются на группы, которые содержат приблизительно однородные элементы с похожими признаками. Внутри каждой из групп (наборов) рассчитывалась средняя величина входящих в данный кортеж (группу).
- Интервальный метод используется при условии, что набор (выборка) данных является не разнородными. Данным методом производится расчет доверительного интервала, между границами которого с заданной вероятностью находятся истинные значения оцениваемых параметров. Доверительный интервал с вероятностью 95% для большого объема данных, подчиняющихся нормальному закону распределения, определяют по формуле:

$$\bar{x} - \frac{1.96x\sigma}{\sqrt{n}} < x_i < \bar{x} + \frac{1.96x\sigma}{\sqrt{n}} \qquad (1)$$

где x_i — исследуемый ряд данных, x — среднее арифметическое значение совокупности данных, σ — среднеквадратическое отклонение, n — количество исследуемых данных.

Значения, не попавшие в этот интервал, отмечаются как потенциальные ошибки, их заменяют уже подобранными значениями (например, средней арифметической величиной). Метод применялся для однородных данных.

Третий способ решения задачи базируется на использовании ETL средств для ХД. ETL средства включают в себя три основных процесса: извлечение данных из внешних источников; преобразование данных и их очистка; загрузка в ХД [2]. Такие средства обеспечивали возможность сложных преобразований и большей части технологического процесса преобразования и очистки данных. Общей проблемой средств ETL являются ограниченные за счет собственных API и форматов метаданных возможности взаимодействия, усложняющие совместное использование различных средств. На многих МБП инструменты поддерживают процесс ETL для ХД на комплексном уровне. Для единообразного управления всеми метаданными по источникам данных, целевым схемам, манипулированием, скриптам и т.д. они используют репозитарий на основе СУБД. Схемы и данные извлекались из оперативных источников данных как через свой файл и шлюзы СУБД DBMS, так и через стандартные интерфейсы — например, ODBC и EDA. Преобразование данных осуществляется через простой графический интерфейс. Для определения индивидуальных итераций шагов (маппирования) чаще всего используют собственный язык правил и набор библиотек предопределенных функций преобразований. Данный набор средств поддерживает и повторное использование существующих преобразованных решений, например внешних процедур C/C++ с помощью имеющегося в них интерфейса для их интеграции во внутреннюю библиотеку преобразований. Процесс преобразования выполняется системой, интерпретирующей специфические преобразования в процессе работы или откомпилированным кодом. Все средства на базе системы имеют планировщик и поддерживают технологические процессы со сложными зависимостями выполнения между этапами преобразования. Технологический процесс ОД оказывает поддержку в работе внешних средств, а инструментарий ETL [3] применяют для очищения персональных данных. Преобразование осуществляется двумя способами: в форме библиотеки правил заранее или оператором в интерактивном режиме. Отметим, что данные могут быть автоматически получены и с помощью средств согласования схемы. За счет ограниченной области, такие средства обычно очень эффективны, но не лишены недостатков: нуждаются в надстройках другими инструментами для работы с широким спектром проблем преобразования и очистки. Очистка данных может выполнять одну или несколько функций. Например, парсинг (грамматический или лексический анализ текста и в процессе его выполнения осуществляется деление полей на атомарные значения). Некоторые приложения объединяются с такими программами, с помощью которых можно сверить данные.

Компоненты DATACLEANSER и MERGE/PURGE LIBRARY позволяют интегрировать команды/правила согласования, определенные пользователем АСДД [1]. При существовании множества платформ, систем, инструментов для преобразования и очистки данных, идеального решения нет, и все они не избавляют от процесса дублирования,

