№5 (51) СЕНТЯБРЬ 2016

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

Перспективное планирование разработки месторождений

РОСНЕФТЬ

Термохимические обработки скважин

ЛУКОЙЛ

Влияние анизотропии пласта на циклическое заводнение

НОВАТЭК

Сравнение методик моделирование ГРП

Юрхаровское НГКМ — инновации при освоении Севера

ТАТНЕФТЬ

Цепной привод для малодебитных скважин

Пенокислотный состав для добычи нефти из карбонатных коллекторов

НГДУ «Альметьевнефть»: система управления фондом скважин

Самотлорское месторождение — мониторинг энергетического состояния

Available on the App Store

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

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

Дорогие коллеги!

От всей души поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем работника нефтяной и газовой промышленности. Желаю вам быть и оставаться всегда в добром здравии и хорошем настроении. Пусть успех всегда будет постоянным попутчиком и отражением вашей деятельности. Удачи вам и смелых решений!

С уважением, генеральный директор
ООО «ТД «НКМЗ»
Риад Джахидович Джафаров

MONOTECH

Пакерно-якорное оборудование,
клапаны и скважинная оснастка

MULTITECH

Многопакерные компоновки
для нефтяных скважин

FRACTECH

Оборудование и компоновки
для проведения гидроразрыва пласта

GAZTECH

Оборудование для газовых
и газоконденсатных
скважин

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (51) сентябрь 2016

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа № 08-16/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 05.09.2016
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча 15

А.В. Подшибякин, А.В. Курасов, А.С. Гимпу
Комплексное освоение Севера России на примерене Юрхаровского НГКМ 15

В.К. Миллер, Н.С. Булдакова, О.А. Овечкина, Л.Г. Тощевиков
Влияние термохимических обработок скважин с целью удаления парафиноотложений на коррозию нефтепромыслового оборудования 18

П.И. Елисеев, А.Н. Шорохов, А.В. Языков , П.М. Команько. Сравнительный анализ методик геомеханического моделирования гидравлического разрыва пласта 23

М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, М.Ф. Калачев. Малозатратный цепной привод ПЦ-30 28

А.Ю. Дмитриева, М.Х. Мусабиров, Э.М. Абусалимов, Н.М. Мусабирова, В.В. Гаврилов
Инновационная технология пенокислотной ОПЗ для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов в ПАО «Татнефть» 32

П.В. Пятибратов, А.Р. Аубакиров. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения 37

Газовые двигатели Arrow для станков-качалок 40

Н.В. Шупик, И.М. Индрупский. Повышение эффективности выработки запасов в низкопроницаемых пластах на основе вертикально-латерального заводнения 41

П.А. Саблин Пружинные фильтры для УШНГ и УЭЦН 46

И.С. Копейкин, А.В. Лягов А.Н. Замараев. Пакер, применяемый в открытом стволе нефтегазовых скважин, для проведения различных геолого-технических мероприятий 50

А.А. Чусовитин, А.С. Тимчук, О.В. Фоминых, А.С. Самойлов
Мониторинг разработки газонефтяной зоны пластов АВ Самотлорского месторождения с применением цифровых фильтрационных моделей 54

Газовая промышленность 58

Р.А. Махмутов, Д.О. Ефимович
Оптимизация процесса регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера 58

М.Г. Ложкин. Дренирование керна при определении его относительной фазовой проницаемости методом совместной стационарной фильтрации 60

О.Б. Арно, А.В. Меркулов, А.К. Арабский, С.П. Ильин, С.А. Кирсанов, О.С. Гацолаев
Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений 62

Компрессоры 66

А.К. Акулов. Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции 67

Секрет успеха АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» – в его коллективе 71

Промышленная безопасность 74

Блочные алюминиевые понтоны для резервуаров БПА 200-50000 74

Совершенствование системы пожарной безопасности нефтяных резервуаров 75

КИПиА

Автоматизация 77

О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов, А.В. Кузьмина
Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть» 77

Измерительные приборы 82

«Электроприбор»: «Все параметры сети под контролем!» 84

Кабельная продукция 87

ООО «ЭМ-КАБЕЛЬ» — приоритет на инновации! 87

Мероприятия 88

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
5 (51) september 2016

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

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

ISSUE DATE:
05.09.2016

CIRCULATION:
10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Oil production 15

Veronika K. Miller, Nadezhda S. Buldakova, Olga A. Ovechkina, Lev G. Toschevikov Influence of thermo-chemical treatment of wells to remove paraffin corrosion of oilfield equipment 18

Petr I. Eliseev, Aleksei N. Shorokhov, Alexey V. Yazkov, Pavel M. Komanko Comparing analysis for different approaches of geomechanical modeling to design hydraulic fracturing 23

Alina Yu. Dmitrieva, Munavir Kn. Musabirov, Eduard M. Abusalimov, Natalia M. Musabirova, Victor V. Gavrilov. Innovative foam-acid technology of bottom-hole area for intensification of oil production from carbonate reservoirs in PJSC "Tatneft" 32

Petr V. Pyatibratov, Artur R. Aubakirov. Assessing the impact of reservoir permeability anisotropy on the cyclic waterflooding effectiveness 37

Natalia V. Shupik, Ilya M. Indrupskiy. Improving oil recovery from inhomogeneous low-permeable reservoirs by vertical-lateral waterflooding 41

Ilya S. Kopeikin, Alexander V. Lyagov, Arkady N. Zamaraev. Packer for using in open-hole oil and gas wells for various geological and technical measures 50

Alexander A. Chusovitin, Alexander S. Timchuk, Oleg V.Fominykh, Alexander S. Samoylov Monitoring the development of gas-oil layers of area AB Samotlor field on the basis of hydrodynamic models 54

Gas industry 58

Rustam A. Makhmutov, Dmitriy O. Efimovich Optimization of methanol regeneration process on the fields of the Far North 58

Mikhail G. Lozhkin Core draining while defining its relative phase permeability with a method of joint steady-state filtration 60

Oleg B. Arno, Anatoliy V. Merkulov, Anatolii K. Arabskiii, Sergey P. Il'in, Sergey A. Kirsanov, Oleg S. Gatsolaev. System for operational geological and technological control and potential planning of field development 62

INSTRUMENTATION AND CONTROL

Automation 77

Oleg .V. Denisov, Ruslan G. Girfanov, Alexandra V. Kuzmina The development of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almetyevneft Oil and Gas Production Department) 77

Activities 88

Оборудование и решения для нефтегазовой промышленности

ГЕА выпускает центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов.
Имея собственное производство в России, ГЕА выпускает дожимные компрессорные станции, блоки охлаждения и подготовки газа, модульные холодильные установки, решения для реализации программы газомоторного топлива в России. Компания осуществляет шефмонтаж, пусконаладку и полное сервисное обслуживание оборудования в режиме 24/7 на протяжении всего срока службы.

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

GEA engineering for a better world

gea.com

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة

Under the patronage of H.H. Sheikh Khalifa Bin Zayed Al Nahyan, the President of the United Arab Emirates

ADIPEC أديبك

The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference

7-10 November 2016

Host

أدنوك ADNOC

STRATEGIES FOR THE NEW ENERGY LANDSCAPE

Keynote Speaker

Rex W. Tillerson
Chairman & Chief Executive Officer
Exxon Mobil Corporation

Keynote & Opening Ceremony Speaker

Dr Sultan Ahmed Al Jaber
Group Chief Executive
ADNOC

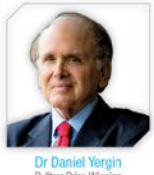
WORLD'S LARGEST TECHNICAL OIL & GAS CONFERENCE

Patrick Pouyanné
CEO
TOTAL

Bob Dudley
CEO
BP

Alexander Medvedev
Deputy Chairman, Management Committee
GAZPROM

Vicki A. Hollub
President and CEO
OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION



Dr Daniel Yergin
Pulitzer Prize-Winning
Author

Sir Richard Shirreff
Deputy Supreme Allied Commander
NATO Europe 2011-2014

Mark Garrett
CEO
BOREALIS

Jeff Miller
President
HALLIBURTON

Toshiaki Kitamura
President and CEO
INPEX/JODCO

Paal Kibsgaard
Chairman and CEO
SCHLUMBERGER

Lars Christian Bacher
Executive Vice President Development and Production International
STATOIL

4 EASY WAYS TO REGISTER AS A DELEGATE

1. Online: www.adipec.com/confreg
2. Email: adipec.delegate@dmgeventsme.com
3. Tel: +971 2 6970 517
4. Fax: +971 2 4444 383

- 1 OPENING CEREMONY & KEYNOTE SPEECH
- 3 GLOBAL BUSINESS LEADERS SESSIONS
- 2 MINISTERIAL SESSIONS
- 8 PANEL SESSIONS
- 8 WOMAN IN ENERGY SESSIONS
- 3 TOPICAL LUNCHEONS SESSIONS
- 106 TECHNICAL SESSIONS
  - HSE
  - E&P GEOSCIENCES
  - OPERATIONAL EXCELLENCE
  - DRILLING COMPLETION TECHNOLOGY
  - GAS TECHNOLOGY
  - PROJECTS ENGINEERING AND MANAGEMENT
  - FIELD DEVELOPMENT
  - UNCONVENTIONAL RESOURCES
- 8 OFFSHORE & MARINE CONFERENCE SESSIONS
- 12 SECURITY IN ENERGY SESSIONS
- 8 MIDDLE EAST PETROLEUM CLUB VIP SESSIONS
- 3 INDUSTRY BREAKFAST SESSIONS

WHAT TO EXPECT DURING THE 4 DAYS OF ADIPEC?

95,000+ Attendees	2,000+ Exhibiting Companies	130,000+ sqm Gross Exhibition Space
26 International Country Pavilions Exhibiting	14 National Oil Companies	15 International Oil Companies
8,500+ Delegates	700+ Expert Speakers	120 Countries

REGISTRATION FOR THE EXHIBITION IS NOW OPEN

www.adipec.com/visreg

Supported By

Official Airline: Etihad Airways

Official Travel Agent: Travel & Services

Host City: Abu Dhabi

Official Hotel: Hyatt Capital Gate Abu Dhabi

Official Media Partner: Pipeline Oil & Gas Magazine

Venue: ADNEC

Conference Organiser: Society of Petroleum Engineers

ADIPEC Organised By: dmg events global energy

Уважаемые друзья!

Сердечно поздравляю вас с Днём работников нефтяной и газовой промышленности.

Этот праздник широко отмечают в нашей стране — там, где добывают, перерабатывают нефть и газ, и, конечно, там, где потребляют конечный продукт, а это вся Россия.

ТЭК играет ведущую роль в российской экономике, определяет развитие других отраслей, а также надёжно обеспечивает поставки энергоносителей в Европу и Азию. Из нефти и газа производят самую разную продукцию — от бензина и битума для асфальта до одежды, детских игрушек, парфюмерии, бытовой химии и медицинских препаратов. Во многом от вас, газовиков и нефтяников, зависит благополучие страны, уровень жизни людей.

Очень важно, что вы постоянно повышаете эффективность своей работы, активно внедряете инновационные технологии разведки и бурения, привлекаете инвестиции для реализации перспективных проектов, в том числе совместно с крупными международными компаниями.

Уверен, что свой профессиональный праздник вы по традиции встречаете новыми трудовыми достижениями.

Желаю вам дальнейших успехов, а ветеранам отрасли — крепкого здоровья и всего наилучшего.

Председатель Правительства
Российской Федерации
Д. Медведев

Уважаемые коллеги!
Дорогие друзья!

Поздравляю вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

К этому профессиональному празднику мы подошли с высокими результатами. Энергетика продолжает оставаться определяющей частью российской экономики, уверенно обеспечивая как внутренние потребности страны в энгергоресурсах, так и выполнение экспортных обязательств.

Наша страна занимает первое место в мире по добыче нефти и газового конденсата, второе место по производству газа. По экспорту, несмотря на жесточайшую конкуренцию, Россия сохранила лидирующие позиции на мировом рынке.

Российская энергетика сегодня — динамично развивающаяся отрасль, мощный пусковой механизм инновационных процессов — как внутри самой отрасли, так и в смежных отраслях.

По прогнозам экспертов, спрос на нефть и газ в ближайшие десятилетия продолжит расти. И Россия сегодня — это один из наиболее конкурентоспособных производителей углеводородов в мире.

Мы по-прежнему ставим перед собой самые амбициозные цели. Сегодня наши усилия направлены, прежде всего, на удержание лидирующих позиций отечественного ТЭКа на мировых рынках и в системе российской экономики. Высокую конкурентоспособность на мировых рынках нельзя сохранить без повышения энергоэффективности отраслей, реализации программ по импортозамещению, подготовки высокопрофессиональных специалистов и поддержки научных школ. Также необходима модернизация и диверсификация предприятий топливно-энергетического комплекса, что позволило бы строить в Российской Федерации предприятия, производящие продукцию с высокой добавленной стоимостью. И все эти задачи мы будем последовательно решать.

Самые добрые слова хочу сказать в адрес ветеранов энергетики, чьим самоотверженным трудом формировался мощный фундамент отечественного ТЭКа, и которые сегодня являются нашими бесценными помощниками, помогающими растить себе достойную смену, передавая новому поколению энергетиков свой опыт и мастерство. Мы должны бережно хранить богатые традиции вашей профессии, память о замечательных победах и достижениях наших предшественников.

Желаю всем работникам отрасли крепкого здоровья, успешной работы на благо России. Счастья и благополучия вашим семьям! С праздником вас, дорогие друзья!

Министр энергетики
Российской Федерации
А.В. Новак

Дорогие друзья!

Поздравляю вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Отрасль, которую мы представляем, является стратегической для экономики страны. Сегодня государство, как никогда, нуждается в нашей поддержке, опыте и профессионализме. За 25 лет работы коллектив ПАО «ЛУКОЙЛ» доказал свою эффективность. Вместе мы способны реализовать любые, даже самые смелые проекты.

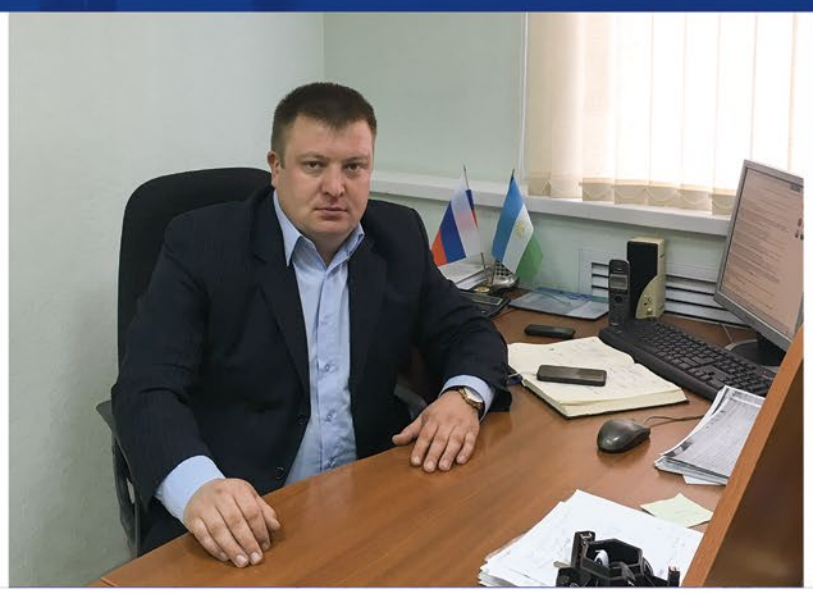
Юбилейный для Компании год отмечен целым рядом значительных достижений. Полностью завершив масштабную модернизацию всех нефтеперерабатывающих заводов, мы первыми в Российской Федерации исполнили свои обязательства перед федеральными органами исполнительной власти. Мы приступаем к промышленной эксплуатации уникального нефтегазоконденсатного Пякяхинского месторождения на Ямале. Запланирован пуск крупнейшего из открытых в России за последние 25 лет месторождения им. В. Филановского в Каспийском море. Ряд новых энергетических объектов вводятся в Республике Коми. Продолжается активное развитие наших зарубежных апстрим и даунстрим-проектов.

Выполняя производственные задачи, Компания, тем самым, способствует успешному решению социальных вопросов в регионах своего присутствия: создаются новые рабочие места, развивается инфраструктура городов, повышается комфорт и благосостояние граждан.

Все это становится возможным благодаря слаженной работе трудовых коллективов организаций Группы «ЛУКОЙЛ», наших подрядных и сервисных организаций.

Впереди у нас еще много свершений, открытий, значимых проектов. От всего сердца желаю вам новых производственных успехов, здоровья, семейного благополучия и счастья, а Компании — процветания!

Президент ПАО «ЛУКОЙЛ»
Вагит Алекперов



BASHNEFTEHIM
БАШНЕФТЕХИМ

От своего имени и от компании ООО «Башнефтехим» спешу поздравить с днем работника нефтяной и газовой промышленности.

Хоть и не относится к календарным, праздник работников нефтяной, газовой и топливной промышленности вызывает бесспорное уважение. Кто из нас сможет хотя бы сутки, другие обойтись без всех благ, которые обеспечивают эти люди? Несмотря на то, что профессия отважного покорителя недр Земли существует века, праздник этот совсем молодой, отмечается с 1 октября 1980 года в первое воскресенье сентября.

Государство не могло не отметить собственным днем тех, кто обеспечивает один из самых главных источников дохода страны, работу, без преувеличения, всех предприятий и организаций. Приветственные слова президента страны и поздравления в СМИ обязательно звучат в честь нефтяников и газовиков в первое воскресенье сентября. Время очень подходит: дети начинают учебу, открываются миллионы детских учреждений и наступает пора подумать о новом отопительном сезоне.

В День работников нефтяной и газовой промышленности сердечно поздравляем всех тружеников, которые обеспечивают нас теплом, светом, энергией, да и не только этим. Представить нашу современную жизнь без нефти, бензина и газа просто невозможно. Нефть и газ для нас сейчас — это жизнь. Но нелегка работа тех, кто трудится в этих отраслях производства. Неоднократно многие труженики, добывающие нефть и газ, рискуют своей жизнью и здоровьем. Можно только выразить восхищение мужеством и смелостью, решительностью и находчивостью, стойкостью, терпением этих незаурядных людей. Желаем здоровья, душевного покоя, семейного благополучия. Пусть свет любви и счастья не покидает ваш дом никогда.

С наилучшими пожеланиями,
директор компании ООО «Башнефтехим» **Файзуллин Мурат Габдуллович**
www.bashneftekhim.ru

Уважаемые работники и ветераны НГДУ «Азнакаевскнефть»!

От лица компании и от себя лично сердечно поздравляю Вас с 60-летием образования НГДУ «Азнакаевскнефть».

Сегодня НГДУ «Азнакаевскнефть» одно из лучших нефтегазодобывающих компаний, где работают настоящие профессионалы своего дела.

Такой успех — это результат огромного труда всех сотрудников компании, их постоянного стремления к совершенству, таланта и умения реализовывать проекты любой сложности. От всей души желаю всему коллективу НГДУ «Азнакаевскнефть» здоровья, новых свершений, дальнейшего процветания и благополучия.

Пусть удача всегда сопутствует Вам и Вашей компании, а всем сотрудникам и их семьям хочется пожелать — крепкого здоровья, удачи и простого человеческого счастья.

С праздником вас, дорогие друзья!

С уважением,
директор ООО «УК «Система-Сервис» Мухамадеев И.Р.

УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ
СИСТЕМА•СЕРВИС

Дорогие коллеги, уважаемые труженики нефтегазовой отрасли России!

Примите мои сердечные поздравления с профессиональным праздником.

Топливно-энергетический комплекс России традиционно является основной движущей силой развития страны. Освоение природных богатств нашей страны всегда давало мощный импульс развитию регионов, укреплению промышленности и росту благосостояния народа. История ТЭК полна достижений и прорывов, примеров трудового героизма и приверженности своей профессии.

Находясь в тесном контакте с нашими Заказчиками и Партнерами, мы видим, сколько усилий и зачастую уникальных решений требует каждодневный труд нефтяников и газовиков.

Выражаем Вам слова благодарности за неоценимый вклад в экономику страны и освоение просторов нашей Родины.

Желаем крепкого здоровья, семейного счастья и благополучия, мирного неба над головой, новых воодушевляющих достижений и душевного праздничного настроения!

Генеральный директор
ООО «ТДВ Евразия»
А.А. Жердев

Комплексное освоение Севера России на примере Юрхаровского НГКМ

А.В. Подшибякин
первый заместитель генерального директора — главный инженер

А.В. Курасов
заместитель генерального директора по бурению — начальник управления

А.С. Гимпу
заместитель главного инженера по производству

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», Новый Уренгой, Россия

Экстремальные природно-климатические условия и значительные капитальные затраты на создание производственной и транспортной инфраструктуры усложняют задачу комплексного освоения новых нефтяных и газовых месторождений в труднодоступных регионах Севера. Тем не менее, как показывает опыт ведущих российских недропользователей, эффективная разработка таких труднодоступных месторождений вполне возможна при условии внедрения инновационных решений, подходов и технологий на всех этапах освоения. На примере освоения Юрхаровского НГКМ рассмотрим, какие российские технологические достижения успешно апробируются.

Геологоразведка

Целевые объекты разработки Юрхаровского НГКМ располагаются в основном под акваторией Тазовской губы. Юрские отложения имеют сложное сейсмогеологическое строение, залегают на глубинах более 4000 м. Поэтому, лишь задействовав широкий арсенал современных методов геологоразведки (морской, сухопутной и транзитной сейсморазведки, электроразведки) и обработки данных, можно получать достоверные результаты.

При проведении геологических изысканий на Юрхаровском НГМК реализована интеграция всех видов геологоразведки, что позволило построить точную единую модель месторождения.

На **первом этапе** проводились летние морские сейсмические исследования в акватории с применением технологий плавающей и донной кос (с многокомпонентной регистрацией сейсмического сигнала) в зависимости от глубины водного слоя (в 2D и 3D).

Морскую часть исследований проводили современные суда, плавсредства для мелководья, оснащенные оборудованием возбуждения и регистрации сейсмических сигналов.

3D сейсморазведка в акваториях реализована с использованием радиотелеметрической аппаратуры с регистрацией на донные двухкомпонетные (Z — геофон + гидрофон) приемники сейсмических сигналов (для возбуждения применялись экологически «чистые» воздушные пушки). Система наблюдения — ортогональная с кратностью перекрытия по ОСТ 60-200. Приемные расстановки располагались с выходом на урез воды для возможности последующей стыковки с данными сейсморазведки транзитных зон.

На **втором этапе** выполнены зимние наземные полевые работы 3D. Для возбуждения сейсмических сигналов использовались взрывные источники, обладающие наилучшими характеристиками для решения сложных геологических задач. В водоохранной (переходной) зоне, где запрещено использование взрывов, были задействованы невзрывные источники импульсного и вибрационного типа. При этом приемные линии «выходят» на лед для наилучшего сопряжения с данными морской сейсморазведки.

Совместно с подрядными организациями разработан и реализован уникальный комплекс исследований в транзитной зоне, позволивший получить на Юрхаровском лицензионном участке непрерывный куб данных 3D. Аналогичных работ в полярных районах не реализовывала ни одна российская нефтегазодобывающая компания.

Также впервые в условиях Крайнего Севера прошли апробацию инновационные технологии многоволновой и «пассивной» сейсморазведки (сейсмическая локация очагов сейсмической эмиссии). С их помощью получены прямые данные о флюидонасыщении глубоких интервалов разреза.

В результате проведения геологоразведочных работ построены прогнозные объемные модели литологического состава и коллекторских свойств продуктивных пластов, выделены перспективные объекты в юрских отложениях. На основании оценки ресурсной базы углеводородов в мае 2016 г. начато бурение разведочной скважины №135 на Западно-Юрхаровском участке недр. В 2017 г. планируется провести испытание и подсчет запасов.

Бурение скважин сверхсложного профиля

Специфика Юрхаровского месторождения — 95% его площади расположено в акватории Тазовской губы — потребовала найти и задействовать неординарные решения. Особое внимание было уделено выбору правильной технологии бурения и соответствующему оборудованию. В результате был реализован ряд инновационных и рентабельных решений по всему спектру бурения скважин, которые без преувеличения можно назвать «скважинами сверхвысокой сложности».

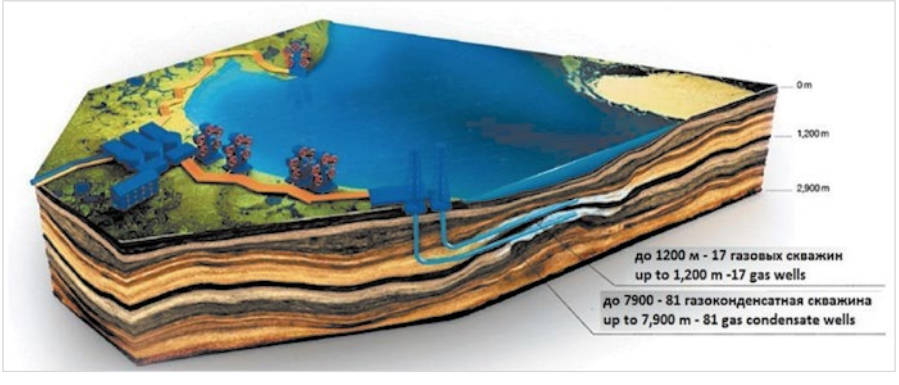
Предложенная модель освоения предусматривает разбуривание морской части месторождения с суши с применением горизонтальных скважин большого диаметра и многозабойных горизонтальных скважин.

Строительство горизонтальных скважин позволило повысить эффективность разработки и освоения запасов месторождения в целом за счет снижения общего количество скважин (одна скважина вскрывает до 7 пластов), и минимизировать капитальные вложения, а также осуществить равномерную выработку запасов по пластам.

В среднем диаметр эксплуатационной колонны горизонтальных скважин достигает 245 мм, длина ствола — 8,5 км, а длина горизонтальной секции — 1,5 км. В 2014 г. на месторождении построена скважина №233 с длиной по стволу 8,5 км, отходом от устья в 7 км.

Специально для бурения на ЮНКГМ были спроектированы и построены уникальных буровые установки максимальной грузоподъемностью 450 т. С целью повышения экологической безопасности бурение велось безамбарным способом.

Еще одним из новаторских решений было применение роторных управляемых систем (РУС). Их тестирование началось в 1990-е гг. в нефтегазовой отрасли. Для того времени



Модель Юрхаровского НГКМ

это был технологический прорыв, однако в силу относительной дороговизны данные системы использовались только на отдельных технически сложных проектах. Начиная с 2000-х гг., РУС становятся все более популярными и находят широкое применение благодаря значительному удешевлению технологии.

Основная сфера их применения — наклонно-направленные и горизонтальные скважины, либо скважины, имеющие сложный профиль. По мере увеличения глубины скважины растут и силы трения, возникающие между бурильными трубами и стенками скважины. Эти трение затрудняет управление классическими компоновками с винтовыми забойными двигателями (либо двигателями турбинного типа). При использовании РУС силы трения за счет постоянного вращения компоновки бурильных труб многократно снижаются, создавая условия для эффективного выноса шлама, что, в свою очередь, позволяет минимизировать риски прихвата комплекса низа бурильной колонны.

Впервые роторная управляемая система была апробирована на месторождении в 2009 г. Это был пилотный проект, преследующий две основных цели: во-первых, построить скважину с забоем, превышающим 5000 м (по стволу), и, во-вторых, оценить применимость РУС к условиям месторождения.

После строительства скважины за счет многократного увеличения механических скоростей бурения существенно снизились сроки бурения. В дальнейшем это дало возможность оптимизировать капитальные затраты на строительство.

Особую трудность при комплексном освоении Юрхаровского НГКМ представляла разработка ряда отдаленных участков. Инженеры «НОВАТЭКА» рассмотрели несколько потенциально возможных вариантов решения проблемы, в том числе:

1) создание искусственного (насыпного) острова в Тазовской губе;
2) освоение отдаленных участков скважинами, построенными с самоподъемных плавучих буровых установок (Jack up);
3) вовлечение в разработку удаленных участков с правого берега.

Проанализировав все возможные варианты с точки зрения инвестиционной и экологической составляющих, а также сроков получения результатов, и учитывая уже имеющуюся инфраструктуру месторождения, было принято решение о строительстве скважин с апробацией технологии ERD-бурения с большим отходом от вертикали.

На сегодняшний день бурением ERD-скважин на территории России также занимаются ПАО «ЛУКОЙЛ» (на месторождении им. Юрия Корчагина, шельф Каспийского моря); ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» — дочерняя компания НК «Роснефть» (на морской части нефтегазового месторождения Одопту, о. Сахалин); совместный проект ПАО «Газпром», концерна «Шелл», группы Компаний «Мицуи» и группы компаний «Мицубиси» — «Сахалин Энерджи» (на северо-восточном шельфе острова Сахалин).

Как показывает мировая практика, в основном ERD-скважины строятся на морских проектах. Опыт, реализованный на Юрхаровском месторождении, уникален, прежде всего, для Ямала: строительство сверхсложных скважин производилось с береговой части месторождения. Для выполнения столь сложной задачи было необходимо пересмотреть подход к их планированию и проектированию, не менее важно было выработать культуру производства работ, аналогичную морским проектам.

В процессе реализации проекта строительства ERD–скважин был достигнут рекорд по самой протяженной скважине на материковой части РФ — пробурена скважина с окончательным забоем по стволу 8494 м.

Строительство ERD-скважины на Юрхаровском НГМК дало возможность:

1. Ввести в разработку удаленные залежи месторождения;
2. Осуществить одновременную эксплуатацию одной скважиной нескольких пластов, входящих в объект разработки, и обеспечить равномерное дренирование запасов данных пластов;
3. Предотвратить образование глубоких депрессионных воронок при кустовом размещении скважин;
4. Ввести в эксплуатацию маломощные пласты, разработка которых нерентабельна наклонно-направленными скважинами;
5. В целом повысить эффективность разработки и освоения запасов месторождения, оптимизировать как инвестиционную, так и операционную составляющие затрат.

Для снижения рисков возникновения нештатных и аварийных ситуаций при бурении также производился непрерывный расчет устойчивости стенок скважины; были разработаны специальные буровые растворы на углеводородной основе.

Автономное энергоснабжение

В 2015 г. на ЮНГКМ введена в строй газотурбинная электростанция мощностью 2,5 МВт, что создало надежный плацдарм для энергонезависимости месторождения. Использованию автономных источников электроснабжения позволило отказаться от строительства дорогостоящей воздушной линии электропередачи (ВЛ).

Так, функционирование контрольных пунктов (КП) информационно-управляющей системы линейной телемеханики (ИУС ЛТК) конденсатопровода «Юрхаровское месторождение — Пуровский ЗПК» (общая длина более 300 км) обеспечиваются энергией ветрогенераторами (64 ед., максимально выдаваемая мощность — до 46,5 кВт) в комбинации с солнечными панелями (640 ед., максимально выдаваемая мощность — 108,5 кВт).

Каждый контрольный пункт телемеханики оборудован 10-ю солнечными модулями мощностью по 175 Вт — в качестве основного источника электроэнергии. Вторым основным источником электроэнергии для неэлектрифицированных является ветрогенератор мощностью 750 Вт.

В энергосистеме также предусмотрен резервный источник питания, используемый при отсутствии поступления электроэнергии с солнечных модулей и ветрогенератора — блок аккумуляторов мощностью 800 А/ч, отвечающий за полноценную работу системы телемеханики контрольного пункта до 10 дней.

Бурение ERD скважин *ERD (extended reach drilling) – бурение с увеличенным отклонением (отходом) от оси скважины*

Автономные источники энергии

За 7 лет эксплуатации оборудование продемонстрировало высокий уровень эксплуатационной надежности вне зависимости от климатических условий окружающей среды. За период эксплуатации с 2010 г. не зафиксировано ни одного сбоя, который бы привел к отказу контроля технологических параметров, не зафиксировано ни одного отказа солнечных модулей.

Использование экологически чистых возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (что особенно актуально в условиях Крайнего Севера) дало 200% экономию на капитальных затратах при строительстве. При этом затраты на текущую эксплуатацию ИУС ЛТК оказались существенно ниже ожидаемых.

Производство и транспорт

В апреле 2010 г. на Юрхаровском НГКМ в эксплуатацию введена установка по производству синтетического метанола, применяемого в процессе подготовки газа в качестве ингибитора гидратообразования. Благодаря производству реагента из добываемого природного газа непосредственно на месте — на месторождении удалось полностью отказаться от его закупок, снизило операционную себестоимость добычи и минимизировало экологические риски, связанные с доставкой химически активного продукта (метанол является токсичным ядом) по акваториям северных рек. При строительстве использованы устойчивые к коррозии марки стали и более эффективные типы компрессоров контактного газа.

В настоящий момент на Юрхаровском НГКМ производится 52,5 тыс. т метанола ежегодно. Избытки метанола направляются на другие месторождений ОАО «НОВАТЭК». Апробированной технологией заинтересовалось ОАО «Арктикгаз» — компания построила установку для получения метанола производительностью 50 тыс. т/год для собственных нужд.

На установках низкотемпературной сепарации газа используются турбодетандерные агрегаты на магнитных подвесах. С их помощью осуществляется максимальное извлечение жидких углеводородов из природного газа. За счет улучшенной конструкции установок можно полностью отказаться от системы маслообеспечения. К тому же подвесы хорошо адаптированы к эксплуатации в агрессивной среде и при экстремально низких температурах Крайнего Севера.

Еще один из интересных реализованных проектов — увеличение пропускной способности конденсатопровода до 60% без строительства насосных станций. Экономический эффект —сокращение капитальных затратах более 2 млрд руб. Этого удалось достичь благодаря использованию в продуктопроводе противотурбулентной присадке (ПТП), которая снижает гидравлические потери давления по трубопроводу

Стоит отметить, что применение аналогичных присадок широко практикуется нефтегазовыми компаниями по всему миру. В условиях Крайнего Севера подобный подход реализует ООО «Газпром Переработка» на конденсатопроводе «Уренгой — Сургут».

Как показывает опыт ОАО «НОВАТЭК» при комплексном освоении Юрхаровского НГКМ, наиболее перспективными из апробированных решений, который можно рекомендовать для тиражирования другим российским нефтегазовым компаниям на Крайнем Севере являются:

- применение управляемых роторных систем в бурении;
- бурение скважин по технологии ERD;
- автономная электрогенерация;
- максимальная автоматизация и удаленное управление производственными процессами; подготовка метанола непосредственно на месторождении;
- внедрение турбодетандерных агрегатов на магнитных подвесках для эффективного сжижения газа.

Юрхаровское месторождение открыто в 1970 г. и расположено за северным Полярным кругом. Западная часть месторождения находится на Тазовском полуострове, а центральная и восточная части расположены в бассейне Тазовской губы. В соответствии с классификацией SEC запасы месторождения составляли 363,4 млрд м^3 газа и 17,2 млн. т. На месторождении имеется залежь природного газа, 19 газоконденсатных залежи и 2 нефтегазоконденсатные залежи. Основная особенность месторождения заключается в большой глубине залегания углеводородов — от 1000 до 4400 метров. Юрхаровское НГКМ — основной добывающий актив «НОВАТЭКа».

Комплексный подход к обслуживанию трубопроводов

Более 20 лет на рынке России ТДВ Евразия помогает Заказчикам достигать новых высот эффективности, предоставляя качественные решения для бесперебойной надёжной работы:

- врезки и перекрытия трубопроводов без снижения давления;
- ремонт трубопроводов без остановки перекачки;
- внутритрубная диагностика нефте- и газопроводов;
- высокотехнологичные решения для подводных трубопроводов;
- восстановление прочностных характеристик трубопроводов с помощью композитных и болтовых муфт;
- продажа оборудования, обучение персонала, высококвалифицированная сервисная поддержка.

Мы точно знаем, как это работает!

TDW

ООО «ТДВ Евразия»

142715 Московская обл. | Ленинский р-н | пос. Совхоза им.Ленина | Восточная промзона, вл. 3, стр. 1

тел.: +7 495 505 6391 | **tdw.russia@tdwilliamson.com** | www.tdwilliamson.com

УДК 622.276

Влияние термохимических обработок скважин с целью удаления парафиноотложений на коррозию нефтепромыслового оборудования

В.К. Миллер
инженер 1 кат. ОМТП
VKMiller@udmurtneft.ru

Н.С. Булдакова
к.х.н., инженер 2 кат. ОМТП
NSBuldakova@udmurtneft.ru

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

Л.Г. Тощевиков
Ведущий инженер ГКМ
LGToshevikov@udmurtneft.ru

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Российская Федерация

Утяжеленный углеводородный состав нефти (повышенное содержание парафинов, смол и асфальтенов) и обводненность добываемой продукции обуславливают присутствие осложняющего добычу фактора — образование асфальтосмолопарафиновых отложений. С целью удаления отложений в нефтепромысловом оборудовании широко применяются термохимические обработки скважин, для проведения которых используется горячая пресная вода, оказывающая влияние на коррозионные процессы металлического оборудования за счет присутствия повышенного содержания растворенного кислорода.

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений, применение системы заводнения пластов пресной и подтоварной водой сопровождаются снижением пластовой температуры, утяжелением углеводородного состава нефти и обводнением продукции скважин. Перечисленные факторы вызывают целый ряд осложнений технологического характера, одним из которых является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках нефтепромыслового оборудования (НПО) и трубопроводов. Формирование отложений способствует снижению производительности и эффективности работы скважины, приводит к выходу из строя НПО и, соответственно, требует поиска оптимальных методов борьбы с ними.

Применительно к месторождениям ОАО «Удмуртнефть» для удаления уже сформировавшихся парафиноотложений в процессе добычи обводнённой нефти, и повышения качества процессов нефтедобычи наиболее широко применяются термохимические обработки (ТХО) скважин, выкидных линий и трубопроводов, основанные на физико-химическом воздействии на АСПО. Особенно эффективен данный вид обработок в случае удаления высокоплавких высокомолекулярных отложений парафинового типа, наиболее характерных для большинства месторождений общества, когда применение углеводородных растворителей не обеспечивает требуемого уровня растворяющей способности [1, 2].

ТХО представляет собой технологическую операцию, в ходе которой применяются водные растворы ПАВ, при этом под воздействием горячей воды осуществляется расплавление АСПО, а специальные моющие реагенты обеспечивают отмыв отложений и создание однородной дисперсии, что препятствует повторному осаждению АСПО на стенках оборудования [3]. Во избежание возможных осложнений, связанных с процессами осадкообразования при контакте подтоварной и пластовой вод, для приготовления рабочего раствора реагента используется пресная вода. При этом последовательность проведения технологической операции по удалению АСПО с помощью ТХО состоит из стадий закачки расчетного объема рабочего раствора в затрубное пространство добывающей скважины при работающем насосе, на минимальной скорости подачи насосного агрегата, и последующей закачки двухкратного объема промывочной жидкости (горячей пресной воды без реагента) [4]. Учитывая тот факт, что данная вода содержит в среднем 4,7–5,8 мг/дм^3 растворенного кислорода, являющегося коррозионно-агрессивным компонентом, соответственно, при проведении обработки возможно дополнительное коррозионное воздействие на металл оборудования как рабочим раствором ТХО, так и последующими промывочными жидкостями. Помимо этого осуществляется поступление в систему растворенного кислорода при контакте пресной воды с попутно-добываемой с последующим продвижением кислородсодержащей смеси по системе нефтесбора, поскольку в ходе проведения ТХО отбора и утилизации отработанного раствора и промывочных жидкостей не происходит. Следовательно, в условиях добычи и перекачки коррозионно-агрессивных сред месторождений ОАО «Удмуртнефть», обусловленных присутствием в пластовой воде растворенных газов (H_2S, CO_2) и сульфатвосстанавливающих бактерий [5], дополнительное появление кислорода может способствовать повышению скорости коррозии стали, увеличивая вероятность предварительного отказа НПО, а также порыва выкидных линий или трубопроводов.

С целью установления возможного влияния ТХО проведен ряд лабораторных экспериментов, моделирующих непосредственный контакт металла с пресной водой и рабочим раствором реагента. Помимо этого имитировалось воздействие сероводородсодержащей пластовой воды, разбавленной пресной водой, поступающей в систему нефтесбора после проведения обработки с итоговым содержанием кислорода 1,7 мг/дм^3 (концентрация O_2 в пресной воде до разбавления — 5,1 мг/дм^3). В качестве пластовой воды использовалась модельная вода Мишкинского месторождения скв. 744 с содержанием сероводорода 80 мг/дм^3(таб. 1).

Для снижения негативного влияния пресной воды дополнительно была оценена возможность применения антикоррозионной химии как добавки к воде и рабочему раствору ТХО. В качестве реагентов были протестированы применяемые на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» ингибитор коррозии-бактерицид СНПХ-1004Р, ингибитор коррозии АЛЬПАН и поглотитель кислорода СОНОКС-1601. Концентрации ингибиторов выбраны в соответствии с используемыми рабочими дозировками реагентов на нефтяных месторождениях компании, концентрация поглотителя кислорода рассчитывалась согласно содержанию растворенного кислорода в рабочей пробе.

Критерием оценки являлось определение скорости коррозии гравиметрическим методом с использованием металлических образцов и расчет эффективности используемых реагентов [6].

Компонентный состав, мг/дм^3

Mg^{2+}	Na^+	Ca^{2+}	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2+}
901	14167	2600	28415	644	485

Таб. 1 — Модель пластовой воды Мишкинского месторождения скв. 744

В статье рассматривается оказываемое воздействие применяемой пресной воды на скорость коррозии при моделировании непосредственной обработки скважины, так и последующего контакта оборудования системы нефтесбора с кислородсодержащей пластовой водой. На основании полученных результатов предложена оптимизация проведения термохимических обработок для снижения коррозионного воздействия пресной воды.

Материалы и методы
Гравиметрический метод определения защитного действия ингибиторов коррозии.

Ключевые слова
осложнения при добыче нефти, асфальтосмолопарафиновые отложения, термохимические обработки скважин, коррозия, ингибитор коррозии, поглотитель кислорода, антикоррозионная защита оборудования

Скорость коррозии ($V_{кор}$) в мм/год вычисляли по формуле:

$$V_{кор} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau} \cdot 1{,}12$$

где m_1 — масса образца до испытания, г; m_2 — масса образца после испытания, г; S — площадь поверхности образца, м^2; τ — время испытания, ч.

Эффективность (Z) в процентах рассчитывали по формуле:

$$Z = \frac{m_1 - m_2}{m_3} \cdot 100$$

где m_1 — потеря массы образца после испытания в неингибированной среде, г; m_2 — потеря массы образца после испытания в ингибированной среде, г; m_3 — потеря массы образца после травления и обработки, г.

Полученные результаты лабораторных испытаний представлены в таб. 2.

Горячая пресная вода демонстрирует высокую скорость коррозионного разрушения металла, за счет протекающей кислородной коррозии, полученные значения практически в 2,7 раза превышают скорость коррозии стали в условиях добычи и перекачки минерализованной сероводородсодержащей пластовой воды. При контакте попутно-добываемой воды с пресной, сопровождающимся насыщением первой растворенным кислородом, наблюдается увеличение скорости коррозии.

Добавление в пресную воду антикоррозионной химии позволяет снизить оказываемое негативное воздействие, причем наибольшая ингибиторная защита наблюдается в случае применения поглотителя кислорода.

Ингибирование кислородсодержащей агрессивной промысловой жидкости с рабочей дозировкой ИК СНПХ-1004Р 25 мг/дм^3, установленной для бескислородных сред, недостаточно эффективно и позволяет снизить скорость коррозии только до уровня скорости коррозии исходной пластовой воды (0,110 мм/год). Введение в систему ингибитора кислородной коррозии марки АЛЬПАН в концентрации 50 мг/дм^3 оказывает незначительное влияние на снижение скорости коррозии металлических образцов. Применение поглотителя кислорода СОНОКС-1601 позволяет снизить скорость коррозии стальных образцов, но эффективность реагента составляет всего лишь 66,7%.

Одновременное введение в систему с пресной водой поглотителя кислорода СОНОКС-1601 и ингибитора коррозии СНПХ-1004Р позволяет достичь приемлемого уровня эффективности защиты (более 90%).

Дальнейшие экспериментальные исследования проводились с целью оптимального подбора технологических операций и выдаче рекомендаций по проведению ТХО нефтяных скважин. В качестве рабочего раствора ТХО использовался 7% раствор ингибитора парафиноотложений марки НРХ в пресной воде, применяемый на текущий момент на промысле для проведения данного вида обработок. На I этапе рабочий раствор реагента предварительно нагревали до 80°С в закрытой емкости без доступа кислорода и вводили расчетное количество поглотителя кислорода СОНОКС-1601 в товарной форме. Металлические пластины погружали в полученную систему и выдерживали при температуре 55°С при постоянном перемешивании в течение 1 часа, тем самым имитируя термохимическую обработку скважины. На II этапе образцы доставали из раствора ТХО с последующим погружением их в горячую пресную воду, предварительно нагретую до 80°С. Дозировали необходимое количество реагентов СНПХ-1004Р и СОНОКС-1601 и термостатировали при 55°С в течение 1 часа, моделируя последующее воздействие на глубинно-насосное оборудование промывочных жидкостей. На III этапе металлические пластины погружали на 6 часов в модельную пластовую воду, имитируя последующее после обработки продвижение по внутрискважинному оборудованию добываемой жидкости. Сравнительные эксперименты проводили при варьировании последовательности введения реагентов и их сочетания, в каждом случае определяли скорость коррозии металлического образца, полученные данные представлены в таб. 3.

Комплексное применение поглотителя кислорода в сочетании с ингибитором коррозии позволяет значительно снизить скорость коррозии стали, по сравнению с неингибируемыми растворами. Использование только поглотителя кислорода СОНОКС-1601 позволяет получить удовлетворительный результат, снизив скорость коррозии в 2 раза. Однако совместное использование двух реагентов нам представляется более рациональным, с той точки зрения, что ингибитор сероводородной коррозии обеспечивает пролонгированную защиту оборудования, что позволяет в одной обработке сочетать две различные технологические операции, и сократить последующие периодические механизированные антикоррозионные обработки скважин.

На основании установленных закономерностей, была определена последовательность технологических операций, позволяющая повысить эффективность антикоррозионной

Наименование пробы	Дозировка реагента, мг/дм^3			Скорость коррозии, мм/год	Эффективность, %
	Ингибитор коррозии-бактерицид СНПХ-1004Р	Ингибитор коррозии АЛЬПАН	Поглотитель кислорода СОНОКС-1601		
Горячая пресная вода	-	-	-	0,295	-
	25	-	-	0,138	53,2
	-	50	-	0,273	7,45
	-	-	65	0,057	80,7
Модель пластовой воды	-	-	-	0,110	-
	25	-	-	0,011	90,0
	-	50	-	0,087	20,9
Модель пластовой воды, разбавленная пресной водой в соотношении 2:1	-	-	-	0,240	-
	25	-	-	0,110	54,2
	-	-	20	0,080	66,7
	25	-	20	0,014	94,2
	-	50	-	0,188	24,5

Таб. 2 — Влияние горячей пресной воды на скорость коррозии металлических образцов и эффективность антикоррозионной защиты при проведении ТХО

Предварительная подготовка пластин		Скорость коррозии, мм/год
I этап (1 час, температура 60°С)	II этап (1 час, температура 60°С)	
Раствор ТХО	Пресная вода	0,545
Раствор ТХО	Пресная вода + СНПХ-1004Р (100 мг/дм^3)	0,514
Раствор ТХО + СОНОКС-1601 (15,1 мг/дм^3)	Пресная вода + СОНОКС-1601 (65 мг/дм^3)	0,263
Раствор ТХО + СОНОКС-1601 (15,1 мг/дм^3)	Пресная вода + СНПХ-1004Р (100 мг/дм^3) + СОНОКС-1601 (65 мг/дм^3)	0,300

Таб. 3 — Моделирование коррозионного процесса

защиты глубинно-насосного оборудования при проведении ТХО скважин для удаления парафиноотложений:

- осуществлять подачу поглотителя кислорода с концентрацией 65–70 г/м^3 в чистую пресную воду, до приготовления рабочего раствора ТХО;
- добавлять в последнюю промывочную жидкость ингибитор коррозии с концентрацией 100 г/м^3;

Таким образом, на основании проведенных экспериментов установлено, что одни технологические операции, для борьбы с осложняющими добычу факторами могут способствовать усилению негативного влияния других видов осложнений. Поэтому, применение в подобных случаях комплексных технологий и использование полифункциональных технологических жидкостей позволит в рамках проведения одного вида обработки достигнуть целого спектра положительных результатов.

Итоги

Предложена последовательность технологических операций, позволяющая повысить эффективность антикоррозионной защиты глубинно-насосного оборудования при проведении термохимических обработок скважин для удаления парафиноотложений.

Выводы

1. При проведении термохимических обработок скважин с целью удаления парафиноотложений резко возрастает скорость коррозии нефтепромыслового оборудования.
2. Использование поглотителя кислорода в процессе термохимических обработок позволяет понизить агрессивность подаваемой жидкости.
3. Совместное применение поглотителя кислорода и ингибитора сероводородной коррозии снижает коррозионные процессы и обеспечивает пролонгированную защиту нефтепромыслового оборудования.

Список литературы

1. Иванова Л.В., Миллер В.К., Кошелев В.Н. Целенаправленный выбор эффективных удалителей асфальтосмолопарафиновых отложений из высоковязких нефтей Удмуртии // Технологии нефти и газа. 2012. №6 (83). С. 8–12.
2. Миллер В.К., Иванова Л.В., Михайлова О.Л. Исследование состава и путей использования асфальтосмолопарафиновых отложений – твердых нефтяных отходов добычи нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. №6. С. 16–22.
3. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин М.-Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. 254 с.
4. Технический Регламент «По борьбе со скважинными осложнениями». Ижевск: Удмуртнефть, 2014. 119 с.
5. Тощевиков Л.Г., Миллер В.К., Садиоков Э.Е., Назаров Д.А. Решение проблемы коррозии ГНО малодебитного фонда скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5 (44). С. 39-42.
6. ФР.1.31.2005.01710. МВИ Ингибиторы коррозии. Определение защитного действия гравиметрическим методом. Казань: Напор, 2005. 13 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Influence of thermo-chemical treatment of wells to remove paraffin corrosion of oilfield equipment

UDC 622.276

Authors:
Veronika K. Miller — 1 category engineer; VKMiller@udmurtneft.ru
Nadezhda S. Buldakova — Ph.D., 2 category engineer; NSBuldakova@udmurtneft.ru
Olga A. Ovechkina — deputy director for production engineering; OAOvechkina@udmurtneft.ru
Lev G. Toschevikov — lead engineer; LGToshevikov@udmurtneft.ru

JSC «Izhevsk Oil Research Center», Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Weighted hydrocarbon composition of oil (high content of waxes, resins and asphaltenes) and water cut due to the presence complicates the production factor — the formation of asphaltene deposits. In order to remove deposits in the oilfield equipment widely used thermo-chemical treatment of wells, which is used for hot fresh water, influence the corrosion processes metal equipment by the presence of high dissolved oxygen.The article discusses the impact is applied fresh water on the corrosion rate in modeling the immediate processing of the well, and subsequently contacting the oil gathering system equipment with oxygen-containing formation water. Based on the results of the proposed optimization thermochemical treatments to reduce the corrosive effect of fresh water.

Materials and methods

Gravimetric method for determining the protective action of corrosion inhibitors.

Results

A sequence of process steps allowing increasing the effectiveness of corrosion protection of downhole pumping equipment during the thermochemical treatment of wells to remove paraffin.

Conclusions

1. In carrying out the thermochemical treatment of wells to remove paraffin dramatically increases the rate of corrosion of oilfield equipment.
2. The use of an oxygen scavenger during the thermochemical treatment allows to reduce the aggressiveness of the liquid medium.
3. The combined use of an oxygen scavenger and corrosion inhibitor reduces the hydrogen sulfide corrosion processes and provides prolonged protection of oilfield equipment.

Keywords

complications for oil, asphaltene deposits, wells thermochemical processing, corrosion, corrosion inhibitor, oxygen scavenger, corrosion protection equipment

References

1. Ivanova L.V., Miller V.K., Koshelev V.N. *Tselenapravlennyy vybor effektivnykh udaliteley asfal'tosmoloparafinovykh otlozheniy iz vysokovyazkikh neftey Udmurtii* [Selection of an efficient asphaltene-resin-paraffin deposits removal agent in relation to udmurtian high-viscous crudes]. Oil and gas technologies, 2012, issue 6 (83), pp. 8–12.
2. Miller V.K., Ivanova L.V., Mikhaylova O.L. *Issledovanie sostava i putey ispol'zovaniya asfal'tosmoloparafinovykh otlozheniy – tverdykh neftyanykh otkhodov dobychi nefti* [Research into composition and methods of application of APPD - oil production solid petroleum waste]. *Zashhita okruzhajushhej sredy v neftegazovom komplekse*, 2014, issue 6, pp. 16–22.
3. Kamenshhikov F.A. *Teplovaja deparafinizacija skvazhin* [Heat paraffin removal of wells]. Moscow-Izhevsk: *Reguljarnaja i haoticheskaja dinamika*, 2005, 254 p.
4. Technical regulations. *Po bor'be so skvazhinnymi oslozhnenijami* [In the struggle with downhole complications]. Izhevsk: *Udmurtneft'*, 2014, 119 p.
5. Toshchevikov L.G., Miller V.K., Sadiokov E.E., Nazarov D.A. *Reshenie problemy korrozii GNO malodebitnogo fonda skvazhin* [The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5(44), pp. 39–42.
6. FR.1.31.2005.01710. *MVI Ingibitory korrozii. Opredelenie zashhitnogo dejstvija gravimetricheskim metodom* [Corrosion inhibitors. Determination of the protective action of the gravimetric method] Kazan': *Napor*, 2005, 13 p.

ТМС ГРУПП

Антикоррозионное покрытие

деталей и узлов трубопроводов

Назначение

Для капитального строительства и капитального ремонта технологических и промысловых трубопроводов (нефтегазопроводов, низконапорных водоводов надземной, подземной и подводной прокладки).

Свойства покрытия

- Обладает стойкостью к нефтям, топливам, промышленным и сточным водам
- Обладает стойкостью к разрушающему воздействию блуждающих токов
- Высокая степень сцепления покрытия со стальной поверхностью (адгезия)
- Высокая механическая прочность

Тип покрытия	При транспортировании и проведении строительно-монтажных работ (окр. среды)	При складировании и хранении изделий (окр. среды)	При эксплуатации изделий (окр. среды)
Н — нормальное исполнение	-40 до +50˚С	-50 до +60˚С	-20 до +60˚С
Т — теплостойкое исполнение	-40 до +50˚С	-50 до +60˚С	-20 до +100˚С
М — морозостойкое исполнение	-45 до +50˚С	-60 до +60˚С	-20 до +60˚С

Конструкции покрытия

- двухслойное покрытие, состоящее из грунтовочного слоя на основе эпоксидного или эпокси-фенольного праймера и покровного слоя на основе эпоксидных порошковых красок, толщиной от 300 до 800 мкм (внутреннее и наружное покрытие);
- однослойное на основе жидких, полиуретановых красок толщиной 2,5 мм (наружное покрытие).