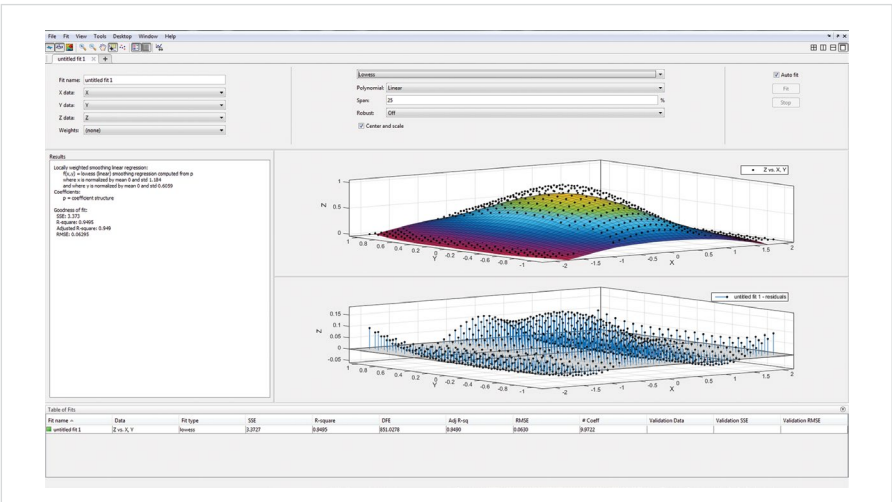


Рис. 1 — Пространственное представление области очищенных данных МБП в Curve Fitting Toolbox

потери данных и несоответствия. Поэтому и сейчас специалисты пытаются найти оптимальные вариации для решения очистки данных. Информационные потоки данных чаще всего реализованы в виде таблиц, которые могут быть представлены как одноуровневыми так и многоуровневыми слоями структур [5, 6]. При дальнейшем анализе результатов именно формат электронной таблицы позволяет использовать пакеты анализа Matlab. Алгоритм в математическом пакете MatLab (Image Toolbox & Curve Fitting Toolbox) можно представить диаграммой для удобства визуализации информации. Анализ результатов проведен с использованием Curve Fitting Toolbox пакета MATLAB.

Результаты анализа данных представлены в виде таблицы, в которой названия всех требуемых параметров представлены в правой части таблицы, а их числовое значение — в левой. Этот анализ позволил построить диаграмму пространственного представления очищенных данных МБП. Пространственное представление показано на скриншоте (рис. 1) в Curve Fitting Toolbox.

Развитие современного программного обеспечения в отрасли нефтегазового сектора с элементами интеллектуального анализа достаточно перспективно на территории Крымского полуострова. Происходит переход на стандарты технологических карт, оптимизации и настройки аппаратно-программных компонентов. Создание собственных программных и независимых комплексов АСУ нефтегазового сектора в России для отрасли является приоритетным и только набирает рост, но уступает разработкам зарубежных стран. Большинство буровых платформ нефтегазового сектора снабжены иностранным программным обеспечением закрытого архитектурного типа.

Итоги

Приведены методика расчёта и технология обработки данных на морских буровых платформах с учетом специализированного программного обеспечения. Дано обоснование по применению и оптимизации параметров систем контроля за технологическим циклом.

Выводы

Установлено, что модель интеллектуального анализа данных МБП перед обработкой структуры является просто контейнером, который задает столбцы, используемые для входных данных, прогнозируемый атрибут и параметры, управляющие алгоритмом обработки данных. В процессе санкций и импортозамещения, развитие современных программных технологий с элементами интеллектуального анализа достаточно перспективно. Согласно конфигурации части АСУ БП, на Крымском полуострове предусмотрена возможность дистанционного контроля и управления, в том числе и через спутниковую связь из офиса службы поддержки «National Oilwell Varco».

Список используемой литературы

1. Макленнен Дж., Чжаохуэй Т., Криват Б. Microsoft SQL Server 2008: Data mining — интеллектуальный анализ данных. СПб.: БХВ-Петербург, 2009. 720 с.
2. Барсегян А. А., Куприянов М.С., Холод И.И., Тесс М.Д, Елизаров С.И. Анализ данных и процессов: учеб. пособие 3-е изд. СПб.: БХВ-Петербург, 2009. 512 с.
3. Службы SQL Server Analysis Services – интеллектуальный анализ данных. Режим доступа: http://msdn.microsoft.com/ruru/library/bb510517.aspx (дата обращения 19.10.2015).
4. Черный С.Г., Жиленков А.А. Оценка надежности функционирования морских буровых платформ // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 1. С. 30–36.
5. Chernyi S.G. The problems of automation technological process of drilling oil and gas wells // Программные продукты и системы. 2015. №2. С. 113–118.
6. Kimball R., Caserta J. The Data Warehouse ETL Toolkit: Practical Techniques for Extracting, Cleaning, Conforming, and Delivering Data. New York: Wiley, 2004, 528 p.