Материалы покрытий подбираются, исходя из условий эксплуатации трубопроводов и транспортируемых жидкостей.

Преимущества при использовании трубных узлов

- Трудоемкость изготовления обвязочных трубопроводов сокращается в среднем на 25%.
- Снижается количество промышленных отходов на месте монтажа.
- Уменьшаются организационные издержки.
- Сокращаются отходы и потери материалов.
- Существует возможность поставки готовых узлов по графику, под нужды монтажа конкретного объекта.

Применяемые материалы

На основе порошковых смол:

- краска П-ЭП-585 по ТУ 2329-103-05034239-97 + Грунтовка ТРЭПП ГП;

На основе жидких смол:

- «Форпол – Нафта»

ООО «ТМС-Ноябрьск», г. Ноябрьск,
Юго-Восточный пром. узел, панель 9В

+7 (3496) 39-62-53
+7 (3496) 39-63-42

www.тмс-групп.рф
ziyatdinovLI@tmcg.ru
tmcg@tmcg.ru

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
25 лет

Поздравляем с профессиональным праздником Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Уважаемые господа, коллеги и наши надёжные партнеры!

Более пятидесяти лет назад забили первые нефтяные фонтаны Западной Сибири. Буквально за считанные годы Советский Союз превратился в мощную энергетическую державу, а НГК на долгие годы стал локомотивом развития страны.

Сегодня перед отраслью стоят не менее значимые грандиозные задачи по освоению районов Крайнего Севера, Восточной Сибири и шельфа Арктических морей. И, конечно, востребованы инновационные технологии.

Важно, что они есть! Есть у нас – смежников, есть и у работников нефтегазового сектора. Это мы видим каждый день, в том, как буриль-ные установки внедряются в бескрайние просторы Крайнего Севера. Сейчас каждая скважинная площадка – это новые технологии бурения, эксплуатации, хранения и транспорта углеводородов.

Двадцать пять лет НПФ «Политехника» работает с компаниями нефтегазового сектора. Да, у нас юбилей. Мы гордимся нашим много-летним взаимовыгодным сотрудничеством. Наши партнерские отноше-ния прошли испытания временем...жёсткими морозами, сибирским бездорожьем, вечной мерзлотой - и продолжают оставаться на самом высоком уровне.

Поздравляем Вас с профессиональным праздником! Желаем Вам крепкого здоровья, новых свершений, творческих успехов и новых побед!

С уважением,
Генеральный директор НПФ «Политехника»
Рустем Джелилович Катаки

УДК 622.276

Сравнительный анализ методик геомеханического моделирования гидравлического разрыва пласта

П.И. Елисеев
начальник отдела интенсификации пласта и технологии добычи[1]
eliseev@novatek.ru

А.Н. Шорохов
консультант
shorokhov.an@mail.ru

А.В. Языков
заместитель генерального директора по разработке[1]
AVYazkov@novatek.ru

П.М. Команько
заместитель генерального директора — главный геолог[2]
pavel.komanko@tsng.novatek.ru

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия
[2]ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз», Тарко-Сале, Россия

Качественное проектирование гидравлического разрыва пласта (ГРП) с каждым годом приобретет всё большую актуальность. Особенно это важно для пластов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, а также продуктивных объектов, стимуляция которых осложнена наличием близлежащих водонасыщенных пластов или контактов (ГНК, ВНК), т.к. прорыв трещины ГРП в нецелевые объекты может привести к повышенному значению обводненности добываемой продукции вплоть до полной нерентабельности эксплуатации подобной скважины. Кроме того, точное определение параметров геометрии трещины может показать, что на некоторых объектах вообще нецелесообразно проводить ГРП. Эффективность ГРП напрямую зависит от качества одномерного геомеханического моделирования разреза продуктивного пласта и геометрии трещины что в конечном счете оказывает существенное влияние на инвестиционные решения и стратегии разработки месторождений.

На сегодняшний день существуют трехмерные симуляторы ГРП, которые позволяют моделировать трещину ГРП в условиях полноценной 3D геомеханической модели пласта. К сожалению, такой вариант моделирования мало доступен недропользователям и сервисным компаниям по ГРП, поскольку требует наличия не только достоверной геологической модели в профильных симуляторах (Petrel и т.п.), но и является более дорогим и трудоемким способом построения трехмерной геомеханической модели. Таким образом, на территории Российской Федерации в настоящее время моделирование ГРП преимущественно базируется на построении 1D геомеханической модели пласта в соответствующих симуляторах (Mfrac, FracPro и т.п.). Достоверность и полнота используемой информации при проектировании одномерной геомеханической модели пласта оказывает существенное влияние на инвестиционные решения и стратегию разработки месторождений с помощью ГРП в целом [1, 2].

Основываясь более чем на 20-летнем опыте проведения ГРП на территории Российской Федерации, можно выделить несколько способов построения одномерной геомеханической модели:

1. Классический подход (принцип аналогии);
2. Метод, основанный на использовании широкополосного акустического каротажа и результатов испытаний керна на механические свойства;
3. Комплексный метод (учитывающий п. 1–2).

Далее рассмотрим эффективность каждого способа на конкретном примере.

Классический метод основан на региональном опыте проведения ГРП. Данный подход предусматривает использование информации о проведенных аналогичных операциях в регионе. Здесь деление вертикального разреза скважины в геомеханической модели на литологические пропластки (песчаник, аргиллит, алевролит и т.д.) осуществляется на основе интерпретации стандартного комплекса геофизических исследований в открытом стволе после бурения скважины (ГИС). Каждому пропластку присваивается региональный (по аналогу) градиент давления закрытия в зависимости от литологического типа (к примеру песчаник — 0.13 атм/м, аргиллит — 0.15 атм/м), из которого в разрезе глубин вычисляется профиль минимальных горизонтальных напряжений. Значение модуля Юнга берется единое усреднённое для всей одномерной геомеханической модели согласно данных исследований керна в регионе. Поскольку минимальные напряжения рассчитываются напрямую из градиентов, т.е. реализации расчета по формуле Итона не требуются — значения коэффициента Пуассона существенного влияния на модель не оказывают и задаются на основе общих региональных значений по литотипам. Пример такого расчета приведен на рис. 1. Достоинством метода является относительная простота реализации. Однако точность подхода сильно зависит от наработанных параметров по миниГРП (давление закрытия, давление остановки и т.п.), т.е. от наличия большой статистики уже по проведенным работам на конкретном месторождении.

Следующий метод основан на детальном расчете минимальных напряжений по данным широкополосного акустического каротажа. Из динамических коэффициентов Пуассона, полученных по результатам записи поперечных и продольных скоростей пробега в породе, производится расчет минимальных напряжений по формуле Итона (формула 1) [3]:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}\left(\sigma_{OB} - \alpha P_p\right) + \alpha P_p \quad (1)$$

где:

σ_h — напряжение в породе, атм;
ν — коэффициент Пуассона, д.ед.;
P_p —пластовое давление, атм;
α — постоянная Биотта, по умолчанию равна 1;
σ_{OB} — горное давление, атм.

Динамические значения модуля Юнга, полученные по данным каротажа, пересчитываются в статические на основе керновой зависимости (рис. 2). Подобные зависимости основаны на результатах исследования керна акустическими методами и трехосным

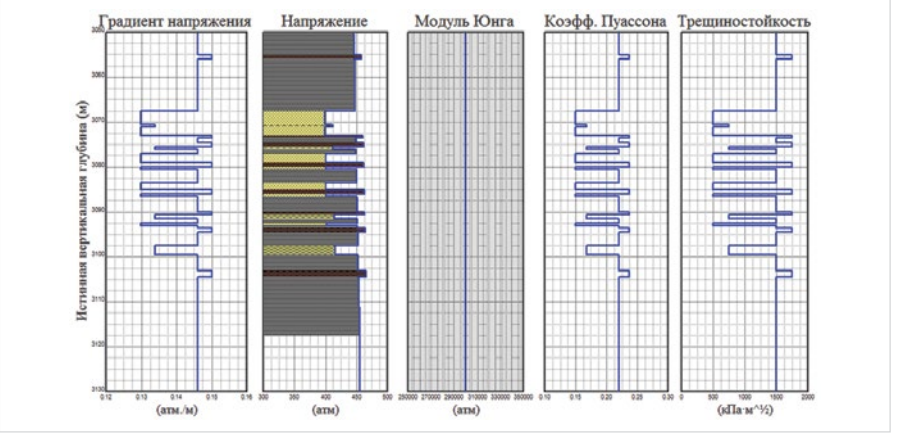


Рис. 1 — Одномерная геомеханическая модель ГРП на основе стандартного подхода

Материалы и методы
Одномерное геомеханическое моделирование пласта, симулятор ГРП MFrac, геологическое моделирование пласта Petrel, специализированные исследования керна.

Ключевые слова
одномерная геомеханическая модель, гидравлический разрыв пласта, механические свойства породы

сжатием в лабораторных условиях на специальном стенде, в результате чего могут быть получены и скоррелированы друг с другом статические и динамические значения механических свойств породы. Таким образом, расчетный профиль минимальных напряжений и статические значения модуля Юнга закладываются в модель (рис. 3).

При реализации данного подхода модель получается с высоким уровнем детализации и логично утверждать, что увеличивается уровень точности выходного результата, несмотря на то, что проведение дополнительных исследований увеличивают время и затраты на их проведение. Достоверность подобного подхода также зависит от оборудования, качества проведения и интерпретации данных широкополосного акустического каротажа и лабораторного тестирования керна.

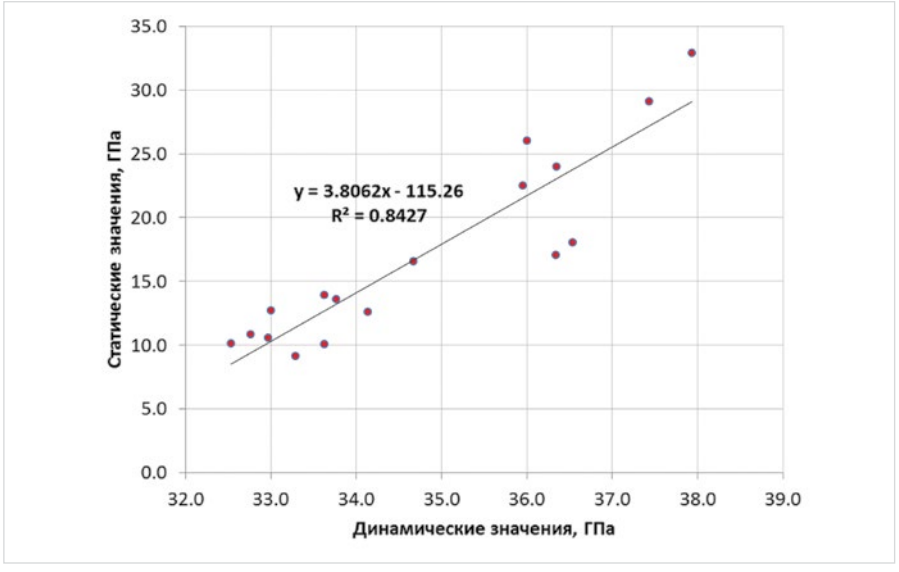


Рис. 2 — Пример зависимости перевода динамических значений модуля Юнга в статические

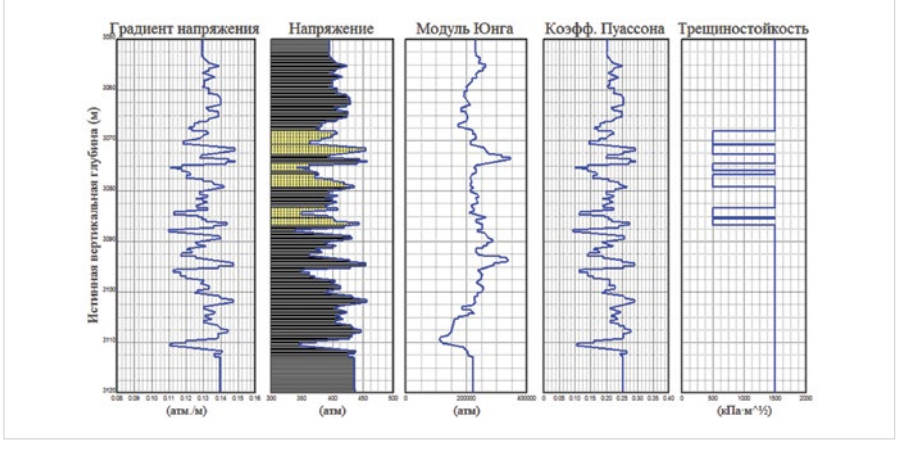


Рис. 3 — Одномерная геомеханическая модель ГРП на основе акустического каротажа и керновой зависимости

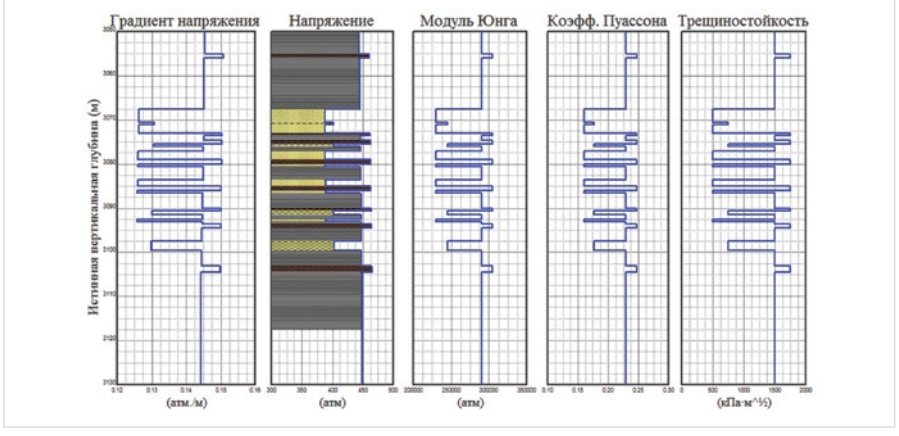


Рис. 4 — Одномерная геомеханическая модель ГРП на основе комплексного подхода

Следующий метод представляет собой некий симбиоз вышеописанных. Одномерная геомеханическая модель формируется на основе литологических пропластков по данным интерпретации ГИС. Затем каждому пропластку присваиваются соответствующие механические свойства из данных исследований керна на статические свойства. В случае наличия исследований только на динамические значения, модуль Юнга возможно перевести в статический параметр через среднестатистические зависимости такие как:

1. Корреляция Моралеса:

$$E_{ст}=(-2{,}21\times\varphi+0{,}963)\times E_{дин} \quad (2)$$

где:
$E_{ст}$ — статический модуль Юнга, ГПа;
φ — пористость, д.е.д;
$E_{дин}$ — динамический модуль Юнга, ГПа.

2. Корреляция Брайна:

$$E_{ст}=-4{,}24+0{,}835\times E_{дин} \quad (3)$$

где:
$E_{ст}$ — статический модуль Юнга, ГПа;
$E_{дин}$ — динамический модуль Юнга, Гпа.

Данными зависимостями список не ограничивается, но оба способа являются наиболее популярными и проверенными для целого ряда месторождений [1, 3, 4]. Подобные корреляции также полезны, когда отсутствует керновая зависимость, но имеются данные записи широкополосного акустического каротажа. Пример расчета такой геомеханической модели приведен на рис. 4.

Данный способ является достаточно универсальным, т.к. позволяет использовать данные широкополосного каротажа или исследований керна, в зависимости от того, что на момент проектирования ГРП имеется в наличии. Кроме того, метод учитывает литологическое разделение, определенное по данным полного комплекса ГИС, а не только одного акустического каротажа.

Если заложить полученные геомеханические модели в симулятор ГРП и провести моделирование с одинаковым графиком закачки и свойствами жидкости, то получатся отличные друг от друга параметры геометрии трещины.

Для проверки и настройки одномерной геомеханической модели существует простой и довольно точный способ определения фактической закрепленной высоты трещины в околоскважинной зоне — это закачка специального меченного нерадиоактивного проппанта (например, CARBO NRT). Заключается данный метод в обработке частиц проппанта специальным слоем, который позволяет захватывать нейтроны. По результатам сопоставления записей импульсного нейтронного каротажа, выполненных до и после ГРП, возможно определить место расположения меченного проппанта или закрепленной трещины. Используя полученное значение фактической высоты трещины можно оценить достоверность построения одномерной геомеханической модели, путем решения обратной задачи. ООО «НОВАТЭК НТЦ» были выполнены исследования в этой области на фактических скважинах, где производилась закачка меченного проппанта.

В таб. 1 приведены результаты моделирования ГРП, выполненные по одной и той же скважине по вышеперечисленным методикам. Очевидно, что комплексный подход к одномерному моделированию дает наиболее достоверные результаты по высоте трещины и её позиционированию по глубине (расположение границ) — погрешность менее 5%. Классический метод показывает самую высокую погрешность относительно высоты трещины ~15% за счет усреднения модуля Юнга и линейной зависимости градиентов разрыва относительно литологии. Подход привязки к акустическому каротажу показывает удовлетворительные результаты относительно высоты трещины, однако, дает существенную погрешность в позиционировании трещины, что указывает на низкое качество проведенных исследований на данной скважине. Визуальное сравнение геометрий трещин представлено на рис. 5, оценка относительных погрешностей по каждому методу относительно данных по фактическому расположению трещины приведена в таб. 2.

Параметр геометрии трещины		ед. изм.	Способ построения модели			Исследования меченным проппантом
			Классический подход	Акустический каротаж	Комплексный подход	
Полудлина	общая	м	147.1	161.4	162.0	-
	эффективная*	м	133.5	144.4	150.1	-
Высота	средняя	м	57.5	55.0	49.2	-
	общая	м	70.0	65.8	59.2	60.5
Ширина	средняя	мм	2.89	3.25	3.02	-
	максимальная	мм	10.37	10.72	10.82	-
Проводимость	абсолютная	мД*м	411.2	441.6	431.4	-
	безразмерная**	д.ед.	3.08	3.06	2.87	-
Границы трещины (TVD)	верхняя	м	3039.5	3052.2	3045.8	3047.5
	нижняя	м	3109.5	3118.0	3105.0	3108.0

*расчет эффективной полудлины выполнен от концентрации проппанта 4кг/м²

**из расчета проницаемости пласта 1мД

Таб. 1 — Сравнение параметров геометрии трещин при применении различных подходов по геомеханическому моделированию

Погрешность		Способ построения модели		
		Классический подход	Акустический каротаж	Комплексный подход
Погрешность определения высоты		16%	9%	2%
Погрешность позиционирования	**Нижняя граница**	13%	8%	3%
	Верхняя граница	3%	17%	5%

Таб. 2 — Оценка относительных погрешностей по каждому методу геомеханического моделирования относительно данных по фактическому расположению трещины

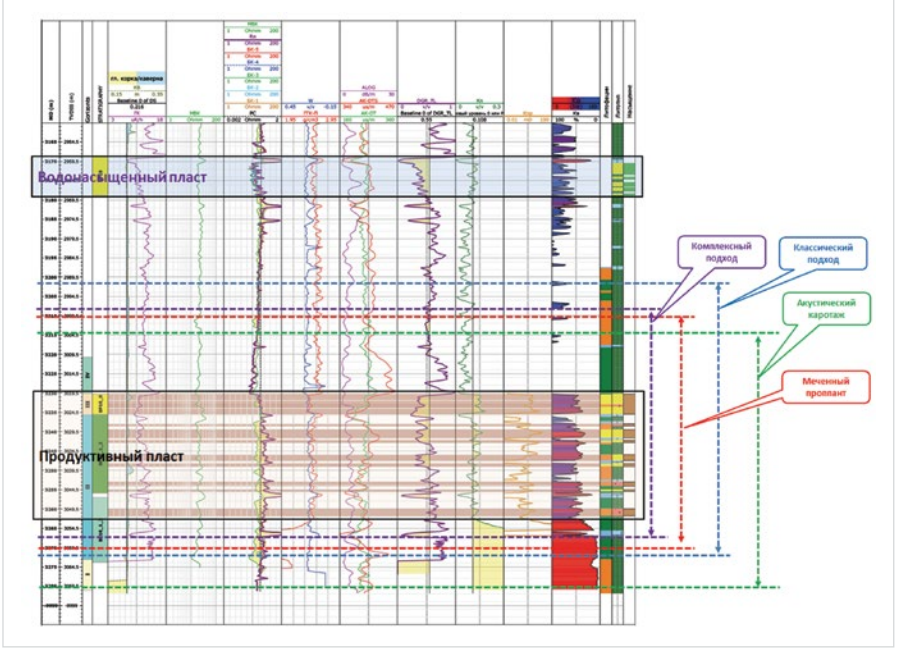


Рис. 5 — Сравнительный анализ размещения границ трещин при применении различных подходов

Комплексный подход успешно реализован при проектировании многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах на многих месторождениях, разрабатываемых в Группе компаний ОАО «НОВАТЭК». На рис. 6 показан один из типичных примеров применения данного подхода к проектированию многостадийного ГРП с минимизацией риска прорыва трещины ГРП за контакты (ГНК и ВНК). Построение 1D геомеханической модели проводилось в условиях сильно расчленённого коллектора с высокой проницаемостью и наличием дизъюнктивных зон разуплотнения коллектора, горсто-грабенных структур с различными амплитудами и углами падения (по сути — проводимых для жидкости ГРП разломов). При таких исходных данных геологическое строение имеет высокую степень изменчивости уже в пределах расстояний между муфтами ГРП в рамках одной скважины, в следствие чего требования к точности проектирования ГРП для каждой стадии достаточно высокие. Для реализации комплексного подхода были выполнены исследовательские работы по определению геометрии трещины (микросейсмический мониторинг многостадийного ГРП в горизонтальной скважине, определение закрепленной высоты трещины меченным проппантом CARBO NRT в наклонно-направленной скважине, профилеметрия притока и т.п.).

На основе результатов вышеуказанных прогрессивных исследований подобран и успешно реализован следующий алгоритм построения модели ГРП для горизонтальных скважин:

- Осуществляется корреляция нижней части разреза, невскрытой при бурении горизонтального ствола, с ближайшей наклонно-направленной скважиной, в т.ч. используется 3D геологическая модель.
- Выполняется корреляция верхней части разреза, перекрытой основной колонной диаметром 178 мм, с ближайшими наклонно-направленными скважинами;
- Учет угла падения структуры по данным геонавигации в процессе бурения, с указанием расстояния от муфты ГРП до кровли пласта;
- Формирование пропластков (песчаник, глина, плотный, уголь) в 1D геомеханической модели комплексным методом индивидуально для каждой стадии ГРП в рамках одной скважины, формируется итоговый «синтетический» las-файл литологии;
- Расчет градиентов напряжений по формуле Итона (1) [3];
- Выбор оптимального графика закачки и массы проппанта индивидуально для каждой стадии ГРП.
- Калибровка напряжений осуществляется по результатам расширенного мини-ГРП (увеличенная буферная стадия). Выполняется детальный анализ количества точек закрытия трещин ГРП, проводится корреляция с разрезом, полученные данные сопоставляются и анализируется совместно с ранее выполненными ГРП по соседним скважинам. По результатам принимается окончательное решение о массе проппанта и графике закачки.

Данный подход позволил для каждой стадии индивидуально оптимизировать график закачки с минимизацией прорыва трещины за контакты (ГНК, ВНК). Эффективность принятых инженерных решений подтверждается результатами освоения скважины и

промыслово-геофизических исследований. На скважинах, где был реализован комплексный подход проектирования МГРП, наблюдается низкая обводненность добываемой продукции, что свидетельствует об отсутствии приобщения трещиной ГРП нижележащих водонасыщенных пропластков.

Итоги

В данной статье приведен сравнительный анализ различных подходов к одномерному геомеханическому моделированию ГРП, выполненный ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Выводы

Результаты сопоставления методов показывают важность точности определения высоты и позиционирования трещины по глубине в связи с наличием вышележащего водонасыщенного пласта, прорыв в который при проведении ГРП недопустим. Калибровка одномерной геомеханической модели в подобных случаях позволяет подобрать оптимальный дизайн операции, оптимизировать массу и график закачки проппанта без риска прорыва в близлежащий водоносный горизонт. Точность построения модели ГРП сводится к наличию полного набора исходных данных (комплекс ГИС, специализированные исследования керна, широкополосный акустический каротаж), однако, при отсутствии одного из элементов возможно снижение погрешности за счет применения комплексного подхода.

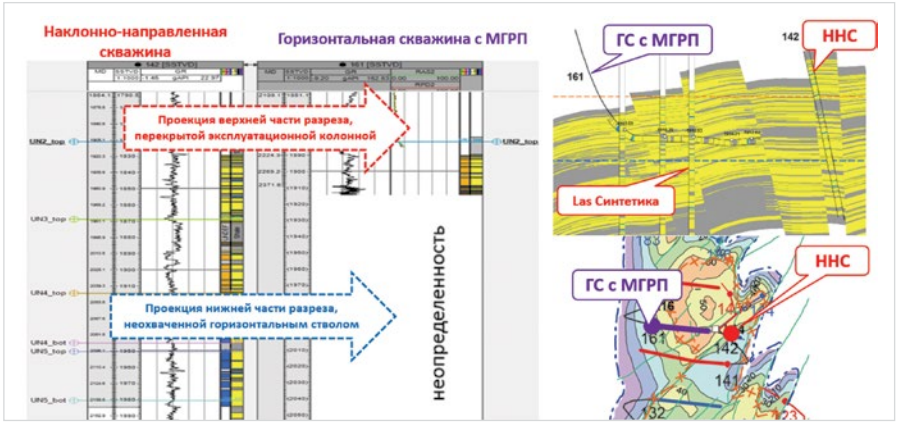


Рис. 6 — Пример практического применения комплексного подхода проектирования ГРП в ОАО «НОВАТЭК»

Список литературы

1. Летичевский А.Е. Опыт построения геомеханических моделей для повышения эффективности планирования ГТМ ОАО «Самаранефтегаз». Техническая конференция SPE «Эксплуатация горизонтальных скважин после многостадийного ГРП». Самара, 2014.
2. Колонских А.В. Учет геомеханических эффектов при проектировании систем разработки с горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Техническая конференция SPE «Эксплуатация горизонтальных скважин после многостадийного ГРП». Самара, 2014.
3. M. Zoback Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, New York, 2007, p. 282
4. Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice, Orsa Press, Alvin TX, 2002, p. 40

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Comparing analysis for different approaches of geomechanical modeling to design hydraulic fracturing

UDC 622.276

Authors:
Petr I. Eliseev — head of section[1]; eliseev@novatek.ru
Aleksei N. Shorokhov — consultant; shorokhov.an@mail.ru
Alexey V. Yazkov — deputy general director[1]; AVYazkov@novatek.ru
Pavel M. Komanko —deputy general director - chief geologist[2]; pavel.komanko@tsng.novatek.ru

[1]Limited Liability Company "NOVATEK Scientific and technical center", Tyumen, Russian Federation
[2]LLC "NOVATEK-Tarkosaleneftegaz", Tarko-Sale, Russian Federation

Abstract

Quality project of hydraulic fracturing has big actuality at current time. Especially it is important for hard-to-recover reserves and formations with nearby water saturated reservoir or gas-oil and water-oil contacts. Breakthrough of fracture to water saturated reservoirs increases water production and decline well profitability. Furthermore actual determination of geometry parameters can elucidate reasonability to use hydraulic fracturing for certain reservoirs. Hydraulic fracturing efficiency depends on adequacy of one-dimension geomechanical models and influences investing decisions and development strategy.

Materials and methods

ne-dimensional geomechanical modeling, frac simulation - MFrac, geological modeling – Petrel, specialized core study.

Results

The article is about comparing analysis for different approaches of geomechanical modeling performed by LLC "NOVATEK STC".

Conclusions

Results of mapping methods show the importance of accuracy in determining the height and positioning of the fracture depth in connection with the presence of overlying water-saturated reservoir, a breakthrough of fracture in that is not allowed. Calibration one-dimensional geomechanical model in such cases allows to choose the optimal design of the operation, and optimize the proppant pumping schedule without a risk to breakthrough in nearby aquifer. The accuracy of frac model patterns is reduced to having a full set of baseline data (well logging suite, specialized core study, full-wave acoustic logging). But, in the absence of one of the elements may reduce errors due to application of an integrated approach.

Keywords

one-dimensional geomechanical model, hydraulic fracturing, mechanical rock properties

References

1. Letichevskiy A.E. *Opyt postroeniya geomekhanicheskikh modeley dlya povysheniya effektivnosti planirovaniya GTM OAO «Samaraneftegaz»* [Experience of constructing geomechanical models to improve the efficiency of geological and technical planning of "Samaraneftegaz"]. SPE Conference "Running Horizontal Wells with MSS Completion", Samara, 2014.
2. Kolonskikh A.V. *Uchet geomekhanicheskikh effektov pri proektirovanii sistem razrabotki s gorizontal'nymi skvazhinami s mnogostadiynym gidravlicheskim razryvom plasta* [Accounting geomechanical effects in the design of systems development with horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing]. SPE Conference "Running Horizontal Wells with MSS Completion", Samara, 2014.
3. M. Zoback Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, New York, 2007, p. 282.
4. Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice, Orsa Press, Alvin TX, 2002, p. 40.

ЕВК СИСТЕМЫ

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ХОЛДИНГ

Оборудование,
позволяющее
экономить

- Скважинный щелевой фильтр с диспергатором - ЕВК
- Специальный хвостовик с диспергатором - ЕВК
- Сепаратор ЕВК-6
- Сепаратор-смеситель ЕВК-5
- Регулятор расхода ЕВК-ЛЁН87
- Газовая заслонка ЕВК-100
- Запорно-регулирующее устройство ЕВК-Анаконда

Модернизация и технологическое развитие является приоритетной задачей развития государства. Выполнение данной задачи невозможно без внедрения новых технологий и оборудования, которые позволяют снижать издержки, повышать рентабельность, улучшать условия труда работников и экологическую обстановку. Для предприятий нефтедобывающей отрасли необходима безаварийная и чёткая работа нефтяных скважин и установок для замеров количества нефти и газа.

В рамках вышеизложенного, ООО «СИСТЕМЫ ЕВК» предлагает оригинальное оборудование системы «ЕВК», основой которого является запатентованная система «турбофильтр-диспергатор».

По отзывам нефтедобывающих компаний, которые успешно испытали данное оборудование, таких как ООО «Башнефть-Добыча», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» и др. экономия средств на ремонте и обслуживании одной замерной установки составляет в среднем 300 000 рублей в год, а экономия средств на ремонте и обслуживании одной скважины составляет в среднем 1 500 000 рублей в год.

423800, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. Техническая, д. 51

Тел. 8-987-005-81-65, E-mail: ceo_evk@mail.ru, www.evksystems.ru

Цепной привод ШГН для эффективной эксплуатации малодебитных скважин

М.В. Швецов
директор[1]

Г.Б. Бикбов
директор[2]

И.Ф. Калачёв
д.т.н., пер. зам. директора[2]

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

Большинство открытых месторождений на территории России находятся в поздней стадии разработки, запасы которых характеризуются как трудноизвлекаемые, обводненные или высоковязкие. Нефтяникам приходится решать комплекс сложных задач: снижать эксплуатационные расходы, сокращать количество потребляемой энергии и увеличивать межремонтный период работы скважины. Одним из путей повышения эффективности механизированного способа эксплуатации скважин является применение цепных приводов ПЦ-30 в составе штанговых насосных установок.

Ключевые слова:
высоковязкая нефть, обводненная нефть, цепной привод, ПЦ-30

Принцип работы привода основан на преобразовании вращения электрического двигателя в возвратно-поступательное, реверсивное движение, которое передается подвеске устьевого штока и приводит в действие скважинный штанговый насос. Особенности конструкции ПЦ таковы, что скорость движения на большей части хода привода остается равномерной. Это значительно снижает динамические и гидродинамические нагрузки на штанговую колонну и обеспечивает наиболее благоприятный режим эксплуатации глубинного насосного оборудования и увеличение коэффициента наполнения насоса — за счёт снижения упругих деформаций на трубы и штанги, вследствие чего сокращается количество отказов [1].

На сегодняшний день цепным тихоходным приводом производства БМЗ оборудовано свыше 2000 скважин ПАО «Татнефть». Так, 1496 скважин эксплуатируются приводом ПЦ 60-3-0,5/2,5. Количество ремонтов по всем причинам сократилось в 1,7 раза, межремонтный период работы (МРП) скважин увеличился в среднем на 465 сут. В случае с приводом ПЦ 80-6-1/4, установленном на 507 скважинах, количество подземных ремонтов по всем прочим причинам сократилось в 2,1 раза, МРП скважин увеличился в среднем на 375 суток [1, 2].

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

ПЦ-30

Результатом непрерывной работы БМЗ по усовершенствованию конструкции цепного привода и созданию новых моделей ПЦ стал цепной привод ПЦ-30, предназначенный для эксплуатации на малодебитных скважинах. Длина его хода составляет 3 м, а максимальная нагрузка в точке подвеса штанги — 3 т. В сравнении с предшествующим типоразмером ПЦ-60, ПЦ-30 стал экономичнее и его вес уменьшился на 4 т. Значительное сокращение габаритов и массы цепного привода позволяет упростить установку оборудования, а, значит, ускорить процесс обустройства скважины, уменьшить затраты на привлечение тяжелой техники и оплату труда рабочих.

Основные технические характеристики ПЦ-30:

- Номинальная длина хода, м — 3
- Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, т — 3
- Диапазон изменения частоты качаний, $мин^{-1}$ — 0,5-2,5
- Мощность электродвигателя, кВт — 3,0
- Количество оборотов, об/мин — 1000

Новая модель привода позволяет более чем на 30% снизить затраты на тонну добычи нефти. Значительное уменьшение цены, массы и энергопотребления цепного привода при сохранении высоких эксплуатационных характеристик и, в первую очередь, надежности было достигнуто путем последовательной модернизации всех узлов и агрегатов ПЦ-30:

- установки электродвигателя мощностью 3 кВт вместо 5,5 кВт;
- применения общепромышленного двухступенчатого цилиндрического редуктора вместо специального трехступенчатого;
- замены импортной двухрядной цепи на однорядную, отечественного производства;
- изменения состава несущих конструкций;
- удаления навесного оборудования.

Опытно-промышленные испытания подтвердили характеристики новой модели цепного привода. Два ПЦ-30 были переданы в НГДУ «Лениногорскнефть» и установлены на малодебитные скважины. В соответствии с требованиями стандарта ПАО «Татнефть» «Контроль технического состояния и система

Критерии изменения	ПЦ-30	СКД-6	СК-8
Фото			
Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кгс	2350	2400	2400
Номинальная длина хода, м	3,0	2,0	2,5
Число качаний, мин$^{-1}$	1,2	3,1	2,8
Дебит жидкости (Qж) , м^3/сут	2,8	3,5	7,0
Дебит нефти (qн), т/сут,	0,6	1,6	0,96
Номинальная мощность электродвигателя, N, кВт	3,0	18,5	18,5
Суточное потребление электроэнергии, кВт/сут	28,9	62	234,2
Удельный расход электроэнергии, кВт/м^3	10,3	17,7	33,45
Количество суток в работе (до 01.01.2016г.)	194	-	-
Затрачено электроэнергии, кВт за период работы (до 01.01.2016 г.)	При работе ПЦ-30 — 5606 кВт	Если бы работал данный привод — 12028 кВт	Если бы работал данный привод — 13584 кВт
	Снижение потребления более чем в 2 раза		

Таб. 1 — Сравнительные характеристики работы приводов ШГН

ремонта нефтепромыслового оборудования по фактическому техническому состоянию» обслуживание приводов производилось два раза в год. В результате, как видно из данных таб. 1, ПЦ-30 показал значительную эффективность в сравнении со станками-качалками балансирного типа СКД-6 и СК-8.

В данный момент в НГДУ «Лениногорскнефть» продолжают функционировать четыре малодебитные скважины, оборудованные цепными приводами ПЦ-30. В таб. 2 приведены показатели добычи нефти и экономии электроэнергии по каждой скважине.

За период опытных работ не было зафиксировано ни одного выхода из строя или отклонения в работе ПЦ-30. На 2016 г. НГДУ ПАО «Татнефть» заказали 14 единиц ПЦ-30.

Одновременно с этим, ПАО «Татнефть» реализует 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.

Для 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», осуществляющий реализацию оборудования, стремится к взаимовыгодному сотрудничеству на основе долгосрочных отношений и готовы рассмотреть любые Ваши вопросы и предложения [3].

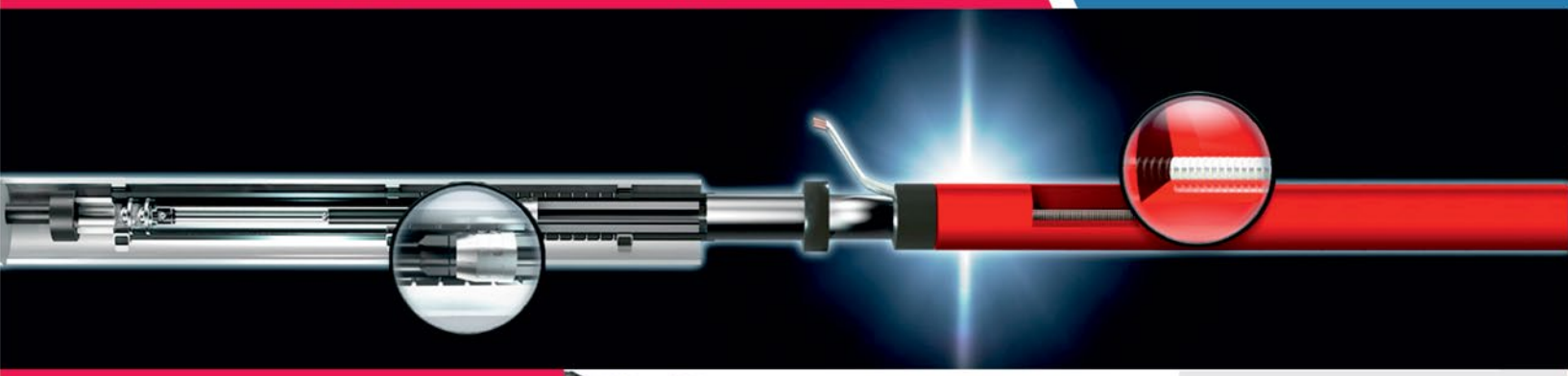
№ п\п	Скв.	Количество суток в работе	Добыто нефти, (т)	Экономия электроэнергии, (кВт)
1	37847	194	113	6422
2	5028д	222	242	29326
3	17992	58	62,1	11426
4	38014г	27	61,3	3893,5
	ИТОГО	501	478,4	51067,5

Таб. 2 — Показатели работы ПЦ-30 в НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть»

Список литературы

1. Калачёв И.Ф., Ульянов Е.В., Меньшаев А.Н. Усовершенствованная конструкция цепного привода ПЦ 60-3-0,5/2,5 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №1. С. 41–42.
2. В.М. Валовский, К.В. Валовский, Г.Ю. Босос, И.Г. Шамсутдинов, Н.В. Федосеенко, А.А. Саитов. Совершенствование механизированной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Научно-практическая конференция, посвященная 60-летию ТатНИПИнефть. Бугульма, 2016.
3. Швецов М.В., Бикбов Г.Б., Калачев И.Ф., Хлопцев Е.В. Опыт применения цепного привода для штанговой добычи нефти в ПАО «Татнефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7. С. 37–39.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ



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

В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оборудование успешно эксплуатируется с ноября 2015 года.

С апреля 2016 года оборудование проходит опытно-промышленные испытания на объектах нефтедобычи ОАО «РН-Няганьнефтегаз».

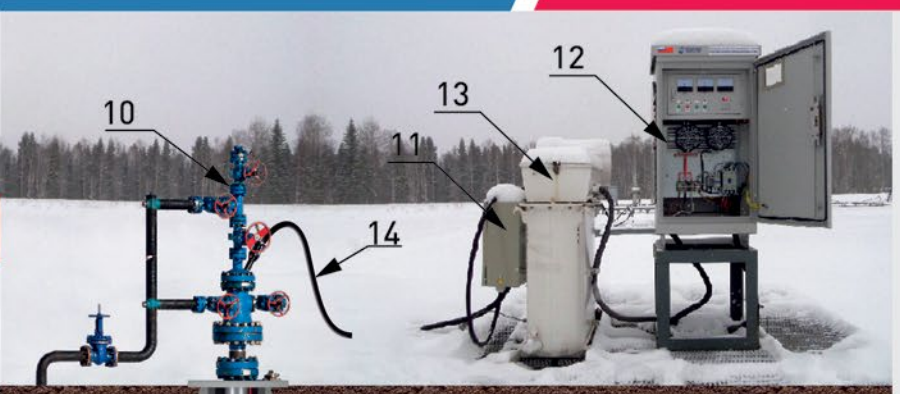
УСТАНОВКА НАСОСНАЯ С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

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

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Дата	Ток вверх, А	Ток вниз, А	Число ходов	Ход, м	Частота вверх, Гц	Частота вниз, Гц	Давление, Атм	Дебит, м^3	Давление, Мпа	Среднесуточное потребление эл. энергии, кВт*ч
с 1.05.2016 по 1.06.2016	от 14 до 22	от 4 до 5	8	1.21	14	17	от 19 до 31	от 10 до 12	от 1.09 до 3.13	
15.06.2016	Установлен счетчик электроэнергии, время 17.30									
25.06.2016	19	5	8	1.21	14	17	20		2.03	88
30.06.2016	индикация cfh - перегруз									
7.07.2016	18	6	8	1.21	14	17	20	10	2.03	74.5
14.07.2016	19	5	8	1.21	14	17	21	10..2	2.13	88.5
28.07.2016	20	6	8	1.21	14	17	22	10..8	2.23	77.6
10.08.2016	20..0	6	8	1.21	14	17	22-24	10..6	2.23-2.43	78.3
16.08.2016	20	5	8	1.21	14	17	22-23		2.23-2.33	79.7
30.08.2016	20	5	8	1.21	14	17	22-23		2.23-2.33	82.6



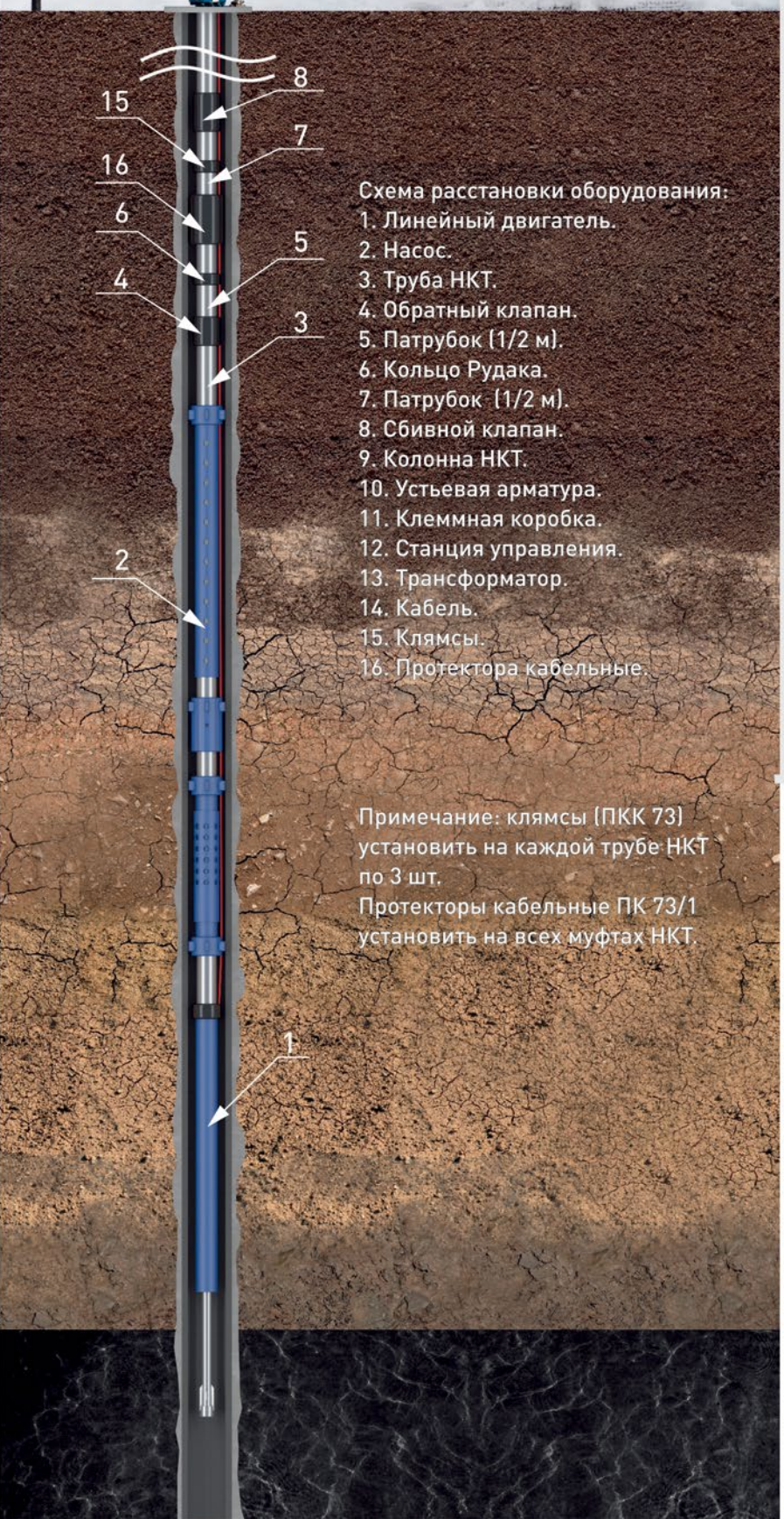


Схема расстановки оборудования:
1. Линейный двигатель.
2. Насос.
3. Труба НКТ.
4. Обратный клапан.
5. Патрубок (1/2 м).
6. Кольцо Рудака.
7. Патрубок (1/2 м).
8. Сбивной клапан.
9. Колонна НКТ.
10. Устьевая арматура.
11. Клеммная коробка.
12. Станция управления.
13. Трансформатор.
14. Кабель.
15. Клямсы.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

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

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

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

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

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

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

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

УДК 622.276

Инновационная технология пенокислотной ОПЗ для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов в ПАО «Татнефть»

А.Ю. Дмитриева
к.т.н., научный сотрудник ЭРС[1]
oav@tatnipi.ru

М.Х. Мусабиров
д.т.н., зав. лабораторией ОПЗиВИР[1]
musabirov@tatnipi.ru

Э.М. Абусалимов
м.н.с.[1]
ers@tatnipi.ru

Н.М. Мусабирова
инженер 1-й категории[1]
progs@tatnipi.ru

В.В. Гаврилов
зам. генерального директора по науке[2]
victorgavriloff@rambler.ru

[1]«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[2]ООО НПЦ «Интехпромсервис», Казань, Россия

Актуальной задачей интенсификации процессов добычи нефти является разработка новых технологий селективной кислотной стимуляции прискважинной зоны пласта. Данная статья посвящена лабораторным исследованиям пенокислотного состава новой рецептуры, изучению закономерностей изменения основных физико-химических, реологических и технологических характеристик пенокислотного состава (плотность, вязкость, вспениваемость, стабильность, дисперсность, смачиваемость, кинетика растворения, термовоздействие, восстановление Fe^{+3}, совместимость с нефтью и пластовой водой) в зависимости от концентрации ингредиентов, времени, температуры, скорости сдвига и компонентных соотношений.
В результате проведенных исследований разработан пенокислотный состав с управляемыми физико-химическими свойствами, адаптированными для геолого-физических условий месторождений ПАО «Татнефть».

Для решения этой задачи были исследованы пенокислотные составы, которые удачно сочетают в себе особые физико-химические свойства и технологические возможности, а именно регулируемую низкую плотность и повышенную вязкость, замедленную скорость реакции с поверхностью породы, структурно-механические свойства и дисперсность, обусловливающие возможность селективного, управляемого кислотного воздействия. Данный комплекс физико-химических свойств позволяет реализовывать инновационные способы саморегулируемых операций интенсификации добычи нефти за счет охвата большей толщины пласта и глубокого химического воздействия.

Вследствие высокой проникающей способности пены и более медленного действия кислоты на породу коллектора удается транспортировать активную кислоту вглубь пласта на большее расстояние, по сравнению с закачкой обычных жидких кислотных составов. За счет своей повышенной вязкости и реологии поведения пенокислотный состав равномерно контактирует как с высокопроницаемыми зонами, так и с низкопроницаемой «матрицей» карбонатного коллектора.

Более качественная очистка прискважинной зоны пласта от продуктов реакции происходит за счет энергичного выхода пузырьков газа из пласта при освоении и наличия в закачиваемых составах ПАВ. Следовательно, в процессе вызова притока из пласта продукты реакции легко извлекаются из прискважинной зоны. Этому способствует также эффект флотации — прилипание мельчайших частиц породы и продуктов реакции к газовым пузырькам.

Следует отметить, что в бывшем СССР технология пенокислотной обработки, разработанная во ВНИИнефть под руководством В.А. Амияна, получила развитие и внедрение в 80-х гг. прошлого века — имеются положительные примеры на Украине, Башкирии, в Оренбургской области [1–9]. За рубежом использование пенокислот для интенсификации притока нефти началось в 60-е гг. прошлого века [2]. В настоящее время это одно из перспективных направлений развития техники и технологий стимуляции скважин, эксплуатирующихся при средних и низких пластовых давлениях в плотных трещинно-поровых и кавернозных карбонатных отложениях. Специальные пенные и пенокислотные составы успешно применяются также для гидравлического разрыва карбонатных коллекторов, а также в процессах ВИР и МУН.

Современные технологии пенокислотной ОПЗ подразделяются на два технологических вида в зависимости от механизма генерирования пенокислоты:

- устьевые схемы с использованием аэратора, бустера и насосных агрегатов;
- забойное смешение химических компонентов с генерацией пенокислоты на забое скважины с последующей продавкой в пласт.

В 2015–16 гг. по заданию ПАО «Татнефть» проведен комплекс лабораторных исследований по подбору оптимальных компонентов пенокислотных композиций, изучению физико-химических свойств пенокислотных составов с целью их адаптации в технологических операциях по стимуляции притока нефти из карбонатных коллекторов.

В основе получения пенокислотного состава лежит химическая реакция мочевины с нитритом натрия в присутствии соляной кислоты. Результаты лабораторных исследований показали, что оптимальное соотношение исходных реагентов (для получения максимального выхода реакции по газам (азот, углекислый газ, окислы азота) находится в диапазоне 1,5:1 — 2:1. В результате химических исследований оптимизирована рецептура ПКС: газогенерирующий раствор (ГГР) — 30%, кислотный состав (на основе соляной кислоты 24%-ной концентрации) — 70%, причем сами эти растворы содержат определенные количества облагораживающих ингредиентов-ингибиторов.

Исследованы основные физико-химические и технологические характеристики ПКС: вспениваемость и стабильность, дисперсность, смачиваемость, кинетика растворения, восстановление Fe^{+3}, совместимость с нефтью и пластовой водой.

Пенообразующая способность растворов (вспениваемость) характеризуется количеством пены, которое образуется при определенных условиях из постоянного объема раствора в течение данного времени. Вспениваемость характеризуется кратностью, т.е. отношением объема пены к объему раствора, пошедшего на приготовление пены. После смешения вспенивателя с соляной кислотой и добавления ГГР, экспериментально установлена кратность пены при н.у. — 40; расчетные значения в забойных условиях оцениваются 5–10. Для оценки величины стабильности пены замеряли период полураспада пены, т.е. время, за которое из объема пены выделится половина объема раствора. Опыты показали, что период полураспада характеризуется величиной 15–20 мин, что удовлетворяет технологическим требованиям доставки пенокислоты в пласт.

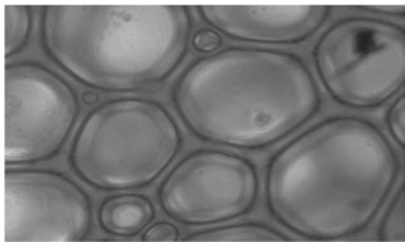
Реологические характеристики определяли с помощью вискозиметра «Fann-35 S». Было установлено, что эффективная вязкость ПКС уменьшается с ростом скорости сдвига и оценивается в диапазоне 40–120 мПа·с (в 4–5 раз выше чем у кислотного состава) при различных скоростях сдвига, что способствует стабильности образующейся пены и, как следствие, более глубокому

Материалы и методы
Исследование пенокислотных составов. Опытно-промышленные испытания новой технологии кислотной обработки с генерированием пенокислоты на забое скважины, с отработкой инновационных способов саморегулируемых операций по стимулированию притока нефти в гетерогенных порово-трещинных коллекторах за счет охвата большей толщины пласта и глубокого химического воздействия.

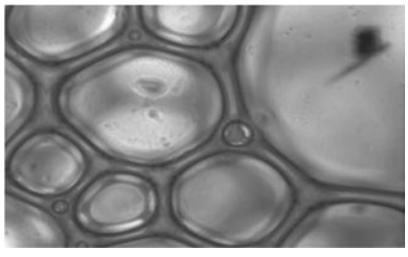
Ключевые слова
пена, пенокислотный состав, карбонатный коллектор, физико-химические свойства, обработка прискважинной зоны пласта, дисперсность, краевой угол смачивания

Жидкость	Поверхность до обработки θ, град.	Поверхность после обработки θ, град.
Вода	28,512	13,532
Соляная кислота	19,056	11,943

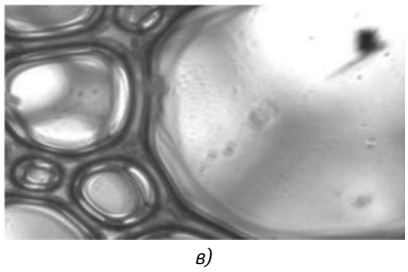
Таб. 1 — Краевые углы смачивания поверхности кварца после обработки кислотным составом



а)



б)



в)

Рис. 1 — Микроскопия пробы пены (а — 1 мин, б — 9 мин, в —15 мин)

проникновению пены в пласт.