Application of elements models intellectual data analysis for estimation of serviceability of maritime drilling complexes

UDC 65.011.56

Authors:
Sergei G. Chernyi — Ph.D., associate professor[1]; sergiiblack@gmail.com

[1]Kerch State Maritime Technological University, Kerch, Russian Federation

Abstract

It was researched and developed the mining model conditions of operator offshore drilling platforms. The analysis of modern information products and add-ons, which are used in the field. The analysis of methods and tools for data cleansing offshore drilling platforms in the emerging information systems. It is presented a clear process of communication and add-in SQL Server Management Studio, and as part of the storage and presentation of data.

Materials and methods

Based on the optimization of the technology of streaming data and processing information and recommendations formulated methods of optimizing interaction between the components of the offshore drilling platforms.

Results

The methodology of calculation and data processing technology on offshore platforms based on specialized software. The substantiation of the application and optimization of parameters of control systems for technological cycle.

Conclusions

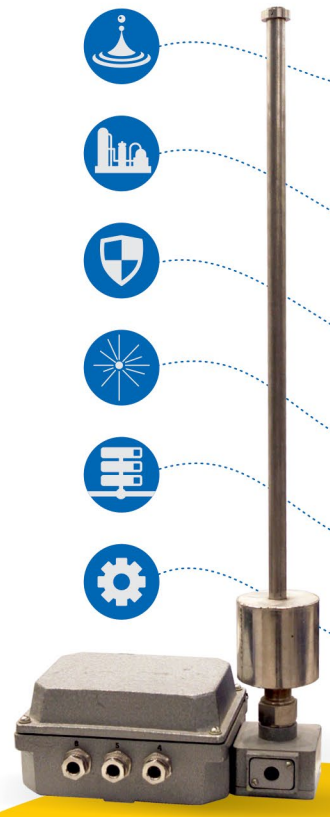
It was established that the mining model ODP before processing structure is just a container that specifies the columns used for input, and predictable attribute settings that control the data processing algorithms. During the sanctions and import substitution, the development of modern software technology with elements of mining quite promising. According to the configuration of the ASC ODP on the Crimean peninsula provides the possibility of remote monitoring and control, including via satellite office support service «National Oilwell Varco».

Keywords

storage cases, database, algorithm, drilling rig

References

1. Maklennen Dzh., Chzhaokhuey T., Krivat B. *Microsoft SQL Server 2008: Data mining — intellektual'nyy analiz dannykh* [Microsoft SQL Server 2008: Data mining]. St. Petersburg: *BKhV-Peterburg*, 2009,720 p.
2. Barsegyan A. A., Kupriyanov M.S., Kholod I.I., Tess M.D, Elizarov S.I. *Analiz dannykh i protsessov* [Analysis of data and processes]. Study book, 3-rd ed. St. Petersburg: *BKhV-Peterburg*, 2009, 512 p.
3. *Sluzhby SQL Server Analysis Services – intellektual'nyy analiz dannykh* [SQL Server Analysis Services —data mining]. Available at: http://msdn.microsoft.com/ruru/library/bb510517.aspx (accessed 19 October 2015).
4 Chernyy S.G., Zhilenkov A.A. *Otsenka nadezhnosti funktsionirovaniya morskikh burovykh platform* [Serviceability of maritime drilling complexes]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2015, issue 1, pp. 30–36.
5. Chernyi S.G. The problems of automation technological process of drilling oil and gas wells. *Programmnyye produkty i sistemy*, 2015, issue 2, pp. 113–118.
6. Kimball R., Caserta J. The Data Warehouse ETL Toolkit: Practical Techniques for Extracting, Cleaning, Conforming, and Delivering Data. New York: Wiley, 2004, 528 p.



ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах. Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia IIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искробезопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»
390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

«СУЖ-П-И» ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ
СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"
Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ПАО «Газпром автоматизация»

Разработка, производство и внедрение на объекты газовой, нефтяной и других отраслей промышленности распределительного и взрывозащищенного электрооборудования, систем автоматики и прочих приборов.

Основным видом деятельности завода является производство:

- Ячеек КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями;
- Шкафов НКУ до1000 В серии OKKEN и Prisma Plus;
- Комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);
- Систем гарантированного бесперебойного питания;
- Шкафов управления двигателями АВО газа;
- Узлов управления кранами (ЭПУУ);
- Взрывозащищенных оболочек (коробок);
- Щитов и пультов автоматизации производственных процессов;
- Шкафной продукции;
- Прочих приборов и средств автоматизации.

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий, использующих наше оборудование, можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236022, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032, факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
e-mail: zavod@kga.ru; Web.: www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Тел.: (495)933-62-30, факс:933-62-32
e-mail: info@invest-gaz.ru
Web.: www.invest-gaz.ru

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Web.: www.gazauto.gazprom.ru

Программа импортозамещения от КРОНЕ

Производственное предприятие ООО «КРОНЕ-Автоматика», расположенное в России (г. Самара), специализируется на производстве расходомеров и уровнемеров компании KROHNE, а также ответных фланцев, выносных камер, струевыпрямителей и переходов (сужающих устройств).

В рамках программы по импортозамещению ООО «КРОНЕ-Автоматика» расширило свои производственные мощности строительством нового здания, где организованы производство и сборка продуктов нашей новой линейки, расширение которой ООО «КРОНЕ-Автоматика» анонсировало в начале 2015 года.

Ультразвуковые расходомеры

OPTISONIC 3400
Универсальный врезной 3-лучевой расходомер для жидкостей

UFM 530 HT
Надёжный 2-лучевой высокотемпературный расходомер для экстремальных рабочих условий

OPTISONIC 7300
Универсальный врезной 2-лучевой расходомер для технологических газов

Вихревые расходомеры

OPTISWIRL 4070
Универсальный прибор со встроенной компенсацией по температуре для насыщенного пара и опционально доступной компенсацией по давлению для перегретого пара, газов, влажных газов

Электромагнитные расходомеры

KROHNE
measure the facts

OPTIFLUX 2000
Универсальное решение
для отрасли водопользова-
ния и очистки сточных вод

OPTIFLUX 4000
Универсальное решение для
промышленных измерений

Уровнемеры

OPTIWAVE 6300
Капельная антенна
2-проводный радарный
FMCW уровнемер для
измерения сыпучих
продуктов

OPTIWAVE 7300 C
Рупорная антенна
2-проводный радарный
FMCW уровнемер для
измерения жидкостей

OPTIFLEX 1300 C
2-проводный радарный
TDR-уровнемер с волново-
дом для измерения уровня
сыпучих веществ, уровня
жидкостей и раздела фаз

BM 26 BASIC/ADVANCED
Магнитный байпасный
уровнемер для измере-
ния жидкостей

BW 25
Буйковый уровнемер
широкого применения
измерение уровня
при высоком давлении
и температуре

Контактные данные:

Россия, Самарская обл., Волжский р-н, пос. Стромилово
Тел.: +7 (846) 230-04-70, Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

www.krohne.ru

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ НОЯБРЬ 2015-МАЙ 2016

выставка **ADIPEC**
Абу Даби, ОАЭ, 9–12 ноября
ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби — естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.

выставка **САХАПРОМЭКСПО-2015. НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск, 10–12 ноября
SES.NET.RU

Продуктивное и деловое событие для региона. Ведущие предприятия отрасли ежегодно представляют здесь свои достижения, а для молодых компаний выставка — хороший старт.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 11 ноября
ROGSUMMIT.RU

Площадка взаимодействия для руководителей отраслевых и сервисных нефтегазовых компаний, представителей федеральных министерств, а также экспертов сегмента «upstream».