Следующий этап в работе — исследование пенокислотных составов с помощью микроскопии. Важнейшей характеристикой пены является ее дисперсность и ее динамика во времени. С использованием современной аппаратуры с микрофотосъемкой вели расчет основных характеристик ячеек (размер и толщину). Толщина стенок между ячейками пены непосредственно влияет на ее прочность и сопротивление «старению». Пенокислота, стабилизированная пенообразователем и загеливателем, имеет наибольшую толщину стенок, причем, толщина их увеличивается при выдерживании во времени. Полученные результаты исследований указывают на синергетический эффект взаимодействия ПАВ (пенообразователя и загеливателя), обусловливающий повышение агрегативной стабильности пенной системы.

Для оценки дисперсности пены использовался микроскоп с программным обеспечением. Использование современных автоматизированных установок позволило определять не только качественную картину динамики ячеек пены во времени, но и оценить динамику количественных параметров (размеры ячеек пены D за счет контроля площади S). Микрофотографирование проводилось в течение 15 мин через каждые 3 мин, что позволило в реальном времени исследовать процессы образования и коалесценции ячеек пены (рис. 1).

После статистической обработки результатов опытов (рис. 2) выделено три типа ячеек по диаметру: зафиксирована полидисперсность в диапазоне 24–200, 200–375, 375–550 мкм, что соизмеримо с большинством типов природных микротрещин.

Исследование смачиваемости пластового материала с обрабатывающими флюидами имеет важное значение в понимании механизма селективной обработки при интенсификации добычи нефти. Влияние ПКС на смачивание породы было оценено на поверхности кварцевой пластины, моделирующей гидрофильную поверхность. Методика исследования включала выдержку пластины в течение часа в ПКС, кварц вынимался и сушился. Далее наносилась капля обрабатывающей жидкости, и замерялся краевой угол смачивания.

Результаты исследований свидетельствуют об увеличении смачиваемости поверхности после обработки ПКС на границе раздела кислота/кварц, а значит, более полного реагирования кислоты в процессе ее расходования на карбонатную породу, что увеличивает эффективность обработки.

Методика исследований кинетики растворения кернового материала основана на фиксировании динамики массы образца до и после контакта с кислотными растворами (гравиметрический метод). Установлено, что использование ПКС уменьшает скорость растворения карбонатной породы в 45 раз при н.у. и в 11 раз при температуре 80°С относительно соляной кислоты 24%-ой концентрации. Этот кинетический эффект позволяет регулировать глубинность обработки карбонатного пласта, что очень важно в технологическом аспекте транспортировки активной кислоты в глубь коллектора.

Современные кислотные композиции содержат в рецептурах нейтрализаторы (восстановители) ионов железа. Эти агенты предотвращают (минимизируют) негативный процесс образования смолистых осадков при контакте кислоты с нефтью. Проведенные нами исследования показали перспективность применения восстановителей и катализаторов класса органических кислот.

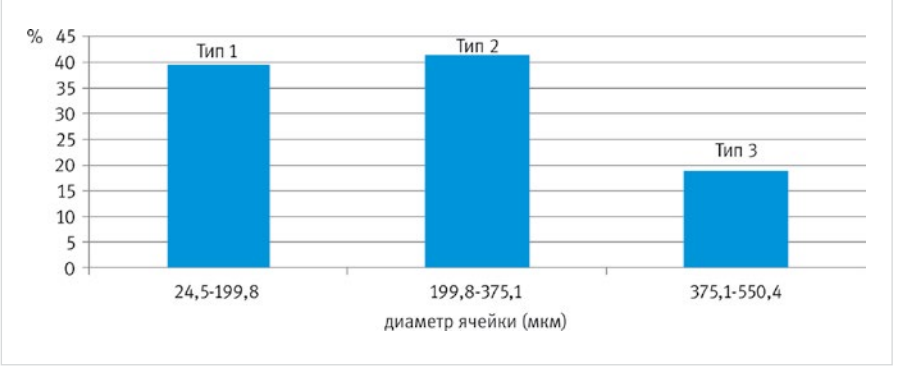


Рис. 2 — Процентное распределение размеров ячеек пены

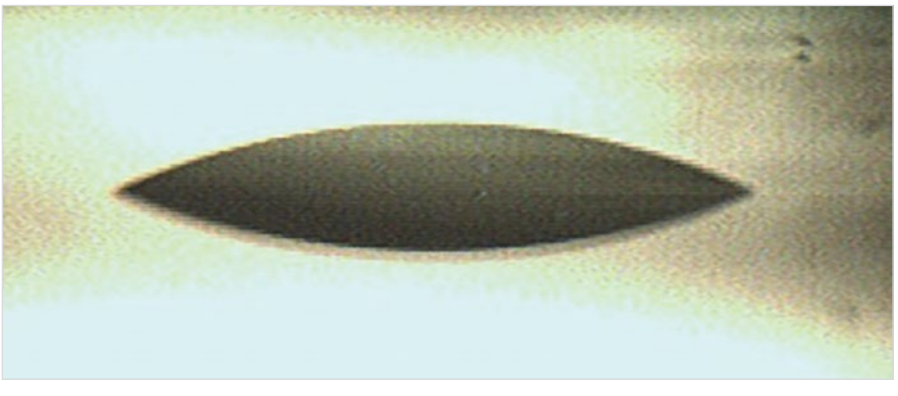


Рис. 3 — Фотография капли при концентрации кислоты 12%

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

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

Методы увеличения нефтеотдачи. Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.

14-15 сентября 2016
г. Ижевск

Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации.

Ноябрь 2016
г. Пермь

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.

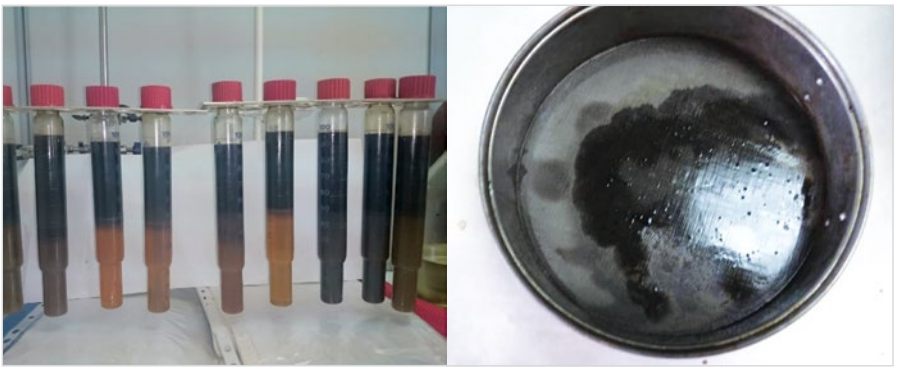


Рис. 4 — Тестирование нефти ЦДНГ-1 Бавлинского месторождения

Была оценена скорость коррозии ПКС и его компонентов при разных температурах: газогенерирующий раствор – коррозии нет, кислотный состав при 20°С — 0,07 г/м²·ч, ПКС при 20°С — 0,032 г/м²·ч. Коррозионные показатели соответствуют современным требованиям.

Исследована совместимость ПКС с образцами нефти и воды добывающих скважин ПАО «Татнефть». На всех испытанных 84 образцах нефти отсутствуют смолистые осадки и высоковязкие эмульсии, все смеси проходят тест на фильтре с ячейками 0,2 мм (рис. 4).

На момент написания статьи выполнены две обработки с применением по 25 м³ рабочих жидкостей с образованием ПКС непосредственно на забое скважин. По первой условно-вертикальной скважине наблюдается увеличение дебита нефти за первый месяц эксплуатации почти в 2 раза при стабилизации попутно добываемой пластовой воды на прежнем уровне. Вторая скважина, имеющая открытый горизонтальный ствол длинной около 100 м, находится на текущий момент в освоении. В процессе освоения обеих скважин наблюдался интенсивный выход реакционных газов, что подтверждает факт образования пены в интервале обработки.

Итоги

По итогам исследований на период опытно-промышленных работ разработана инструкция на технологию ОПЗ карбонатного пласта с применением новой рецептуры ПКС, включающая различные технологические варианты доставки газогенерирующего раствора и кислотного состава в интервал обработки. В рамках ОПР в текущем году планируется проведение работ на пяти скважинах, четыре из которых — с открытым горизонтальным стволом длинной от 100 до 300 м.

Выводы

1. Разработана рецептура пенокислотного состава с улучшенными и регулируемыми физико-химическими свойствами.
2. ПКС за счет пенной структуры и наличия ПАВ имеет низкие скорости реагирования с карбонатной породой и выполняет основную транспортную функцию — доставку кислотного раствора с ПАВ в глубь пласта.
3. Высокая смачивающая способность, регулируемая вязкость и структурно-механические свойства обеспечивают селективность, равномерность обработки и максимальную полноту использования кислотного состава.
4. Пенокислота характеризуется полидисперсным состоянием, с преобладанием мелко- и среднеячеестых структур, размеры которых сопоставимы с геометрическими характеристиками микротрещин природного карбонатного коллектора.
5. Образование ПКС осуществляется смешением двух компонентов: газогенерирующего раствора и кислотного состава в определенном соотношении; базовым скважинным вариантом является их доставка по двум гидравлическим каналам с образованием ПКС на забое скважины с последующей закачкой в пласт.
6. Предполагается в ходе ОПР оптимизировать технологические аспекты порционной закачки пенокислоты и других рабочих жидкостей.

Список литературы

1. Силин М.А. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. 120 с.
2. Глазова В.И., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. 61 с.
3. Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. Ижевск: УдмуртНИПИнефть, 1999. 550 с.
4. Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Скороход А.Г. Приросты коэффициента вытеснения нефти из песчаных и карбонатных коллекторов для различных по размеру оторочек пены. Уфа: БашНИПИнефть, 1990. С. 71–79.
5. Телин А.Г. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2001. №8. С. 69–74.
6. Глущенко В.Н., Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 52 с.
7. Мусабиров М.Х. Сохранение и увеличение продуктивности нефтяных пластов. Казань: ФЭН. 2007. 424 с.
8. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Том 4. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. 703 с.
9. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2004. 711 с.

Innovative foam-acid technology of bottom-hole area for intensification of oil production from carbonate reservoirs in PJSC "Tatneft"

UDC 622.276

Authors:
Alina Yu. Dmitrieva — Ph.D., research associate[1]; oav@tatnipi.ru
Munavir Kn. Musabirov — Sc.D., head. laboratory OPZiVIR[1]; musabirov@tatnipi.ru
Eduard M. Abusalimov — junior researcher[1]; ers@tatnipi.ru
Natalia M. Musabirova — 1st category engineer[1]; progs@tatnipi.ru
Victor V. Gavrilov — deputy general director for science[2]; victorgavriloff@rambler.ru

[1]"TatNIPIneft" PJSC "Tatneft" named after . V.D. Shashin, Bugulma, Russian Federation
[2]Ltd. SPC "Intehpromservis", Kazan, Russian Federation

Abstract
The development of new technologies of selective acid-foam stimulation the near-wellbore zone of formation is an urgent task to intensification the processes of oil production. The article is devoted to laboratory tests foam-acid composition of the new formulation, the study of patterns of changes of physico-chemical, rheological and technological characteristics of the foam-acid composition (density, viscosity, foaming, stability, dispersion, wettability, the kinetics of dissolution-heat, recovery of Fe^{+3}, the compatibility with the oil and formation water), depending on the concentration of ingredients, time, temperature, and shear rate ratios of the component. The studies developed foam-acid composition with controlled physicochemical properties adapted to geological and physical conditions of deposits PJSC "Tatneft".

Materials and methods
Research of foam-acid compounds. It was conducted pilot testing of a new acid processing technology to generate foam-acid at the bottom of the well, with working innovative ways of self-regulatory operations to stimulate the flow of oil in heterogeneous porous fractured reservoirs by covering a greater layer thickness and deep chemical exposure.

Results
According to the results of research on the period of pilot projects designed to guide the technology SCR of carbonate formation with the new formulation of the PCB, which includes various technological options for delivering gas generating solution and acid composition in the treatment interval. As part of ODA in the current year it is planned to carry out works on five wells, four of which with an open horizontal barrel length of 100 to 300 m.

Conclusions
1. The formula has been developed foam-acid composition with improved and adjustable physical and chemical properties;
2. Foam-acid composition due to the foam structure and the presence of surfactants has a low speed of reaction with carbonate rocks and performs basic transportation function – delivery of the acidic solution with a surfactant into the formation;
3. High wetting ability, adjustable viscosity and structural-mechanical properties provide the selectivity and uniformity of processing and maximum utilization of acidic composition;
4. Foam-acid condition is characterized by polydisperse, with a predominance of small and middle cellated structures whose dimensions are comparable with the geometric characteristics of microcracks in natural carbonate reservoir;
5. Education DCC is a mixture of two components: a gas-generating solution and the acidic composition in a specific ratio; reference borehole option is delivery via two hydraulic channels with the formation of the PCB at the bottom of the well followed by injection into the reservoir;
6. It is assumed in the course of ODA to optimize the technological aspects of the batch injection foam-acid or other fluids, with the aim of obtaining the planned levels of oil production.

Keywords
foam, foam-acid composition, a carbonate reservoir, the physicochemical properties of the formation near borehole zone processing, dispersion, contact angle

References
1. Silin M.A. *Kislotnye obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov: uchebnoe posobie* [Acid treatment of formations and methods of testing acid solutions: a training manual]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011, 120 p.
2. Glazova V.I., Trakhtman G.I. *Sovershenstvovanie metodov intensifikatsii pritoka nefti k zaboyu skvazhin putem kislotnykh obrabotok* [Improvement of methods of stimulation of inflow of oil to the bottom of the wells by acid treatment]. Moscow: *VNIIOENG*, 1985, 61 p.
3. Suchkov B.M. *Povyshenie proizvoditel'nosti malodebitnykh skvazhin* [Improving the productivity of marginal wells]. Izhevsk: *UdmurtNIPIneft'*, 1999, 550 p.
4. Panteleev V.G., Lozin E.V., Skorokhod A.G. *Prirosty koeffitsienta vytesneniya nefti iz peschanykh i karbonatnykh kollektorov dlya razlichnykh po razmeru otorochek peny* [The Growth coefficient of oil displacement from sand and carbonate reservoirs for different size rims foam]. Ufa: *BashNIPIneft*', 1990, pp. 71–79.
5. Telin A.G. *Kompleksnyy podkhod k uvelicheniyu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorakh* [An Integrated approach to increase the efficiency of acid treatment of wells in carbonate reservoirs]. Oil industry, 2001, issue 8, pp. 69–74.
6. Glushchenko V.N., Pozdeev O.V. *Voprosy povysheniya effektivnosti kislotnykh sostavov dlya obrabotki skvazhin* [Improving the efficiency of acid solutions for well treatment]. Moscow: *VNIIOENG*, 1992, 52 p.
7. Musabirov M.Kh. *Sokhranenie i uvelichenie produktivnosti neftyanykh plastov* [Maintaining and increasing the productivity of oil reservoirs]. Kazan: *FEN*, 2007, 424 p.
8. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftepromyslovaya khimiya. Tom 4. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield chemistry. Volume 4. Acid treatment of wells]. Moscow: *Interkontakt Nauka*, 2010, 703 p.
9. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Tekhnologicheskie zhidkosti i sostavy dlya povysheniya produktivnosti neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Technological fluids and compositions for improving the productivity of oil and gas wells]. Moscow: *Nedra*, 2004, 711 p.

нам 90 лет

Юбилейный 2016 год

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

- Агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- Комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- Комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессоливания нефти;
- Технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- Нестандартное оборудование на заказ.

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

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru

WWW.SAPCON.RU

УДК 622.276

Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения

П.В. Пятибратов
к.т.н., доцент[1]
pyatibratov.p@gmail.com

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

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

На эффективность циклического заводнения оказывает влияние целый ряд геолого-физических и промыслово-технологических факторов. В статье на основе трехмерного гидродинамического моделирования показано влияние анизотропии проницаемости на обоснование времени полуцикла и технологическую эффективность метода.

Материалы и методы
Трехмерное компьютерное моделирование.

Ключевые слова
циклическое заводнение, критерии применимости циклического заводнения, анизотропия пласта по проницаемости

На сегодняшний день в России наиболее распространенным способом разработки остается заводнение. Многие месторождения характеризуются высокой обводненностью продукции скважин и низким коэффициентом охвата пласта воздействием, обусловленными высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. В таких условиях возрастает актуальность применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, вместе с тем падение цен на нефть требует поиска эффективных и рентабельных технологий, к которым относятся гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. Одним из относительно малозатратных гидродинамических МУН является циклическое заводнение.

В работах [1, 2, 3] подробно рассматривается набор критериев применимости циклического заводнения, связанных геолого-физическими характеристиками объекта и промыслово-технологическими особенностями его разработки. К числу геолого-физических критериев применимости циклического заводнения относят слоистую неоднородность пласта, гидродинамическую связность прослоев, трещиноватость пластов, вязкость нефти, площадную неоднородность, упругоемкость пластовой системы, текущую нефтенасыщенность.

Эффективность циклического заводнения определяется двумя неразрывно связанными процессами: внедрением воды в малопроницаемые зоны пласта за счет перепадов давления, возникающих при неравномерном распределении давлений, и капиллярным удержанием в малопроницаемых зонах пласта внедрившейся воды.

Таким образом, наиболее подходящими объектами для циклического заводнения считаются пласты, резко неоднородные по проницаемости, ввиду возникновения нестационарных перепадов давления между разнопроницаемыми слоями при изменении режимов работы скважин.

Однако интенсивность внедрения воды в малопроницаемые зоны пласта определяется не только значениями возникающих градиентов давления, а также проницаемостью слоев в вертикальном направлении.

При создании трехмерной гидродинамической модели пластов в качестве распределения проницаемости в вертикальном направлении часто используют либо значения, полученные в результате ремасштабирования геологической модели методом тензора, либо задаются постоянным коэффициентом анизотропии, равным, например, 10. Под коэффициентом анизотропии проницаемости в данной работе понимается отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной, $k_{гор}/k_{верт}$ [4].

Значения коэффициента анизотропии в трехмерной гидродинамической модели могут значительно отличаться от результатов, полученных на образцах кернов, из-за различия в масштабе. Представление об анизотропии пласта по проницаемости может изменяться в процессе разработки и изучения пласта, а значения изменяться в десятки и сотни раз [5]. При этом значение коэффициента анизотропии оказывает существенное влияние на процессы перемещения флюидов в пласте при различных системах разработки и на эффективность выработки запасов.

В настоящей статье проводится оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения на основе трехмерного компьютерного моделирования.

Для оценки влияния коэффициента анизотропии на эффективность циклического заводнения проведены расчеты на синтетической гидродинамической модели, т.е. упрощенной гидродинамической модели реального объекта, созданной с целью анализа изучаемых процессов и влияния отдельных факторов. Использование такой модели позволяет рассматривать множество вариантов разработки с применением исследуемой технологии в короткий временной промежуток и исследовать влияние на технологию отдельных факторов независимо от других.

Для поставленной задачи была выбрана модель двухфазной трехмерной изотермической фильтрации «BlackOil». При построении модели были использованы свойства реального объекта: глубина залегания, толщина пласта, начальное распределение пластового давления, свойства породы и флюидов, зависимость пористости от проницаемости. Моделирование начального насыщения проводилось в соответствии с моделью капиллярно-гравитационного равновесия. Остаточные

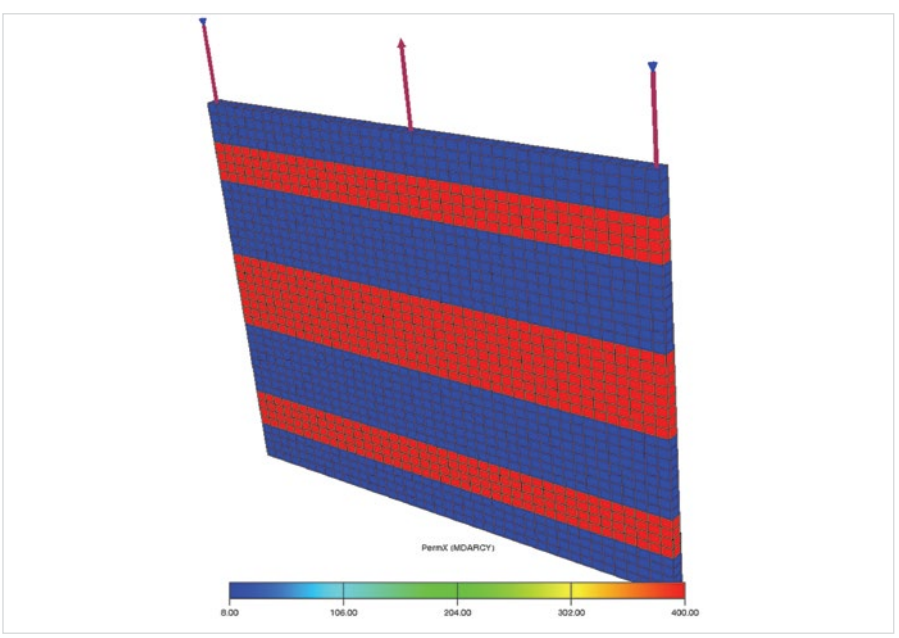


Рис. 1 — Распределение проницаемости в синтетической гидродинамической модели

нефтенасыщенность и водонасыщенность, критическая водонасыщенность заданы в зависимости от пористости и проницаемости. Упрощенная модель представляет собой слоисто-неоднородный пласт, состоящий из 7 слоев, проницаемость высокопроницаемых слоев модели составляет 0.4 мкм², низкопроницаемых — 0.008 мкм² (рис. 1).

Для расчета технологических показателей при циклическом заводнении использовались следующие технологические ограничения:

- полуциклы нагнетания и простоя симметричны;
- амплитуда колебаний давления рассчитывалась из условия 100% компенсации отборов закачкой;
- время полуцикла варьировалось в интервале от 1 до 7 сут.

Расчеты проводились до достижения обводненности 98%.Технологическая эффективность оценивалась по формуле:

$$Эф = \frac{Q_ц - Q_c}{Q_c} \cdot 100\%$$

где $Э_ф$ — относительный прирост накопленной добычи нефти, %;

Q_c — накопленная добыча нефти при стационарном заводнении, м³;

$Q_ц$ — накопленная добыча нефти при циклическом заводнении, м³.

Результаты расчетов технологической эффективности циклического заводнения при разных значениях коэффициента анизотропии и длительности полуцикла представлены в таб. 1 и на рис. 2.

Результаты расчетов свидетельствуют, что оптимальная длительность полуцикла, т.е. время полуцикла, при котором достигается максимальная дополнительная добыча за один цикл, и технологическая эффективность циклического заводнения зависят от значения коэффициента анизотропии пласта следующим образом (рис. 2):

- чем выше коэффициент анизотропии пласта, тем больше времени необходимо для перераспределения давления в вертикальном направлении и внедрения воды в малопроницаемые пропластки при циклическом заводнении и, следовательно, тем больше время полуцикла;
- чем ниже коэффициент анизотропии, тем интенсивнее происходит перераспределение давления между низкопроницаемыми и высокопроницаемыми пропластками в процессе стационарного заводнения, меньше перепад давления между ними при циклическом заводнении и, следовательно, меньше объем внедрения воды в низкопроницаемые зоны и объем дополнительно вытесненной нефти в результате создания нестационарных перепадов давления.

Прогнозирование технологической эффективности циклического заводнения проведено на основе трехмерной гидродинамической модели одного из месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ», некоторые геолого-физические характеристики которого представлены в таб. 2.

Расчеты проводились для стационарного и циклического заводнения при значениях коэффициента анизотропии пласта, равных 10 и 100. На рис. 2 приведено сравнение характеристик вытеснения при стационарном (пунктирные кривые) и циклическом (сплошные кривые) заводнении при разных значениях коэффициента анизотропии. В случае задания коэффициента анизотропии равного 100 технологическая эффективность циклического заводнения за 10 лет разработки составляет 3.0%, при коэффициенте анизотропии равном 10–2.1%. Результаты расчетов при стационарном заводнении при заданных значениях коэффициента анизотропии отличаются менее чем на 0.2%.

Итоги

В результате проведенных расчетов на секторной гидродинамической модели показано, что наряду с такими факторами как слоистая неоднородность пласта, гидродинамическая связность прослоев, трещиноватость пластов, вязкость нефти, площадная неоднородность, упругоемкость пластовой системы, текущая нефтенасыщенность, на эффективность метода существенное влияние оказывает коэффициент анизотропии пласта. Время полуцикла и технологическая эффективность циклического заводнения прямо пропорциональны значению коэффициента анизотропии пласта.

Время полуцикла, сут	Коэффициент анизотропии			
	10	100	500	1000
1	0.12	0.83	2.39	3.44
2	0.10	0.81	2.55	3.89
3	0.06	0.71	2.45	3.92
4	0.09	0.59	2.22	3.63
5	0.00	0.40	2.11	3.31
6	0.02	0.36	1.76	3.00
7	0.11	0.36	1.65	2.57
Оптимальное	0.12	0.83	2.55	3.92

Таб. 1 — Результаты расчетов технологической эффективности циклического заводнения при разных значениях коэффициента анизотропии и длительности полуцикла

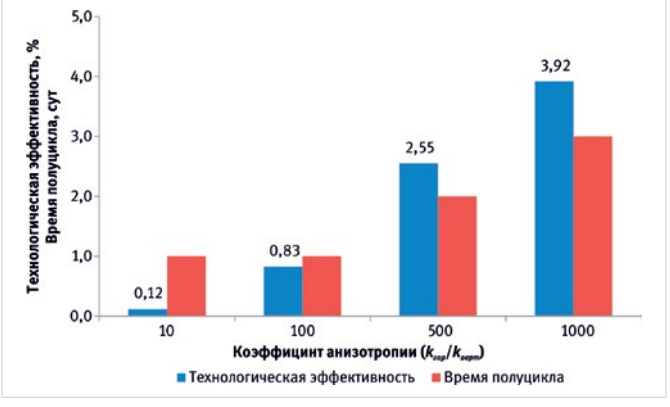


Рис. 2 — Зависимость времени полуцикла и эффективности циклического заводнения от коэффициента анизотропии

Параметры	Ед. измер.	Знач.
Средняя общая толщина	м	14.1
Средняя газонасыщенная толщина	м	-
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	5
Пористость	%	19
Проницаемость	мкм2	0.467
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0.6
Коэффициент расчлененности	доли ед.	3.4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	25.1
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1.42

Таб. 2 — Геолого-физические характеристики месторождения

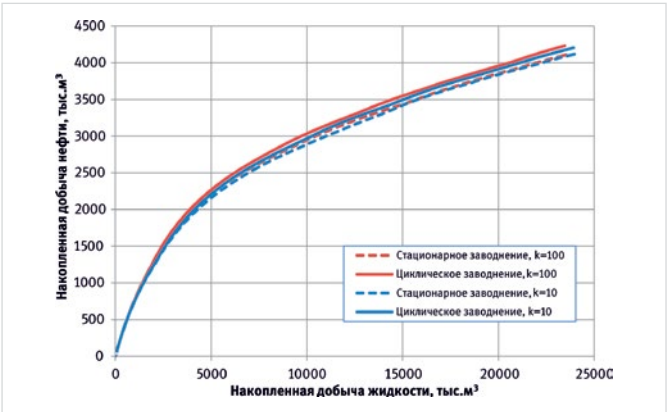


Рис. 3 — Сравнение характеристик вытеснения при стационарном и циклическом заводнении при разных значениях коэффициента анизотропии

Выводы

Показано, что наряду с известными критериями применимости циклического заводнения, анизотропия проницаемости оказывает существенное влияние на выбор технологических параметров метода (время полуцикла) и его технологическую эффективность. Результаты представляют научный и практический интерес. В частности в статье показано, как полученные результаты могут быть использованы на полномасштабных трехмерных гидродинамических моделях при проектировании циклического заводнения.

Список 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. 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.
4. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. 2-е изд. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.
5. Ringrose, P., Bentley M. Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide. Springer, 2015. 249 p.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Assessing the impact of reservoir permeability anisotropy on the cyclic waterflooding effectiveness

Authors:

Petr V. Pyatibratov — Ph.D., associate professor[1]; pyatibratov.p@gmail.com

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

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

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

Abstract

The effectiveness of the cyclic waterflooding depends on a number of geological, physical and technological factors. In the article based on a three-dimensional hydrodynamic simulation shows the influence of the anisotropy permeability for half-cycle duration and technological efficiency of the method.

Materials and methods

3D simulation.

Results

As a result of simulations on the sectoral simulation model shows that, in addition to factors such as the layered heterogeneity of reservoir hydrodynamic connectivity layers, fractured reservoirs, oil viscosity, areal heterogeneity, compressibility of reservoir system, current oil saturation, efficiency of the method is significantly affected by the reservoir anisotropy coefficient. Duration of half-cycle and technological efficiency of cyclic waterflooding is directly proportional to the value of reservoir anisotropy coefficient.

Conclusions

It is shown that in addition to well-known criteria for cyclic flooding applicability, reservoir permeability anisotropy has a significant influence on the choice of process parameters of the method (half-cycle duration) and technological efficiency.

The results are scientifically and practically interesting. In particular, the article shows how the results can be used for full-scale three-dimensional hydrodynamic model for the design of cyclic waterflooding.

Keywords

cyclic waterflooding,
cyclic waterflooding applicability criteria,
reservoir permeability anisotropy

References

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. *Tsiklicheskoe vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* [Cyclic impact on heterogeneous stratum]. Moscow: *Nedra*, 1988, 121 p.
2. Kryanev D.Yu. *Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya* [Nonsrationary waterflooding. Methods of evaluating the selection criterion of the exposure spots]. Moscow: *VNIIneft'*, 2008, 208 p.
3. 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.
4. Tiab D., Donaldson E.Ch. *Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov* [Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties]. 2nd ed. Moscow: *Premium Inzhiniring,* 2009, 868 p.
5. Ringrose, P., Bentley M. Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide. Springer, 2015. 249 p.

СДТР Инжиниринг

Представитель компании Arrow в РФ:
ООО «СДТР Инжиниринг»,
тел.+7 916-301-56-47,
e-mail: sales@gtisdtr.ru

ГАЗОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ ARROW
ДЛЯ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Газовые двигатели Arrow используются в качестве привода для станков-качалок и генераторных установок с круглосуточным режимом работы.

В отличие от высокооборотных турбированных двигателей, двигатели Arrow — низкооборотные и изначально сконструированы для работы на низкокачественном газе.

В качестве топливного газа используется попутный нефтяной газ или газ затрубного пространства.
Дорогостоящая подготовка газа, например, низкотемпературная осушка или адсорбционная очистка от сероводорода, не требуются.

Основные допустимые параметры топливного газа:

1. Индекс детонации газа (метановое число) — WKI: >50;
2. Минимальная теплотворная способность — 900 Btu/ft3;
3. Максимально допустимое содержание сероводорода — до 1%;
4. Предельное содержание соединений галогенов (гидрохлориды, фториды и т.д.) — 60 мкг/литр.

При повышенном содержании сероводорода и соединений галогенов требуется более частая замена масла согласно рекомендациям производителя.

Имеется реальный положительный опыт эксплуатации двигателей Arrow в России на предприятиях группы Лукойл.

	С-46	С-66	С-96	С-106	С-255
Мощность при продолжительной работе на максимальных оборотах (л.с)	10 л.с . (7,5 кВт) 800 об/мин	14 л.с. (10,4 кВт) 700 об/мин	20 л.с. (14,9 кВт) 600 об/мин	32 л.с. (23,9 кВт) 800 об/мин	55 л.с. (23,9 кВт) 750 об/мин

УДК 622.276

Повышение эффективности выработки запасов в низкопроницаемых пластах на основе вертикально-латерального заводнения

Н.В. Шупик
соискатель
ShupikNV@tmn.lukoil.com

И.М. Индрупский
д.т.н., зав. лабораторией
i-ind@ipng.ru

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

В данной работе на примере типового участка исследуется возможность повышения эффективности разработки залежей нефти в неоднородных коллекторах юрских отложений Западной Сибири с применением методических и технологических решений по опережающему и вертикально-латеральному заводнению, обоснованных в рамках концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [1, 2]. В качестве инструмента для оценки эффективности предлагаемых решений используется секторная геолого-гидродинамическая модель реального объекта с учетом сложившейся системы разработки. Выбор данного объекта определяется типичностью его параметров и технологических решений, реализуемых недропользователем, для аналогичных объектов на других месторождениях, вводимых в разработку в последние годы.

Материалы и методы
Гидродинамические расчеты проведены в программном комплексе RFD tNavigator с целью более корректного моделирования динамики фильтрационных процессов при наличии массовых трещин ГРП.

Ключевые слова
вертикально-латеральное заводнение, многостадийный гидроразрыв, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, горизонтальные нагнетательные скважины, интенсивные системы разработки, доизвлечение остаточных запасов, опережающее заводнение

Описание объекта и модели

Участок моделирования представлен юрскими отложениями Западно-Сибирской низменности. Расположен в зоне понижения структурных поверхностей. Фильтрационно-емкостные свойства неоднородные и характеризуются значениями эффективной проницаемости от 4 мД у кровли коллектора, переходя в глину к подошве. Начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости около 0,8 д. ед. у кровли и снижается до уровня остаточной нефтенасыщенности к подошве. Участок пласта практически монолитный. Свойства пластовых флюидов (PVT-свойства) в модели заданы в соответствии с утвержденными для объекта параметрами. В таб. 1 приведены основные физико-химические свойства пласта и флюидов.

Поскольку в качестве технологических решений на объекте применяются наклонно-направленные скважины (ННС) с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтальные скважины (ГС) с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП), отдельное внимание уделено корректному моделированию динамики фильтрационных процессов при наличии трещин ГРП. Использован реализованный в tNavigator подход, при котором трещина ГРП моделируется путем создания сети виртуальных перфораций в ячейках сетки, через которые проходит трещина. Данный подход позволяет адекватно моделировать приток флюидов в скважину с ГРП, а также влияние трещины на течение флюидов в пласте и успешно используется при большом количестве трещин ГРП на объекте разработки [3]. Метод может эффективно применяться как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП [4].

Число, положение и ориентация трещин ГРП задавались по фактическим данным. На ГС с МГРП реализовано, в среднем по 3–4 стадии в зависимости от длины ствола. По нагнетательным и добывающим ННС также проведены операции ГРП. Параметры трещин по всем скважинам взяты одинаковые, соответствующие осредненным оценкам по фактическим данным: ширина — 4 мм, полудлина — 80 м, модель трещины бесконечной проводимости. Время затухания эффекта от ГРП для ГС с МГРП — 2 года, для добывающих ННС — 3 года, для нагнетательных ННС — без затухания.

Моделирование ввода скважин соответствует проектным решениям по объекту (рис. 1а). Они предусматривают обращенную девятиточечную систему размещения скважин с центральной нагнетательной наклонно-направленной скважиной в центре квадрата и заменой двух наклонно-направленных в рядах добывающих скважин на горизонтальную добывающую скважину с МГРП со смещением. Всего на участке 46 добывающих скважин, вводимых в эксплуатацию с гидравлическим разрывом, из которых 21 ГС с МГРП, остальные — ННС с ГРП. Также реализуется ввод 20 ННС с ГРП, из них 7 — в отработке на нефть от 1 до 7 месяцев. Ввод скважин на участке осуществлялся постепенно в течение года.

Фактические входные дебиты по нефти ННС с ГРП около 30–40 т/сут, ГС с МГРП — 90–140 т/сут. Недостаточная эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) сказывается на быстром падении дебитов скважин. В течение квартала с момента ввода дебит снижается и достигает для ННС с ГРП 20–25 т/сут (падение на 30%), по ГС с МГРП — 40–70 т/сут (падение на 45%). Участок характеризуется недонасыщенным по нефти коллектором без подошвенной воды, входная обводненность добывающих ННС с ГРП составляет 18–30 %, добывающих ГС с МГРП — 30–45%. Существенных изменений

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	835
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	759
Среднее давление насыщения, Бар	103
Газосодержание, м^3/т	84
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м^3	1015
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3	986
Коэффициент сжимаемости воды, 1/ГПа	0.489
Начальное пластовое давление, Бар	260
Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.)	2.5/0-24
Средняя эффективная пористость, д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.12/0.06-0.18
Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.76/0.40-0.86

Таб. 1 — Основные физико-химические свойства флюидов и пласта ЮВ$_1$

обводненности продукции до прорыва нагнетаемой воды не наблюдается.

Сопоставление латерального и вертикально-латерального заводнения

Проблема недостаточной эффективности ППД при интенсивных системах разработки залежей с низкопроницаемым коллектором проанализирована в работе [5] для условий, аналогичных рассматриваемому объекту. Показано, что положительного эффекта можно достигнуть за счет опережающего ввода нагнетательных скважин, однако его продолжительность не превышает 1–1,5 года. Более существенных результатов можно достичь за счет принципиального изменения системы ППД как для повышения степени компенсации отборов, так и увеличения охвата пласта заводнением. Соответствующие вопросы являются предметом рассмотрения данной статьи.

Гидродинамическая модель описанного участка предварительно адаптирована к истории разработки за первые 1,5 года (до 2011 г.). Дальнейшее моделирование за прошедший период и далее на 50 лет выполнено в прогнозном режиме. Это позволило оценить возможный эффект от сопоставляемых технологических решений по модернизации системы ППД при их своевременной реализации. Рассчитан базовый вариант, соответствующий принятой в настоящее время системе разработки (рис. 1а), а также серия альтернативных вариантов с учетом комплекса методических и технологических решений согласно концепции ЭПП [1].

Базовый вариант предполагает реализацию утвержденной схемы традиционного латерального заводнения (ЛЗ) с размещением скважин по сетке, показанной на рис. 1а. Эксплуатация скважин осуществляется при заданных забойных давлениях соответствующих последним расчетным данным после адаптации на период около 50 лет без выбытия скважин. Адаптация истории разработки выполнена в виде прогнозного варианта с граничными условиями на скважинах по забойным давлениям.

Альтернативные варианты предполагают реализацию **вертикально-латерального заводнения (ВЛЗ)** [1]. Основной альтернативный вариант отличается от базового дополнительным вводом горизонтальных нагнетательных скважин вблизи подошвы пласта с мощным нижележащим глинистым экраном. В отличие от классической схемы ВЛЗ [1, 2], стволы нагнетательных ГС проводятся в ортогональном направлении к добывающим ГС (рис. 1б, 2). Такая особенность связана с наличием на добывающих ГС трещин МГРП, ориентированных перпендикулярно стволам, в направлении максимального латерального стресса (горного напряжения). Таким образом:

- ориентация нагнетательных ГС параллельна трещинам МГРП в добывающих ГС;
- сохраняются нагнетательные ННС с ГРП, наследованные от базового варианта.

То есть, альтернативный вариант позволяет оценить, в какой мере расположенные у подошвы пласта нагнетательные ГС могут обеспечить вертикально-латеральный характер вытеснения нефти при наличии фонда добывающих ГС с МГРП и нагнетательных ННС с ГРП. Тем самым, исследуется возможность организации ВЛЗ в низкопроницаемых залежах, эксплуатируемых скважинами с ГРП и МГРП.

В альтернативном варианте ввод нагнетательных ГС осуществляется постепенно в 2011 г., в соответствии с бурением близлежащих добывающих скважин.

Рис. 3 демонстрирует различие в динамике выработки запасов нефти по базовому варианту с ЛЗ и варианту с ВЛЗ. Здесь показано распределение подвижных запасов нефти через 10 лет разработки по результатам моделирования. Как видно из рис. 4, примерно за 10–15 лет вырабатывается основная часть запасов, затем темпы выработки снижаются. Через 10 лет накопленная добыча нефти по участку в базовом варианте составила 3522.7 ст.м^3, а в варианте с ВЛЗ ОЗ — 4223.06 ст.м^3, относительный прирост — 17%. В среднем бурение одной дополнительной нагнетательной ГС за 10 лет обеспечивает доп. добычу нефти около 40 тыс. т, что превышает уровень рентабельности .

Из рис. 3 видно, что при ВЛЗ подвижные запасы нефти вытесняются в области дренирования добывающих ГС с МГРП и далее могут быть эффективно извлечены добывающими скважинами. Напротив, в базовом варианте при латеральном вытеснении остаются невовлеченными запасы между добывающими ГС с МГРП, то есть дорогостоящие скважины не могут реализовать свой потенциал. Динамика выработки подвижных запасов, представленная в форме геолого-статистического разреза (рис. 5), также показывает более высокую эффективность ВЛЗ, особенно в начальный период разработки. Это важно с точки зрения технико-экономических показателей проекта. Тем не менее, из рис. 4 и 5, видно, что преимущества ВЛЗ в выработке запасов сохраняются и к концу основного периода разработки, то есть положительно сказываются на конечной нефтеотдаче.

Рис. 6–7 показывают, что вариант с ВЛЗ обеспечивает более эффективное ППД, что естественно сказывается на некотором увеличении темпов обводнения в относительно монолитном пласте при добывающих скважинах с ГРП. Тем не менее, прирост темпов обводнения относительно невелик, что отражается в положительном интегральном влиянии ВЛЗ на добычу нефти.

С другой стороны, за пределами 10-летнего периода пластовое давление в варианте ВЛЗ возрастает выше начального (рис. 7), что ускоряет темпы обводнения и приводит к постепенному снижению эффекта от ВЛЗ (рис. 4). Следовательно, оптимизация режимов работы нагнетательных скважин

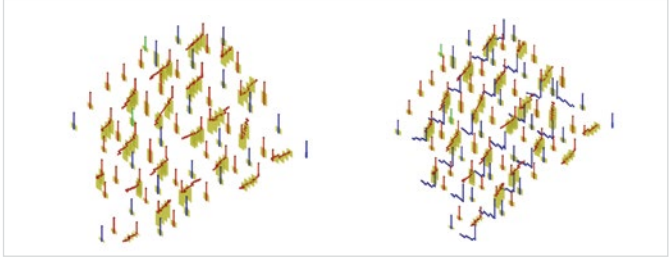


Рис. 1 — Схемы расположения скважин для систем разработки с различными типами заводнения: а) латеральное заводнение (базовый вариант); б) вертикально-латеральное заводнение

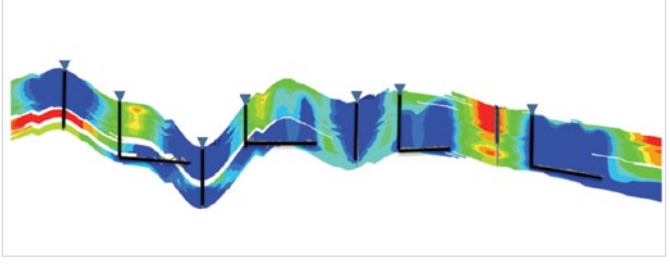


Рис. 2 — Комбинирование нагнетательных ННС и ГС в варианте ВЛЗ. Цветом показаны подвижные запасы нефти в профильном разрезе вдоль нагнетательного ряда на 5 год разработки

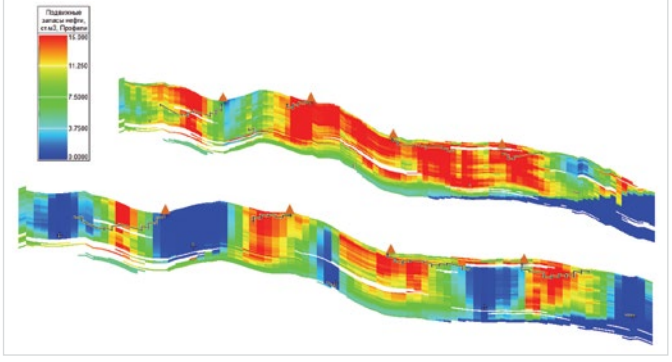


Рис. 3 — Профильный разрез с распределением подвижных запасов нефти по ячейкам модели через десять лет разработки по базовому варианту (а) и варианту с ВЛЗ (б)

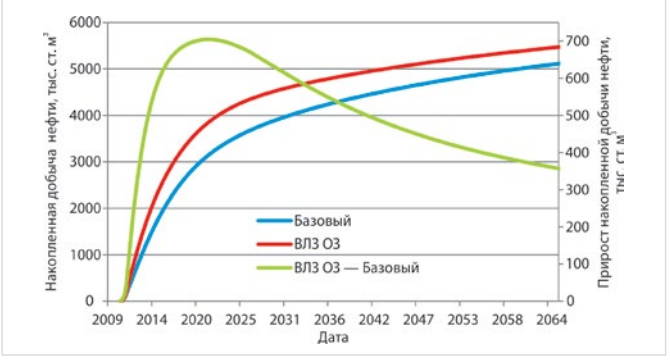


Рис. 4 — Динамика накопленной добычи нефти по базовому варианту и варианту с ВЛЗ, а также динамика прироста накопленной добычи от реализации ВЛЗ

позволит дополнительно улучшить показатели по альтернативному варианту.

Оценка индивидуального влияния факторов

Проведенный сопоставительный анализ вариантов с ЛЗ и ВЛЗ позволяет выделить несколько важных факторов, требующих отдельной оценки.

- Целесообразно оценить возможный эффект от интенсификации ППД без перехода к ВЛЗ.
- Рис. 7 показывает, что даже по варианту с ВЛЗ ОЗ в первые годы наблюдается снижение пластового давления из-за медленной передачи воздействия от зон нагнетания к зонам отбора. Следовательно, целесообразно оценить возможный эффект от опережающего заводнения (ОЗ) [5].
- Учитывая наличие МГРП на добывающем фонде ГС, альтернативная схема ВЛЗ может основываться на размещении нагнетательных ГС у кровли пласта. В этом случае закачка будет осуществляться не в низко-, а в высокопроницаемые интервалы.
- Известно, что тонкие глинистые прослои в разрезе пласта могут размываться в процессе заводнения, приводя к интенсификации вертикальных перетоков. Влияние этого эффекта на показатели разработки при ВЛЗ также требуют отдельной оценки.

Перечисленные факторы исследованы на основе сопоставления результатов расчетов для следующих вариантов на период 5 лет.

1. Описанный выше базовый вариант (ЛЗ).
2. Вариант 1 с интенсификацией ППД нагнетательными ННС.
3. Описанный выше вариант ВЛЗ, нагнетательные ГС размещены у подошвы пласта.
4. Вариант 3 с ОЗ по нагнетательным ННС и ГС.
5. Вариант 4 с учетом эффекта размывания малочисленных тонких глинистых прослоев (на основе опции автовыклинивания).
6. Вариант 3, но нагнетательные ГС размещаются у кровли пласта.

На рис. 8 представлена сравнительная характеристика вариантов по динамике накопленной добычи нефти (прирост по сравнению с базовым вариантом приведен в скобках после номера варианта в легенде).

В варианте 2 интенсификация закачки производилась с приближением к уровню, аналогичному вариантам с ВЛЗ, но с использованием только наклонно-направленных нагнетательных скважин, чего полностью достичь не удается. Результаты расчетов показали, что для монолитных низкопроницаемых объектов с небольшими толщинами накопленная добыча нефти за первые пять лет возрастает с увеличением интенсивности ППД вне зависимости от типа системы заводнения.

Тем не менее, по мере роста степени компенсации отборов закачка воды при ЛЗ становится неэффективной, способствует опережающему продвижению воды вдоль направления ГРП, формированию избыточных геомеханических напряжений с дальнейшим развитием трещин и усилению неравномерности выработки запасов. В результате, в сравнении с аналогичным по интенсивности закачки вариантом ВЛЗ (вариант 3), различие в динамике накопленной добычи нефти начинает проявляться уже за пределами двухлетнего периода. В целом за 5 лет ВЛЗ обеспечивает существенную прибавку в накопленной добыче нефти — 28.8 % по сравнению с базовым вариантом и более 16% по сравнению с вариантом 2.

Дополнительно применение опережающего заводнения исследуется в варианте 4. Здесь нагнетательные горизонтальные скважины вводятся на 6 месяцев раньше начала добычи из элемента разработки, а по нагнетательным наклонно-направленным скважинам фактический период отработки на добычу жидкости заменяется нагнетанием и добавляется 3 месяца нагнетания дополнительно. Результаты расчетов по варианту 4 показывают, что применение ОЗ также приводит к некоторому увеличению накопленной добычи нефти, особенно в первые 1–2 года.

Эффективность ВЛЗ существенно зависит от интенсивности вертикальных обменных процессов, контролируемых слабопроницаемыми глинистыми и плотными прослоями в разрезе пласта [1, 6, 7]. Оценка их параметров представляет сложную задачу и требует проведения специализированных промысловых исследований [1]. Влияние неопределенности вертикальной сообщаемости пласта за счет эффекта размывания тонких прослоев глин оценено в варианте 5 с применением опции автоматического выклинивания небольшого количества тонких слабопроницаемых прослоев. С ростом интегральной проницаемости разреза по вертикали показатели ВЛЗ в низкопроницаемом разрезе дополнительно улучшаются.

Вариант 6 предполагает реализацию ВЛЗ с ОЗ, но при расположении нагнетательных ГС вблизи кровли пласта, в интервале с улучшенными фильтрационными свойствами. В рассматриваемом случае монолитного низкопроницаемого разреза с ухудшением свойств в направлении подошвы и при эксплуатации добывающих скважин с ГРП/МГРП, размещение нагнетательных стволов в прикровельных зонах положительно сказывается на показателях разработки. Таким образом, оптимизация параметров ВЛЗ

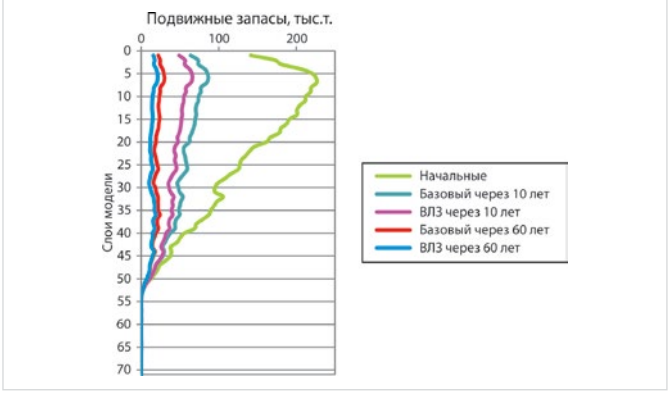


Рис. 5 — Сравнительная характеристика выработки подвижных запасов по слоям модели по базовому варианту и варианту с ВЛЗ

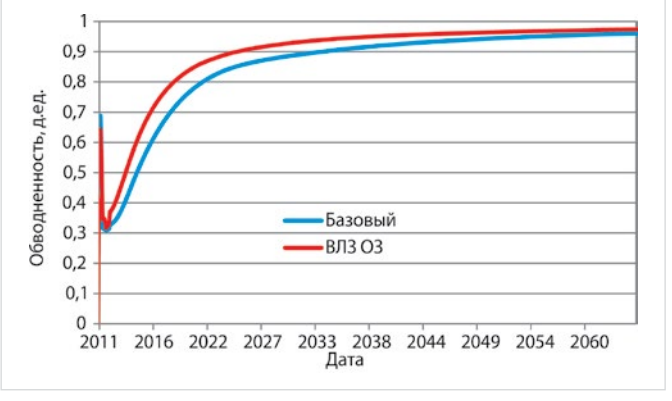


Рис. 6 — Динамика интегральной обводненности продукции в сопоставляемых вариантах

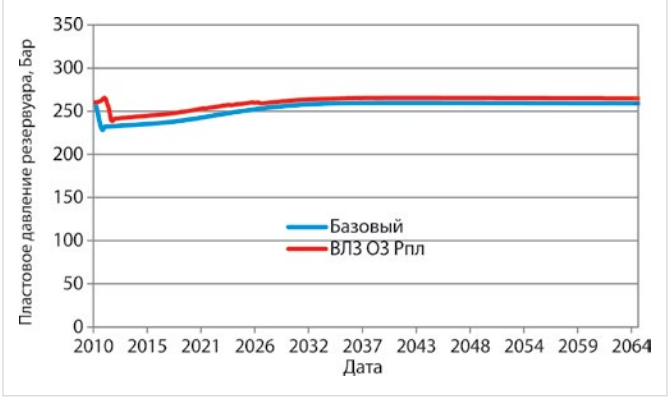


Рис. 7 — Изменение среднего пластового давления во времени по базовому варианту и варианту с ВЛЗ

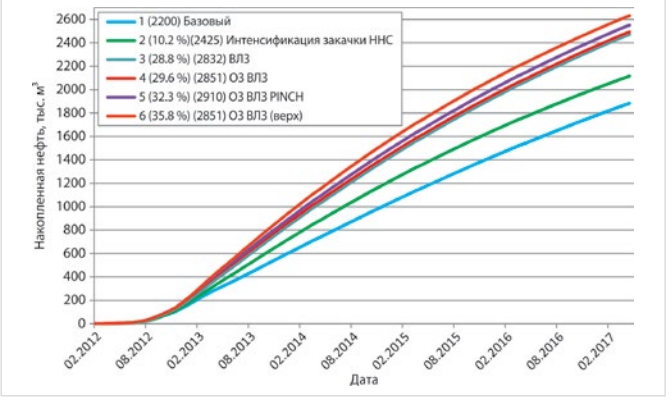


Рис. 8 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам

позволяет дополнительно улучшить условия ППД и выработки запасов в конкретных геолого-промысловых данных.

Итоги

Выполненное моделирование позволило получить важные результаты.

Установлена эффективность применения ВЛЗ в монолитных низкопроницаемых пластах небольшой толщины с интенсивными системами разработки на основе ГРП и МГРП.

ВЛЗ на основе нагнетательных ГС одновременно решает задачи обеспечения более высокой степени компенсации отборов и повышения охвата пласта заводнением, тогда как в случае традиционных систем поддержания пластового давления указанные две задачи оказываются взаимно противоречивыми.

Выводы

Применение ВЛЗ оправданно в монолитных низкопроницаемых пластах небольшой толщины с интенсивными системами разработки на основе ГРП и МГРП.

Оптимизация параметров ВЛЗ, в т.ч. по размещению ГС в разрезе пласта, а также в комбинации с ОЗ, позволяет дополнительно улучшить показатели разработки низкопроницаемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Список литературы

1. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Инновации в разработке месторождений нефти и газа // Вестник РАН. 2012. Том 82. №5. С. 425–431
3. Bogachev K., Shelkov V. A New Approach in Modeling Hydraulic Fractures and Auto Fractures at Injectors in Full-field Models // 138071-RU SPE Conference Paper – 2010.
4. Bogachev K., Shelkov V., Zhabitskiy Y., Eydinov D., Robinson T. A New Approach to Numerical Simulation of Fluid Flow in Fractured Shale Gas Reservoirs // 147021-MS SPE Conference Paper – 2011.
5. Индрупский И.М., Шупик Н.В., Закиров С.Н. Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения // Технологии нефти и газа. 2013. №3. С. 49–55.
6. Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Алексеев Д.А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 32–35.
7. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа и оценка влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей // Нефтяное хозяйство. 2016. №2. С. 38–43.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Improving oil recovery from inhomogeneous low-permeable reservoirs by vertical-lateral waterflooding

UDC 622.276

Authors:
Natalia V. Shupik — applicant; ShupikNV@tmn.lukoil.com
Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of laboratory; i-ind@ipng.ru

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russian Federation

Abstract

By the example of typical area, in this work analyzed possibility of effectiveness increase of oil pool development in inhomogeneous reservoirs in Jurassic Formation of Western Siberia with use of methodological and technological solutions on advance and vertical-lateral waterflooding, well-grounded within the framework of effective pore space conception [1, 2].