конференция **РОССИЙСКИЙ ГАЗОВЫЙ САММИТ**
Москва, 11 ноября
GASSUMMIT.RU

Стратегические вопросы — проекты СПГ, геополитика рынка газа в условиях санкций, государственное регулирование газовой отрасли, ценообразование и торговля.

конференция **ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА-2015**
МОСКВА, 11 ноября
GEORAZVEDKAFORUM.COM

На повестке оценка состояния и перспектив геологоразведки, новые технологии и инновации, НТРИЗ и инвестиционный климат, актуальные сведения по проектам России и СНГ.

конференция **ДОБЫЧА-НЕФТЕГАЗ: СТРАТЕГИИ, ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ**
Москва, 12 ноября
GEOEXPLORATIONRUSSIA.COM

Серия интерактивных круглых столов с участием генеральных директоров и главных инженеров крупнейших добывающих компаний, представителей власти и поставщиков технологий.

конференция
ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ
Москва, 13 ноября
MIDSTREAMSUMMIT.RU

Саммит соберет более 200 представителей компаний сегментов «midstream» и «downstream», представителей федеральных министерств, нефтегазовых ассоциаций и отраслевых компаний России.

конференция **ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ**
Москва, 16–20 ноября
EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.

выставка **OIL AND GAS TURKMENISTAN**
Ашхабад, Туркменистан, 17–19 ноября
OGTEXPO.COM

Развитие нефтяной, газовой и химической промышленности Туркменистана требует масштабных капитальных вложений в действующие месторождения и перспективные резервы.

конференция **MIDDLE EAST HEAVY OIL CONGRESS**
Манама, Бахрейн, 25–26 ноября
MEHEAVYOIL.COM

Презентация новых технологий, ключевых продуктов и услуг, разработанных специально в тяжелой нефтяной промышленности.

выставка
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК И ЖКХ
Москва, 25–27 ноября
EXPOBROKER.RU

В рамках выставки запланирована конференция «Импортонезависимость в нефтегазовой отрасли» и круглый стол «Импортозамещение на объектах ТЭК и ЖКХ».

выставка **НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2015**
Нижневартовск, 25–27 ноября
SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России. Проводится в рамках празднования 50-летия Самотлорского месторождения.

выставка **ТРУБЫ И ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ НЕФТЬ. ГАЗ. ЖКХ**
Москва, 25–27 ноября
TRUBOSYSTEM.RU

Цель — повышение надежности и безопасности магистральных, технологических, промысловых трубопроводов, инженерной инфраструктуры ЖКХ и газораспределения.

конференция **ОПТИМАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЭ, ОРЗИД, ВСП.**
Пермь, 26 ноября
KONFERENC-NEFT.RU

Обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

конференция **ЮБИЛЕЙНЫЙ X НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ**
Санкт-Петербург, 26–27 ноября
OILTERMINAL.ORG

На конгрессе обсудят ценообразование на рынке российской нефти, посетят с техническим визитом терминал НОВАТЭК Усть-Луга и наградят лучшие нефтебазы России, СНГ и Балтии.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
МОСКВА, 8 декабря
N-G-K.RU

Запланировано обсуждение программы импортозамещения и локализации технологий и оборудования для шельфовых проектов.

рейтинг **ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЙТИНГ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ**
Москва, 9 декабря
CREONENERGY.RU

Вторая церемония объявления итогов рейтинга экологической ответственности российских нефтегазовых компаний, реализуемого группой CREON и WWF Russia.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ ЭНЕРГО**
Оренбург, 17–19 февраля
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

ГОДОВОЙ ПЛАН — http://runeft.ru/activity/

TABLE OF EVENTS NOVEMBER 2015-MAY 2016

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Волгоград, 25–27 февраля
REGIONEX.RU

Место встречи крупнейших нефтяных компаний, поставщиков оборудования и услуг для нефтегазовой отрасли, специалистов-нефтяников.