A sector reservoir geological and flow model of the real object with the existing development system is used as a tool to evaluate the efficiency of the examined solutions.

The reason for the choice of this object is typicalness of its parameters and technological solutions, executed by subsurface user, for analogous objects on other fields, put into development in the recent years.

Materials and methods

Flow simulations were performed in the RFD tNavigator software for proper modeling of flow dynamics in the presence of massive hydraulic fracturing.

Results

The performed simulations allow to obtained some important results. The efficiency is established of vertical-lateral waterflooding in monolithic low-permeable reservoirs of small thickness with intensive development systems based on hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing.

Vertical-lateral waterflooding based on horizontal injection wells simultaneously solves both the problems of providing a higher level of pressure maintenance and increasing the sweep efficiency. On the contrary, for the traditional flooding systems the two problems are contradictory.

Conclusions

Vertical-lateral waterflooding is reasonable in monolithic low-permeable reservoirs of small thickness with intensive development systems based on hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing.

Optimization of vertical-lateral waterflooding parameters, including location of horizontal wells in reservoir cross-section, as well as its combination with preliminary waterflooding, results in additional improvement of production dynamics for low-permeable reservoirs with hard-to-recover oil.

Keywords

vertical-lateral waterflooding, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeable reservoir, hard-to-recover oil, horizontal injectors, intensive development systems, additional oil recovery, advance waterflooding

References

1. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. i dr. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza. Chast' 2* [New principles and technologies of oil and gas fields' development. Part 2]. Moscow-Izhevsk: Institute of computer researches, 2009, 484 p.
2. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. *Innovatsii v razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* [Innovations in oil and gas fields' development]. *Vestnik RAN*, 2012, Vol. 82, issue 5, pp. 425–431.
3. Bogachev K., Shelkov V. A New Approach in Modeling Hydraulic Fractures and Auto Fractures at Injectors in Full-field Models. 138071-RU SPE Conference Paper – 2010.
4. Bogachev K., Shelkov V., Zhabitskiy Y., Eydinov D., Robinson T. A New Approach to Numerical Simulation of Fluid Flow in Fractured Shale Gas Reservoirs. 147021-MS SPE Conference Paper – 2011.
5. Indrupskiy I.M., Shupik N.V., Zakirov S.N. *Povyshenie effektivnosti podderzhaniya plastovogo davleniya na osnove operezhayushchego zavodneniya* [Improving pressure maintenance by advance waterflooding]. Oil and gas technologies, 2013, issue 3, pp. 49–55.
6. Cheremisin N.A., Rzaev I.A., Alekseev D.A. *Vliyanie prostranstvennoy svyaznosti i fil'tratsionno-emkostnykh svoystv nekollektorov i glin na razrabotku mestorozhdeniy* [Impact of clay spatial coherence and filtration-capacitive properties on field development]. Oil industry, 2015, issue 11, pp. 32–35.
7. Aleksandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Sonich V.P. *Petrofizicheskaya osnova i otsenka vliyaniya glinistykh porod, plastov i ekranov na pokazateli razrabotki zalezhey* [Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters]. Oil industry, 2016, issue 2, pp. 38–43.

НПФ ЭИТЭК
основана в 1992 году

Основной принцип работы ООО «НПФ ЭИТЭК» — разработка максимально эффективных и экономичных решений задач, поставленных Заказчиком, и их последующая промышленная реализация с использованием собственных «ноу-хау», патентов и современных технологических схем. Разработки, патенты и технологии, которыми обладает ООО «НПФ ЭИТЭК» позволяют в кратчайшие сроки, в соответствии с международными и Российскими стандартами качества, выполнить работы по реконструкции, проектированию и строительству объектов нефтепереработки, нефтехимии и нефтедобычи.

Проектно-конструкторский, инженерный и производственный потенциал фирмы позволяет предлагать комплексные решения, включающие:

- разработку совместно с Заказчиком технического задания;
- подготовку базовых проектов и разработку стадий «Проект» и «Рабочая документация», сопровождение прохождения экспертизы проекта;
- проектирование, изготовление и комплектацию технологического оборудования, КИПиА и АСУ ТП;
- выполнение шеф-монтажных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая авторский надзор и обучение персонала Заказчика.

Основные направления работы ООО «НПФ ЭИТЭК»:

- проектирование и комплектная поставка электродегидраторов для подготовки нефти на промысловых и нефтеперерабатывающих установках, реконструкция существующих электродегидраторов;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых водооборотных систем промышленных предприятий;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых нагревательных печей;
- реконструкция нефтеперерабатывающих установок с целью улучшения их технологических показателей;
- системы промышленного обогрева и теплоизоляции.

ООО «НПФ ЭИТЭК» является членом СРО НП «Проектные Организации ОАО «НК «Роснефть» и «Альянс Строителей» и имеет Свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, в том числе для особо опасных и технически сложных объектов. В ООО «НПФ ЭИТЭК» внедрена и действует система менеджмента качества ГОСТРИСО9001-2011 (ИСО9001:2008) применительно к выполнению проектных и строительных работ.

ООО «НПФ ЭИТЭК»

г. Москва, ул. Ивана Бабушкина, 10
+7 (495) 926-1080
mail@eitek.ru

Филиал в г. Нижнекамск

г. Нижнекамск, ул. Строителей, 6а
+7 (8555) 42-45-94, 42-46-50.
eitek.nk@mail.ru

WWW.EITEK.RU

Пружинные фильтры для УШНГ и УЭЦН

Саблин Павел Андреевич
начальник отдела логистики

ООО «РУСЭЛКОМ», Ижевск, Россия

Для сокращения отказов ГНО вследствие засорения рабочих органов механическими примесями ООО «РУСЭЛКОМ» разработало и выпускает скважинные фильтры различных модификаций. Особая пружинная конструкция фильтров позволяет снизить гидродинамическое сопротивление и создать виброкавитационный эффект, в результате которого сбор и удаление мехпримесей производятся с максимальной эффективностью. Продуктовая линейка компании состоит из нескольких видов фильтров, предназначенных для различных условий эксплуатации.

С каждым годом нефтяным компаниям необходимо все большее количество оборудования, которое может работать в сложных условиях эксплуатации.

ООО «РУСЭЛКОМ» с 1992 г. конструирует и успешно внедряет оборудование для защиты ГНО. На сегодняшний день специалистами нашей компании разработано и запатентовано более 70 изделий. В данной статье расскажу Вам о пружинных фильтрах нашего производства.

Основная конструкционная особенность пружинных фильтров производства ООО «РУСЭЛКОМ» заключается в использовании в качестве фильтрующего элемента цилиндрической пружины сжатия из проволоки круглого сечения со свободно закрепленными витками, что обеспечивает:

- минимальное гидродинамическое сопротивление в гидросреде;
- максимальную скорость движения потока — намного выше, чем в щелевых фильтрах других конструкций, где встречаются угловые кромки (рис. 1).

Необходимо отметить следующую особенность фильтров, выпускаемых ООО «РУСЭЛКОМ»: свободно закрепленные витки пружины между собой никак не фиксируются, благодаря чему создается виброкавитационный эффект, что исключает возникновение застойных зон в фильтрующей секции и обеспечивает минимальное осаждение АСПО и солей на поверхности.

А также все фильтроэлементы установлены внутри корпуса, что обеспечивает их защиту в процессе транспортировки, во время установочных и спускоподъемных операций.

Все это реализовано в фильтрах, представленных Вашему вниманию в данном обзоре.

Защита УШГН

Скважинный регулируемый фильтр ФРНП-1УМ

Первый фильтр с пружинным эффектом для УШГН был изготовлен и запатентован в 90-х гг. Текущая версия фильтра значительно усовершенствована и носит название ФРНП-1УМ (рис. 2).

Достоинства:

- пружинный фильтрующий элемент;
- фильтроэлемент защищен корпусом;
- регулируемая степень очистки;
- модульная конструкция;
- оснащение центратором;
- коррозионная стойкость;
- предусмотрено место для захвата инструментом;
- возможно применение шламосборника.

Принцип работы:

Добываемая жидкость очищается от механических примесей, проходя через межвитковые зазоры пружинного фильтроэлемента. Частницы оседают в шламосборнике. Модульность конструкции позволяет регулировать пропускную способность фильтра. Например, в малодебитной скважине можно использовать одну секцию или подключить вторую при необходимости.

Центраторы служат, в том числе, для защиты от засорения щели, которая находится перед фильтрующим элементом. Сам же фильтрующий элемент находится под защитой корпуса, что также исключает возможность его защемления и повреждения (рис. 3).

Результаты:

Фильтры производства ООО «РУСЭЛКОМ» на протяжении нескольких лет проходят

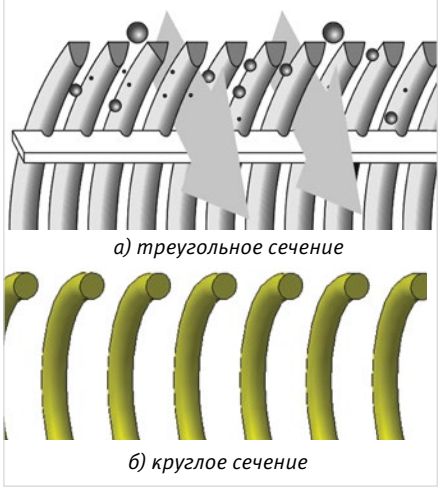


Рис. 1 — Различие в сечении конструкций щелевого (а) и круглого (б) фильтров

Рис. 2 — Фильтр скважинный регулируемый ФРНП-1УМ

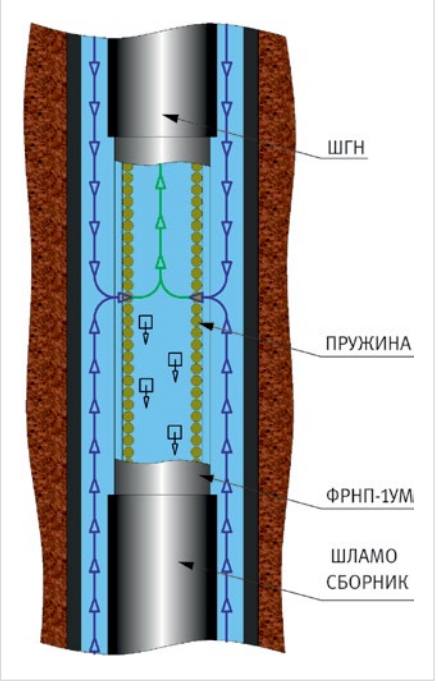


Рис. 3 — Принцип работы ФРНП-1УМ

опытные эксплуатации, показывая очень хорошие результаты. И после внедрения используются в промышленной эксплуатации многими предприятиями. Что доказывает их эффективность, надежность и долговечность.

В 2009 г. в рамках программы ОПИ смонтированы четыре скважинных регулируемых фильтра в ООО «РН-Краснодарнефтегаз». До использования ФРНП-1УМ средняя наработка скважин составляла 50 сут, после внедрения — превысила 110 сут.

При использовании фильтра ФРНП-1УМ в ПАО «ЛУКОЙЛ» наработка ГНО увеличилась в первой скважине от 282 до 324 сут, во второй — от 303 до 388 суток. В компании «Татнефть» НГДУ «Ямашнефть» наработка ФРНП-1УМ на нескольких скважинах превысила отметку 1000 сут.

Газопесочное регулируемое устройство

Газопесочное регулируемое устройство (ГРУ) служит для предотвращения попадания механических примесей и попутного газа на прием ГНО. Текущая версия десендера, уже третья по счету, называется ГРУ-3 (рис. 4).

Достоинства:

- обеспечивает работу ШГН в скважинах с повышенным содержанием попутного газа;
- имеет три ступени очистки от механических примесей (механическую, гидроциклонную, гравитационную);
- модульная конструкция;
- отсеянные мехпримеси оседают в шламосборник;
- шламосборник собирается из труб НКТ.

Принцип работы

Добываемая жидкость на входе в десендер ГРУ-3 очищается от пузырьков газа и крупных загрязнений, затем при протекании через шнек, мехпримеси отделяются от жидкости центробежными силами, после чего поток жидкости поворачивается на 180° и поступает на прием ШГН. Мехпримеси отделяются гравитационными силами и оседают в шламосборнике, который собирается из НКТ.

Устройство обеспечивает стабильную работу ШГН в скважинах с повышенным содержанием попутного газа, обладает модульной конструкцией, а в качестве фильтрующего элемента используется коррозионностойкая пружина.

От предыдущих моделей ГРУ-3 отличает наличие трех ступеней очистки: механической, гидроциклонной и гравитационной. Принцип работы устройства представлен на рис. 5.

№ СКВ.	Наработка до внедрения ГРУ-3, сут	Дата внедрения ГРУ-3	Наработка после внедрения ГРУ-3, сут	Текущее состояние
X	150	02.02.2013	380	В работе
Y	59	10.03.2013	302	В работе
Z	309	18.02.2013	374	В работе
A	255	03.04.2013	331	В работе

Таб. 1 — Показатели наработка скважин до и после внедрения ГРУ-3 (Республика Удмуртия)

Результаты

В таб. 1 и 2 приведены ОПИ ГРУ-3, выполненных на одном из месторождений Республики Удмуртия.

Защита УЭЦН

Блочные регулируемые фильтры серии ФБР-5 предназначены для защиты УЭЦН от попадания мехпримесей (рис. 6).

Достоинства

- малые габариты (длина одной секции фильтра всего 0,5 м);
- конструкция блочная;
- регулируемый фильтрующий зазор;
- самоочищающийся фильтроэлемент;
- фильтроэлемент надежно защищен;
- ремонтопригодная конструкция.

Принцип работы

Фильтр регулируемый ФБР-5 работает по принципу механического отсеивания. На рис. 7 показан принцип прохождения тока добываемой жидкости через фильтр ФБР-5.

При работе УЭЦН добываемая жидкость с механическими примесями стремится на прием ЭЦН, проходя через межвитковые зазоры фильтрующего элемента. Механические примеси остаются с внешней стороны фильтроэлемента, а очищенный флюид свободно протекает на прием ЭЦН. Механические примеси, оставшиеся на внешней стороне фильтроэлемента, отделяются от него благодаря инерционно-вибрационным силам, возникающим от рабочих вибраций ЭЦНа.

Одной из основных характеристик фильтра является перепад давления на фильтрующем элементе. Чем меньше перепад давления, тем больше напор ЭЦН. Для обеспечения

Рис. 4 — Газопесочное регулируемое устройство третьего поколения

№ 3 скв.	КВЧ, мг/л	
	До внедрения ГРУ-3	После внедрения ГРУ-3
B	278	50
C	306	56
D	80	12

Таб. 2 — Коэффициент взвешенных частиц до и после внедрения ГРУ-3 (Республика Удмуртия)

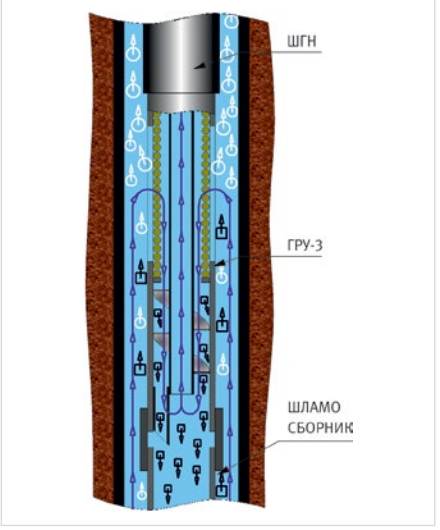


Рис. 5 — Принцип работы десендера ГРУ-3

Рис. 6 — Фильтр блочный регулируемый ФБР-5

малого перепада на фильтре ФБР-5 в технической документации на изделие даны рекомендации по зависимости количества фильтрующих секций и величины межвиткового зазора от подачи насоса. Для написания рекомендаций были сделаны гидродинамические расчеты и проведены стендовые испытания. Расчет основан на конечно-объемном методе решения уравнений гидродинамики. Расчет проведен для ФБР-5 с одной фильтрующей секцией, при межвитковом зазоре равном 0,1 мм, при подаче насоса 45 м^3/сут. Расчет показал перепад давления на фильтре равным 175 Па.

Конструкторским отделом ООО «РУСЭЛКОМ», разработано изделие с применением предохранительных клапанов в основании фильтра ФБР-5.

Суть идеи заключается в использовании обратных клапанов для увеличения наработки УЭЦН в случае забивания фильтрующего элемента механическими примесями и АСПО. В рабочем режиме фильтра, флюид попадает на прием УЭЦН, проходя через фильтроэлемент. При полном засорении фильтроэлемента, срабатывают защитные клапаны КП-0,5.

Вследствие этого, флюид течет на прием ЭЦН через открытые клапаны в обход фильтрующего элемента. При этом срабатывает эффект обратной промывки фильтроэлемента. Когда необходимая для работы площадь проходного сечения фильтроэлемента увеличится, клапаны закроются, после чего фильтр входит в рабочий режим.

Результаты

Испытания ФБР-5 проводились на различных месторождениях — от Краснодара до Сахалина. Так, до установки ФБР-5 наработка ГНО в одной из скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» не превышала в среднем 35 сут, а после — составила более 160 суток. В настоящее время скважина находится в работе.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» проводилось ОПИ на 2-х скважинах Шершеневского месторождения. На момент внедрения наработка оборудования одной из скважин составляла 187 сут, второй — 192 сут. На сегодняшний день оборудование стабильно работает в постоянном режиме в обеих скважинах, наработка превысила 700 сут.

Положительный результат получен, в том числе, по итогам ОПИ на трех скважинах ООО «Башнефть-Добыча». Средняя НнО выросла от 57 до 451 сут, среднее количество выносимых механических примесей уменьшилось с 653 до 153 млг/л.

Диспергатор ГДР-5

Диспергатор ГДР-5 предназначен для измельчения газовых пробок в пластовой жидкости (смеси нефти, попутной воды и нефтяного газа), подготовки однородной суспензии и подачи ее на вход погружного насоса (рис. 8). Испытания оборудования проводились в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. По их результатам ГДР-5 признан эффективным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа.

Фильтр самоочищающийся буровой

В заключение в двух словах стоит упомянуть еще об одной новинке — самоочищающемся буровом фильтре (ФСБ), который предназначен для очистки бурового раствора, использующегося при бурении нефтяных и газовых скважин, перед его поступлением к бурильному инструменту.

Еще одной отличительной особенностью всех фильтров, выпускаемых ООО «РУСЭЛКОМ», является их модульная конструкция. Такое конструктивное исполнение позволяет, используя один и тот же корпус, легко и быстро заменять фильтроэлемент, что сильно удешевляет эксплуатацию.

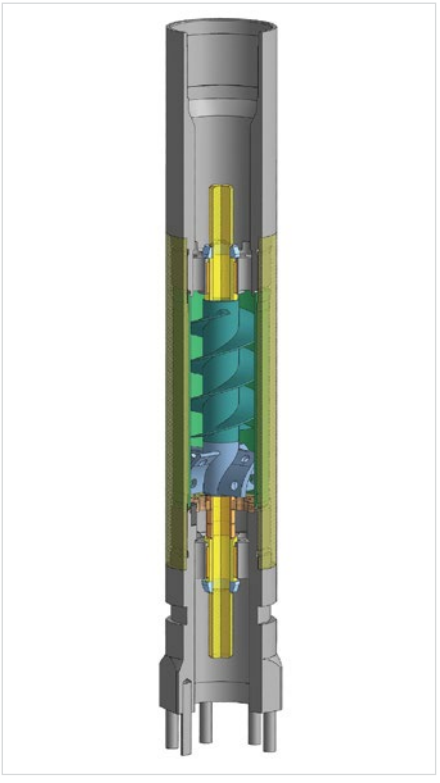


Рис. 8 — Диспергатор ГДР-5

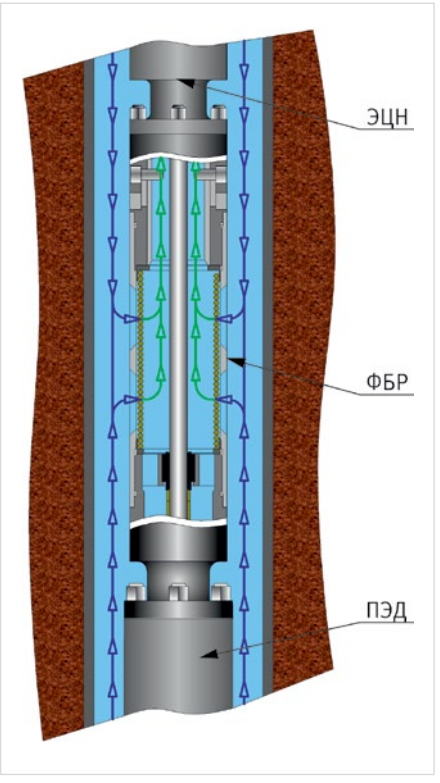


Рис. 7 — Принцип работы ФБР-5

ООО «РУСЭЛКОМ» не только производитель, реализующий и поддерживающий выпущенную продукцию, но и разработчик, ведущий непрерывную деятельность по поиску оптимальных решений для нефтегазовой отрасли в том числе. Все фильтры пружинные защищены патентами РФ и имеют единый сертификат соответствия Таможенного союза № ТС RU C-RU.АД06.В.00160

Рис. 9 — Фильтр самоочищающийся буровой (ФСБ)

ООО «Русская электротехническая компания»
426065, г. Ижевск, ул. Автозаводская д. 7
Тел/факс: (3412) 245-446, 917-545
market@okbnp.ru
www.okbnp.ru

elwatec
wärmetechnik

Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

Принимает участие в работе исследовательской корпорации по теплопередаче в процессах нефтепереработки, нефтехимии и энергетики Heat Transfer Research, Inc. (HTRI) и использует для инженерных расчетов программные продукты корпорации.

Оборудование может применяться для температур до 1100 °C и давления до 350 бар. Общая потребляемая мощность нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Компания многократно производила оборудование в диапазоне 1-8000 кВт. При проектировании нагревателей ориентир — исключительно на потребности заказчика.

Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2008, DGRL (PED) 97/23/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Продукция компании обладает сертификатами в соответствии с требованиями Директивы 97/23/EC по оборудованию, работающему под давлением (DGR), Модуль D, D1, H и H1 и взрывозащищенному оборудованию по стандарту Ex.

- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany
  Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53
  noga@elwatec.com
  www.elwatec.com/ru

- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

УДК 622.24

Пакер, применяемый в открытом стволе нефтегазовых скважин, для проведения различных геолого-технических мероприятий

И.С. Копейкин
аспирант[1]
llya.kopeikyn@gmail.com

А.В. Лягов
д.т.н. доцент, профессор кафедры «Технологические машины и оборудования»[1]
LyagovAV@basneft.ru

А.Н. Замараев
к.т.н. руководитель службы разработки оборудования для открытого ствола скважины[2]

[1]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[2]ООО НПФ «Пакер», Октябрьский, Россия

За последние годы для разведочного и эксплуатационного бурения скважин синтезированы разнообразные и конкурентоспособные пакерно-якорные системы, выполненные на достаточно высоком техническом уровне. Однако надо отметить, что не все технологические проблемы работы пакеров в открытом стволе скважины и связанные с этим осложнения, и аварийные ситуации в полной мере решены.
В настоящей статье рассмотрен пакер для открытого ствола скважины. Конструкция пакера была разработана, опираясь на опыт работы уже существующего отечественного пакерного оборудования для неосбсаженных скважин с целью учесть имеющиеся недоработки в аналогах, а также исключить значительные недостатки в конструкциях для обеспечения более надежной и долговечной работы оборудования.

Материалы и методы
С помощью программного комплекса SolidWorks Simulation была разработана и посчитана 3D-модель разрезного кольца. На этапе разработки были проведены основные прочностные и технологические расчеты пакера. Для предварительной оценки работы пакера, а также проверки соответствия конструкции предъявляемым требованиям были проведены стендовые испытания пакера.

Ключевые слова
пакер, открытый ствол скважины, внутрискважинное оборудование, испытание пластов, устройство пакера

Разрабатывая конструкцию пакера и определяя её эксплуатационные показатели, специалисты должны учитывать условия работы его базовых узлов как целостной технической системы, которые характеризуются [1]:

- наличием в скважине жидкости с различными реологическими характеристиками, химическими составами и степенями очистки;
- величиной кольцевого зазора между пакером и стенкой скважины;
- температурой окружающей среды;
- величиной перепада давлений;
- кривизной ствола скважины.

Вышеперечисленные условия эксплуатации пакерного оборудования в открытом стволе скважины становятся основными причинами поиска более совершенной и универсальной конструкции пакера с достаточно высокими потребительскими свойствами.

Для соответствия более широкому кругу требований работы пакера в открытом стволе скважины, авторами была проведена разработка пакера, который должен обеспечить высокую надежность герметизации исследуемых интервалов скважины, исключить возможность разрушения резиновых уплотнительных элементов, предотвратить возникновение аварийных ситуаций и упростить технологию применения пакера.

Известно, что пакерное оборудование, как и любое другое оборудование, может отказывать и становиться причиной дорогостоящих аварийных ситуаций в скважине. Анализ отказов, наиболее часто встречающихся в практике сервиса пакеров в российских нефтегазодобывающих и буровых компаниях, позволили выявить наиболее характерные, возникающие при работе оборудования в открытом стволе скважины [2]:

- асимметричное расположение пакера относительно открытого ствола скважины перед его посадкой в области расчетного интервала;
- затекание резинового уплотнительного элемента пакера, что в будущем становится причиной прихвата пакерного оборудования и негерметичной изоляции интервала скважины;
- потеря резиновым уплотнительным элементом рабочих характеристик в процессе эксплуатации пакера в скважине;
- вероятность несанкционированного срабатывания пакера при спускоподъемных операциях (СПО).

В настоящее время известны пакера, которые работаю в открытом стволе скважины и способны устранять неполный список вышеперечисленных недостатков, например, пакер типа ПЦР или пакер типа ПГМ [3]. Но для исключения всего списка выявленных проблем необходимо разработать конструкцию пакера, который бы смог превзойти свои аналоги по технической и технологической оснастке, обеспечив безотказную и надежную работу в открытом стволе нефтегазовых скважин. На рис. 1 представлен пакер для открытого ствола скважины, который позволяет проводить испытания продуктивных пластов в необсаженных нефтяных скважинах с пластоиспытателем, спускаемым на трубах, и может использоваться при заливке негерметичности, установке цементного моста, а также при кислотной обработке скважины под давлением.

Конструкция пакера предусматривает исключение затекания резинового уплотнительного элемента за счет центрирования пакера перед посадкой с помощью раздвижных опор. Устранив затекание резинового уплотнительного элемента, пакер получил противоприхватные свойства, так как при срыве уплотнительный элемент легко возвращается в транспортное положение и не разрушается, обеспечивая тем самым сохранение рабочих свойств.