конференция **МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ**
Ижевск, 2–3 марта
KONFERENC-NEFT.RU

Цель — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Новый Уренгой, 2–3 марта
EXPONET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

выставка **ТЕРРИТОРИЯ NDT 2016**
Москва, 2–4 марта
EXPO.RONKTD.RU

Ежегодный форум средств и технологий неразрушающего контроля. Отраслевые круглые столы «НК в промышленности».

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП**
Москва, 10–11 марта
VOSTOCKCAPITAL.COM

В серии круглых столов примут участие генеральные и технические директора предприятий сектора «даунстрим», ведущие поставщики оборудования и технологий, инжиниринговые компании.

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 15–17 марта
EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конгресс **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2016**
Москва, 16–18 марта
VOSTOCKCAPITAL.COM

Более 250 представителей органов власти, компаний-операторов крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-проектов, российских и международных потребителей, поставщиков технологий и оборудования.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва17марта
N-G-K.RU

Задача мероприятия — формирование прозрачной и открытой системы выбора поставщиков нефтегазовых компаний в условиях реализации программы оптимизации затрат.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**
Красноярск, 21–23 марта 2016
EASTSIB-OIL-GAS.COM

На повестке рассмотрение проектов развития нефтегазовых месторождений Восточной Сибири с точки зрения целого комплекса задач — от геологоразведки и добычи до транспортировки и переработки.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Сочи, 21–26 марта
CONF3.OILGASCONFERENCE.RU

Проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Строительство промысловых и магистральных трубопроводов, техника и технология ГНБ.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ Сочи, 4–9 апреля**
CONF5.OILGASCONFERENCE.RU

Политика государства в области современных требований к метрологическим службам. Проблемы импортозамещения в приборах контроля, измерения и автоматизации.

конференция **ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОНАУК**
Санкт-Петербург, 11–14 апреля
EAGE.RU/RU/CONFERENCES

Темы конференции охватывают основные направления развития наук о Земле, а также вопросы охраны окружающей среды и экономики.

АРМАТУРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ФОРУМ
Москва, 12–14 апреля
VALVE-FORUM.RU

Основная тема — стандартизация в российском арматуростроении, технические требования к трубопроводной арматуре в нефтегазовой, энергетической и химической отраслях.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 12–14 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 18–21 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

16-ая международная выставка «НЕФТЕГАЗ-2016» и III Национальный нефтегазовый форум. Ключевые события отрасли теперь на одной площадке.

семинар
ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ
Казань, 18 мая
KONFERENC-NEFT.RU

Совершенствование и оптимизация эксплуатации УШГН, УШВН, УЭДН и УЭЦН малой производительности. Энергоэффективные технологии для скважин, оборудованных УЭЦН и ШГН.

выставка **ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ**
Москва, 20 мая
RPI-CONFERENCES.COM

Разведка и дальнейшая эксплуатация выявленных нефтяных и газовых месторождений: программы работ ведущих компаний. Шельфовые проекты Южных, Арктических и Дальневосточных морей.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 24–27 мая
BVKEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

24-27 мая

ufi Approved Event

Российский союз выставок и ярмарок

XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии

Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ

БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

15-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

12-14 апреля 2016

Спорткомплекс "Атырау"

Атырау, Казахстан

Find out more at
www.oil-gas.kz

ORGANISED BY ITECA
ITECA ITE
PART OF THE ITE GROUP

N-G-K.ru

Нам 10 лет!

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

8 декабря 2015

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

---

17 марта 2016

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

---

24 мая 2016

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

Сентябрь 2016

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

Октябрь 2016

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

Новые встречи – новые возможности! n-g-k.ru

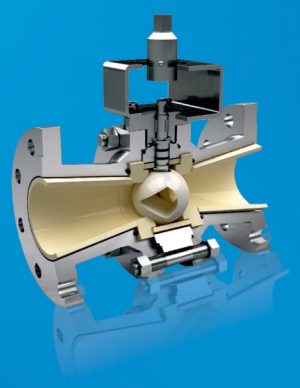
ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЕНСОР ПЛЮС

Официальный поставщик продукции ООО НПП СЕНСОР

Россия, Пензенская область, г. Заречный, ул. Братская, 10
+7 (841-2) 999-021 многоканальный
e-mail: td-sensor@mail.ru
www.td-sensor.ru

О КЕРАМИКЕ



Про арматуру с проточной частью из инженерной керамики написано довольно много. Керамика — это один из самых прочных материалов в мире. Прочность керамики во много раз превышает молибденосодержащую нержавеющую сталь и даже титановые сплавы. Также отличительная особенность керамики — это стойкость к коррозии и истиранию. Керамика стойка к большинству минеральных кислот и других химически агрессивных соединений. Эти характеристики делают керамику наиболее подходящим материалом для подобных сред.

Взяв за основу опыт одной из старейших, среди производителей арматуры с керамической проточной частью, компании Fujikin Inc (Япония) шаровой кран Phoenix с проточной частью из керамики, специалисты нашей компании разработали свой модельный ряд выпускаемых керамических запорных и регулирующих кранов КЗРш диапазоне условных проходов DN 15–150 мм как с ручным, так и с пневмо- и электроприводом. Рабочие параметры на основные модели ограничены максимальной температурой 250°С и давлением 2,5 МПа. Наибольшее распространение в кранах нашла керамика на основе оксидов алюминия и циркония. Эти материалы показали себя как наиболее удобные в производстве и оптимальные по цене.

УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИИ

Арматура типа КЗРш — это шаровой кран с керамическими компонентами для выполнения функций открытия/закрытия, а также регулирования в условиях абразивных, коррозионных сред, наиболее предпочтителен для суспензий. Принцип работы основан на плавающем шаре. Седла закреплены неподвижно. Шар имеет предопределенный люфт, при запирании его прижимает разницей давлений к седлу и герметизирует проход. Угловое положение шара между 0 и 90° определяет поперечное сечение отверстия. Геометрическая форма отверстия шара определяет рабочую функцию и регулирующую характеристику. Кран состоит из 3 частей, благодаря чему возможна корректировка крана относительно трубопровода, оптимизирование поточных и регулирующих характеристик. Арматура поставляется как для ручного управления так и снабженная редуктором, пневматическим, электрическим или гидравлическим приводом. Установка привода реализуется при помощи соответствующего адаптера. Запорным приводом могут быть все стандартные виды приводов. Специальные решения также возможны.

СТАНДАРТНЫЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Угольные электростанции: установки ликвидации серных соединений в отработанных газах (REA)
- Дозирование известкового молока для REA-установки
- Дозирование гипсовой суспензии для Гидроциклона
- Регулирование подачи воды для процесса

Установка сжигания мусора
- Дозирование подачи Hcl-водного моющего раствора (предварительная мойка)
- Дозирование подачи известкового молока к абсорберу (pH-регулирование, ликвидация серных соединений)

Производство пигментов
- Дозирование подачи TiO2-раствора с серной кислотой
- Подготовка разбавленных кислот

Горная промышленность
- Дозирование медной суспензии с кислотной смесью

Химия
- Альтернатива к арматуре с PTFE / PFA-поверхностным слоем в абразивных средах.
- Альтернатива к арматуре из специальных материалов таких как Hastelloy, титан и т.д.

Уважаемые коллеги, друзья!

Поздравляю Вас с самым волшебным и долгожданным праздником — Новым Годом!

Желаю Вам успехов во всех делах, финансового благополучия, много улыбок и крепкого здоровья! Пусть наступающий 2016 год принесет Вам много радости и долгих лет жизни!

Генеральный Директор ООО «Сенсор плюс»
Кердоль Николай Владимирович

Выставка проводится при поддержке:
Президента Республики Татарстан, Правительства Республики Татарстан,
Министерства Промышленности и Торговли РТ, Министерства экологии и природных ресурсов РТ,
ТПП РФ, ТПП РТ, Академии Наук Республики Татарстан,
Администрации Альметьевского района и города Альметьевск

19–21 ОКТЯБРЯ 2016

XV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК

TATNEFT

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 350-13-85, new-m@mail.ru