Чтобы разобраться, как были получены приведенные свойства пакера, необходимо рассмотреть процесс пакеровки обычного пакера для открытого ствола скважины.

На рис. 2 представлена схема пакеровки пакера типа ПЦР, демонстрирующая асимметричное расположение пакера перед посадкой, вследствие чего кольцевой зазор между пакером и стенками скважины неравномерен по диаметру. Асимметричное расположение пакера становится причиной неравномерного расширения резинового уплотнительного элемента, что приводит к затеканию резины уплотнительного элемента при возникновении перпада давлений. Данное явление представлено рис. 2 б [4].

Для решения этой проблемы было принято решение применить конструкцию раздвижных опор, которые должны срабатывать до начала сжатия резинового уплотнительного элемента и раздвигаться до диаметра скважины. Таким образом, пакер центрируется перед посадкой, а распределение резины уплонительного элемента по кольцевому пространству происходит равномерно. На рис. 3 представлена схема пакеровки пакера

Рис. 1 — Пакер третьего поколения для открытого ствола скважины

для открытого ствола скважины. Благодаря раздвижным опорам пакер находится в соосности со скважиной, и даже при возникновении перепада давлений в 50 МПа затекание резинового уплотнительного элемента невозможно.

Принцип работы раздвижных опор пакера схож с работой якорного оборудования, а именно заклинивающей пары плашка-конус. Соответственно, при конструировании нового якорного механизма или раздвижной опоры возникает вопрос, будет ли опора работать аналогично плашке якоря? Для этого подробнее рассмотрим работу заклинивающей пары плашка-конус.

Так как пакер механический, изучался якорь механического типа [5]. В результате изучения процесса заклинивания плашки между стенкой скважины и конусом от осевой нагрузки сложились два основных заключения:

1. Реакция плашки на стенку скважины зависит от угла конуса и чем больше этот угол, тем легче выполнить расклинивание якоря, но при этом ухудшается способность якоря исключать осевое перемещение колонны труб. При уменьшении угла конуса, напротив, увеличивается заклинивающая сила, но вероятность срыва якоря уменьшается.
2. Из-за неоднородности стенок открытого ствола скважины, плашки якоря должны иметь рабочий диаметр больше диаметра скважины примерно на 1,18 раза.

Во избежание неблагоприятного эффекта при работе раздвижных опор в пакере, были проведены расчеты, аналогичные расчетам якорного оборудования (рис. 4):

Вследствие чего были получение реакции одной опоры пакера на стенку скважины и конус с учетом исключения заклинивающего эффекта, что в дальнейшем учитывалось в конструкции опоры. Кроме этого, узел опоры пакера геометрически конструировался так, чтобы при срабатывании пакера опора могла равномерно распределиться по всему кольцевому пространству скважины, не реагируя на неоднородность стенок.

На этапе разработки были проведены основные прочностные и технологические расчеты пакера, которые позволили получить теоретические данные работоспособности изделия. Расчеты пакера делались с учетом следующих условий: максимальный перепад давления ΔP = 50 МПа; диаметр уплотняющего элемента до сжатия d = 205 мм; максимальная растягивающая нагрузка до 490 кН и максимальная сжимающая до 590 кН, наружный диаметр открытого ствола $d_{ок}$ = 230 мм; $\rho_{ст}$ = 7850кг/м^3; $E_{ст}$ = 2•1011Па; коэффициент Пуассона резиновой манжеты μ= 0,485; модуль упругости резины E_y = 188 Па; коэффициент устойчивости пакеровки k = 1,25; в уплотнительном элементе используется смесь резиновая 54-2а ТУ 381051082-86.

Для начала была определена площадь диаметрального сечения уплотнительного элемента в недеформированном состоянии:

$$F = \pi R^2 - \pi r^2, \quad (1)$$

где R — наружный радиус уплотнительного элемента пакера,

r — внутренний радиус резины;

$F=\pi R^2-\pi r^2=3,14\cdot0,1025^2-3,14\cdot0,045^2=27$ мм^2.

Далее вычислялось контактное давление между стенкой скважины и уплотняющими элементами (рис. 5), которое равно:

$$P_к = P_{кс} + P_{кп}, \quad (2)$$

где $P_{кс}$, $P_{кп}$ — контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно [6].

Для определения контактного давления $P_к$ и наименьшей величины осевой силы Q, обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используют следующие уравнения [7]:

$$P_К = \frac{\mu_р}{1-\mu_р} \cdot 2z \left[\frac{Q}{F} - G \cdot \frac{((R_c^2-R_ш^2)^3-(R_П^2-r_ш^2)^3)}{((R_c^2-R_ш^2)^2\cdot(R_п^2-r_ш^2))} + \Delta P\right], \quad (3)$$

$$Q \geq (0{,}111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F) \cdot \frac{((R_c^2-R_ш^2)^3-(R_П^2-r_ш^2)^3)}{((R_c^2-R_ш^2)^2\cdot(R_п^2-r_ш^2))}, \text{ при } P_к = \Delta P \quad (4)$$

где F — площадь поперечного(диаметрального) сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии;

$R_п$, R_c — наружный радиус резины до деформации и после нее (последний равен внутреннему диаметру обсадной колонны);

$r_ш$ — внутренний радиус резины;

ΔP — перепад давления у пакера;

G — модуль сдвига резины [7].

Вычисляем наименьшую осевую силу, достаточную для деформации уплотнительного резинового элемента и получению необходимого контактного давления, при котором пакер будет герметично изолировать испытуемый интервал:

$$Q \geq (0{,}111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F) \cdot \frac{((R_c^2-R_ш^2)^3-(R_П^2-r_ш^2)^3)}{((R_c^2-R_ш^2)^2\cdot(R_п^2-r_ш^2))} = (0{,}111 \cdot 50 \cdot 10^6 \cdot 0{,}0108 + 6{,}7 \cdot 10^5 \cdot 0{,}0108) \cdot \frac{((0{,}084^2-0{,}362^2)^3-(0{,}069^2-0{,}362^2)^3)}{((0{,}084^2-0{,}0362^2)^2\cdot(0{,}069^2-0{,}362^2))} =$$

59996,6 Н

Q ≥ 60000 Н;

Ранее полученный опыт работы пакерного оборудования показал, что для обеспечения надежной герметизации пакера необходимо, чтобы контактное давление пакера было больше или равно перепаду давления в скважине. Учитывая, что по условиям пакер

а – асимметричное расположение пакера перед пакеровкой

б – затекание резинового элемента при возникновении перепада давлений

Рис. 2 — Пример асимметричного расположения пакера в открытом стволе скважины

Рис. 3 — Принципиальная схема пакеровки

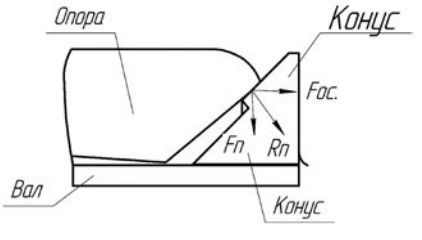


Рис. 4 — Схема действия сил в контакте опора-конус

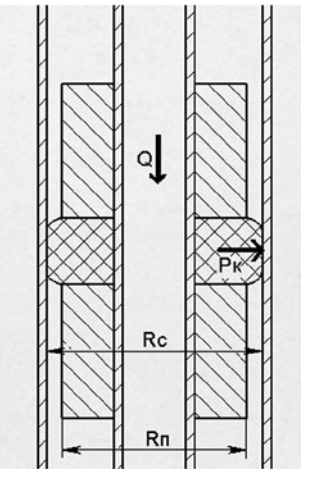


Рис. 5 — Схема действия контактного давления между стенкой скважины и уплотняющим элементом

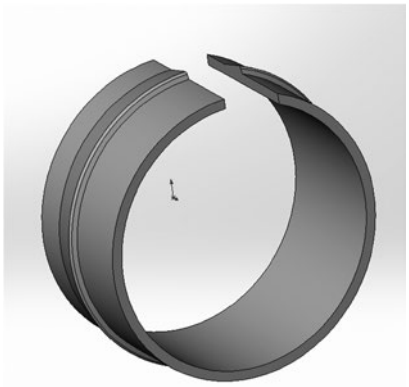


Рис. 6 — Модель разрезного кольца

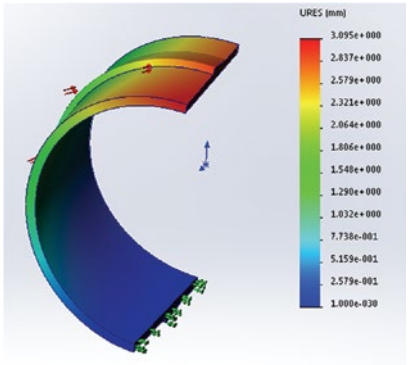


Рис. 7 — Статическое перемещение кольца

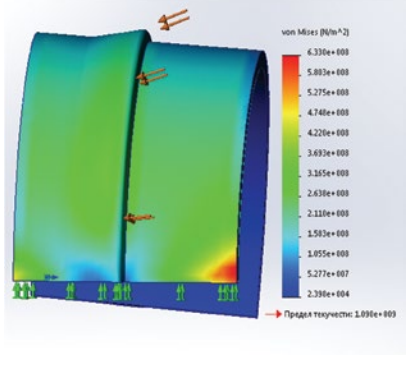


Рис. 8 — Узловое напряжение по Мизесу

будет работать в интервале с перепадом давления Δp = 50 МПа, то контактное давление, полученное в результате расчетов, полностью удостоверяет этим требованиям $P_к$ = 50,2 МПа.

Срабатывание механизма пакеровки должно быть около 50 кН, так как необходимая осевая нагрузка для сжатия резины равна 60 кН. Для этого рассчитаем нагрузку срабатывания разрезного кольца, которое выполняет функцию механизма пакеровки, не позволяющий активироваться пакеру во время СПО.

Поэтому с помощью программного комплекса SolidWorks Simulation была разработана и посчитана 3D-модель разрезного кольца (рис. 6)

Материал, назначенный для детали: Сталь 60С2А ГОСТ 14959-79.

Модуль Юнга: $E = 2{,}12 \cdot 10^{11}$ *Па (2.12e+011N/m^2)*;

Предел текучести: $\sigma_т = 1{,}09 \cdot 109$ *Па (1.09e+009N/m^2)*.

При осевой нагрузки в 50 кН, давление, создаваемое на поясок кольца, примерно равно 5 МПа.

На рис. 7 изображено максимальное смещение (суммарное по всем трём осям) незакрепленной кромки кольца, которое равняется Δl_{max} = 3,095 мм. Это означает, что узел переключения пакера успешно сработал. Так как суммарное перемещение, необходимое для срабатывания пакера, равняется Δl = 6 мм, а в по техническим условиям требуется 5 мм.

В дополнение был проведен расчет узлового напряжения по Мизесу для определения запаса прочности кольца при работе в пакере.

На рис. 8 показано, что концентратор напряжения находится у закрепленной кромки. Максимальное значение напряжения равняется σ_{max} = 6,330•108 Па = 633 МПа. Предел текучести для стали 60С2А $\sigma_т$ = 1090 МПа. Таким образом, минимальный запас прочности равен:

$$n = \frac{\sigma_т}{\sigma_{max}} = \frac{1090}{633} = 1{,}72; \qquad (6)$$

Из этого можно сделать вывод, что запас прочности кольца достаточен, так как допустимый минимальный запас прочности $[n] = 1{,}3 < n = 1{,}72$.

Кроме вышеприведенных расчетов, проводились прочностные расчеты других базовых узлов и деталей, таких, например, как шток, воспринимающий на себе основную сжимающую и растягивающую нагрузку внутри скважины. Использовался принятый федеральный сортамент на бурильные трубы и резьбы к ним для проектирования муфтового и ниппельного соединения пакера. Все эти работы проводились с целью увеличить ресурс оборудования в целом, так как известно, что общий ресурс пакерно-якорного оборудования определяется ресурсами работы отдельно взятых деталей и узлов.

Для предварительной оценки работы пакера, а также проверки соответствия конструкции к предъявляемы требованиям, были проведены стендовые испытания пакера. На рис. 9 представлена принципиальная схема испытательного стенда с имитатором открытого ствола (ИОС).

Стендовые испытания пакера осуществлялись в два этапа. На первом этапе первоначально провели опрессовку подпакерного пространства, а затем при получении положительного результата, вторым этапом провели опрессовку надпакерного пространства.

Также пакер проверили на срыв и извлечение из ИОС. Выполнив визуальный осмотр пакера, дефектов обнаружено не было.

Было принято заключение, что пакер для открытого ствола скважины стендовые испытания выдержал, так как после окончания проведения двух этапов испытаний не произошло нарушения герметичности, падение перепада давления, а после извлечения из ИОС, при визуальном осмотре не обнаружена деформация деталей пакера.

На рис. 10 изображен график испытаний пакера.

Итоги

1) Проанализированы возникающие проблемы работы пакерного оборудования в открытом стволе скважины и изучены существующие аналоги данного оборудования.
2) В представленном пакере решен ряд весомых проблем, возникающих при работе пакеров для открытого ствола скважины. В частности, такие проблемы как: разрушение резинового элемента пакера, прихват пакер при срыве, негерметичное разобщение испытуемого интервала от остальной области скважины, не надежная работа существующего оборудования.

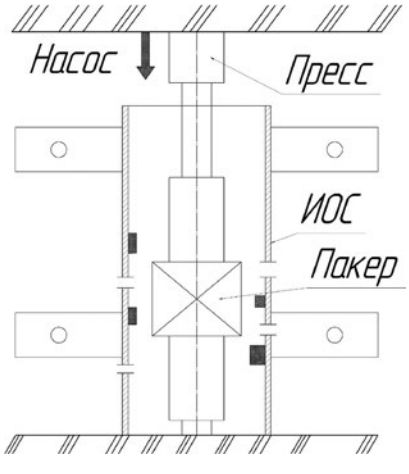


Рис. 9 — Схема испытательного стенда для пакера

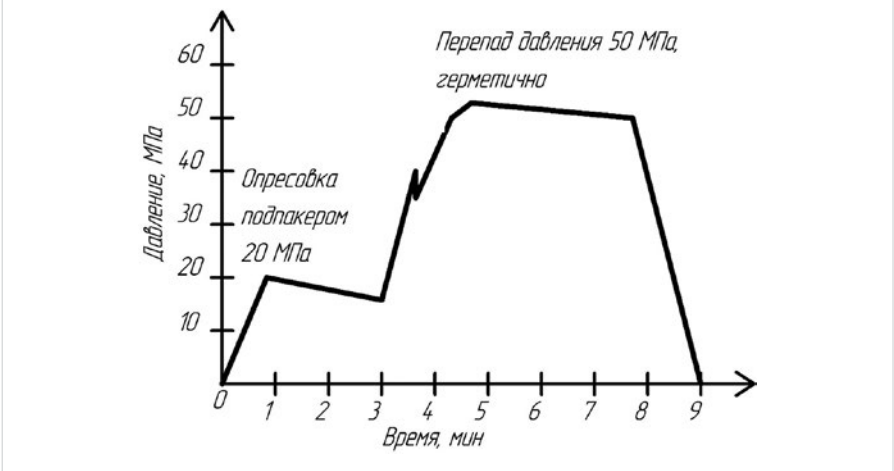


Рис. 10 — Стендовые испытания пакера. Испытания на герметичность подпакерного пространства

Выводы

После выполнения стендовых испытаний были сделаны следующие выводы:

- Разработанный пакер отвечает основным показателям качества промышленной продукции: назначения, надежности и технологичности.
- Базовые узлы пакера работают как целостная техническая система, которая выполняет поставленные задачи – эксплуатационной эффективности.
- Для оценки показателей надежности изделия (безотказности, долговечности, ремонтопригодности и сохраняемости) планируется проведение опытно промысловых испытаний в открытом стволе скважины.

Список литературы

1. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник. Уфа: УГНТУ, 2008. 565 с.
2. Копейкин И.С., Лягов А.В. Использование математических методов для расчетов напряженно деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины. Роль математики в становлении специалиста: материалы Всероссийской научно-методической конференции. Уфа, 2015. С 4–6.
3. Копейкин И.С., Лягов А.В., Тихонов А.Е. Использование пакера и якоря третьего поколения в двухпакерной компоновке при борьбе с поглощениями в открытом стволе скважины. Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения: материалы III Всероссийской научно-технической конференции. Уфа, 2015. С. 80–81.
4. Копейкин И.С., Лягов И.А., Перескоков К.А., Маликов Е.А Напряженно деформированное состояние базовых узлов пакерно-якорного комплекса для селективного испытания пластов в открытых стволах скважины. Сборник тезисов докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть», Уфа, 2015. С. 68–69
5. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Недра, 1984. 464 с.
6. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1987. 422 с.
7. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. 2-е изд. М.: Недра, 1990. 559 с.

ENGLISH **OILFIELD EQUIPMENT**

Packer for using in open-hole oil and gas wells for various geological and technical measures

UDC 622.24

Authors:

Ilya S. Kopeikin — postgraduate[1]; Ilya.kopeikyn@gmail.com

Alexander V. Lyagov — Sc.D. associate professor, professor of "Technological machinery and equipment"[1]; LyagovAV@basneft.ru

Arkady N. Zamaraev —Ph.D. head of service the development of open-hole equipment[2]

[1]Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russian Federation

[2]SPF Paker LLC, Oktyabrsky, Russian Federation

Abstract

In recent years, for the exploration and production drilling of wells and synthesized a variety of competitive packer and anchor system, made at a high technical level. However, it should be noted that not all technological problems packers work in an open wellbore and the associated complications and emergencies are fully resolved.

This article describes the packer for the open hole. Packer design was developed based on the experience of existing domestic packer equipment for the open wellbore to take into account existing deficiencies in the analogues, as well as eliminate significant shortcomings in structures to ensure more reliable and durable operation of the equipment.

Materials and methods

Using SolidWorks Simulation software package was developed and counted 3D model of the split ring. During the design phase were carried out basic strength and technological calculations packer. For a preliminary assessment of the work of the packer, as well as to verify compliance with the design requirements imposed on packer were conducted bench tests.

Results

1) We analyzed the emerging challenges of the work packer equipment in open hole and studied existing analogues of this equipment.
2) In the present package resolved a number of significant problems encountered when using packers for open borehole. In particular, problems such as the destruction of the rubber element of the packer, packer stuck at failure, leaking test interval separation from the rest of the field well, unsafe operation of existing equipment.

Conclusions

After the test bench the following conclusions:

- Designed packer meets the basic indicators of quality of industrial products: use, reliability and manufacturability.
- Basic packer components operate as an integrated technical system, which performs tasks, such are operational efficiency.
- To assess the reliability of the product performance (reliability, durability, maintainability and keeping) planned to conduct a pilot field test in open hole.

Keywords

packer, open hole, downhole equipment, test formations, packer device

References

1. Ishmurzin A.A. *Neftegazopromyslovoe oborudovanie: uchebnik* [Oilfield equipment: textbook]. Ufa: *UGNTU*, 2008, 565 p.
2. Kopeykin I.S., Lyagov A.V. *Ispol'zovanie matematicheskikh metodov dlya raschetov napryazhenno deformirovannogo sostoyaniya bazovykh uzlov pakerno-yakornogo kompleksa, rabotayushchego v otkrytykh stvolakh skvazhiny* [Use of mathematical methods for the calculations of stress strain state of base nodes packer anchor system operating in the open hole of the well]. Role of mathematics in the rise of the specialist: materials of all-Russian scientific and methodical conference, Ufa, 2015, pp. 4–6.
3. Kopeykin I.S., Lyagov A.V., Tikhonov A.E. *Ispol'zovanie pakera i yakorya tret'ego pokoleniya v dvukhpakernoy komponovke pri bor'be s pogloshcheniyami v otkrytom stvole skvazhiny* [Use of packer and anchor of the third generation in two-packer layout when dealing with the acquisition in open hole wells]. Oil and gas equipment innovation: problems and solutions: materials of the III all-Russian scientific and technical conference. Ufa, 2015, pp. 80–81.
4. Kopeykin I.S., Lyagov I.A., Pereskokov K.A., Malikov E.A *Napryazhenno deformirovannoe sostoyanie bazovykh uzlov pakerno-yakornogo kompleksa dlya selektivnogo ispytaniya plastov v otkrytykh stvolakh skvazhiny* [Strained and deformed state of base nodes packer and anchor complex for selective testing of formations in the open trunks of the well]. Collection of theses of reports of scientific and technical conference of young scientists-specialists of LLC "BashNIPIneft", Ufa, 2015, pp. 68–69.
5. Molchanov G.V., Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza* [Machines and equipment for oil and gas production]. Moscow: *Nedra*, 1984, 464 p.
6. Chicherov L.G., Molchanov G.V. *Raschet i konstruirovanie neftepromyslovogo oborudovaniya* [Calculation and design of oilfield equipment]. Moscow: *Nedra*, 1987, 422 p.
7. Bukhalenko E.I. *Neftepromyslovoe oborudovanie: Spravochnik* [Oilfield equipment: Guidebook]. 2d ed. Moscow: *Nedra*, 1990, 559 p.

УДК 622.276

Мониторинг разработки газонефтяной зоны пластов АВ Самотлорского месторождения с применением цифровых фильтрационных моделей

А.А. Чусовитин
заместитель генерального директора по геологии и разработке по Западной Сибири и Оренбургу[1]
aachusov15@yandex.ru

А.С. Тимчук
к.т.н., заместитель генерального директора по науке[2]
astimchuk@zsniigg.ru

О.В. Фоминых
к.т.н., доцент[3]
oleg-fom87@mail.ru

А.С. Самойлов
к.т.н., доцент[3]
assamoilov@mail.ru

[1]ООО «ТННЦ»,Тюмень, Россия
[2]ФГУП «ЗапСибНИИГГ», Тюмень, Россия
[3]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Как известно, эффективность барьерного заводнения зависит от геологических особенностей строения залежи, свойств насыщающего флюида [1], и, в сравнении с площадным заводнением, может обеспечить прирост КИН до 10%, а также значительно сократить добычу прорывного газа [2, 3]. После реализации системы обеспечить достоверный мониторинг с количественной оценкой данных параметров может детальная настройка цифровой

При разработке газонефтяных залежей основные зоны внедрения воды и нефти находятся в районах, прилегающих к скважинам внутреннего барьерного ряда при отсутствии выдержанного глинистого раздела на ГНК. Подобные процессы наблюдаются при разработке месторождений со значительными подгазовыми зонами [4].

Для оценки процессов, происходящих при разработке группы пластов $АВ_{1-5}$ Самотлорского месторождения, в 2008 г. была создана полномасштабная постоянно действующая гидродинамическая модель [5], существенно детализированная в 2010–2016 гг.

По оценкам авторов, модель корректно описывает физические процессы и способна решать полномасштабные задачи в пределах всего месторождения [6]. Так, точность модели в плане воспроизведения текущего состояния газовой шапки по результатам моделирования хорошо подтверждается данными промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и результатами замеров газового фактора [7].

Реализованная на Самотлорском месторождении схема формирования и эксплуатации барьерных рядов во многом способствовала ограничению прорыва газа и стабилизации газового фактора. Однако при этом 80% газа газовой шапки отобрано скважинами нефтяного фонда подгазовой зоны [8].

Каждый из пластов группы $АВ_{1-5}$ официально рассматривается как самостоятельный объект разработки, однако фактически между пластами существует связь, обусловленная как геологическими причинами, так и техногенными факторами. В геологическом плане между пластами существует связь через так называемые «окна слияния», обеспечивающие свободный обмен флюидами. Кроме того, на площади залежей выделяется достаточное число участков, на которых толщина непроницаемых перемычек между пластами не превышает 2 м, что на практике также не является препятствием для миграции флюидов, при создании рабочих депрессий (репрессий). В качестве техногенных факторов следует отметить в первую очередь наличие скважин, совместно эксплуатирующих пласты в различном сочетании интервалов перфорации, заколонные перетоки в скважинах и негерметичность эксплуатационных колонн, наличие которых фактически увеличивает число совместных скважин, а также реальная возможность возникновения техногенной трещиноватости после начала активного заводнения и проведение ГРП в скважинах.

Для сравнительной оценки эффективности с использованием гидродинамической модели пластов группы $АВ_{1-5}$ был воспроизведен теоретический вариант разработки пластов группы $АВ_{1-5}$ при отсутствии барьерного заводнения в исторический период. Результаты расчета сопоставлены с базовым вариантом, соответствующим фактической истории разработки группы пластов АВ, также воспроизведенной на модели.

Сравнение результатов расчетов по базовому варианту и варианту без барьерного заводнения проводилось по каждому из пластов и по группе $АВ_{1-5}$ в целом. Основные расчетные показатели для сравнения — динамика показателей добычи нефти и свободного газа, объемы флюидов, перемещающиеся через ГНК в процессе разработки: поступление нефти и воды в газовые шапки, текущие запасы газа в газовой шапке.

В силу особенностей геологического строения, ни в одном из вариантов разработки не удалось полностью предотвратить процесс взаимных перетоков флюидов и в историческом периоде на отдельных участках залежей происходили как перетоки нефти в газовые шапки, так и внедрение свободного газа в нефтяную часть.

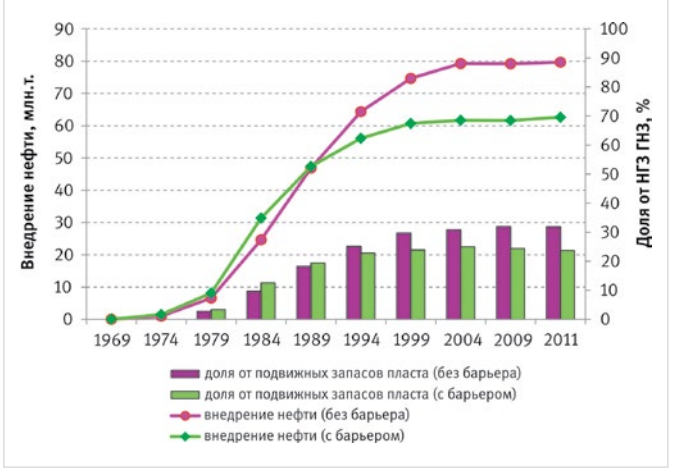


Рис. 1 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика накопленных объемов внедрения нефти в ГШ

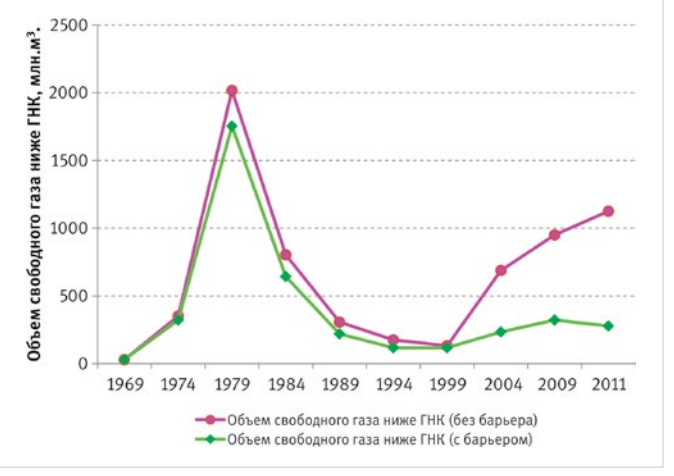


Рис. 2 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика накопленных объемов внедрения свободного газа в нефтяную зону

фильтрационной модели на геолого-промысловые данные. В настоящей работе приведены результаты мониторинга выработки запасов группы пластов $АВ_{1-5}$ Самотлорского месторождения с применением барьерного заводнения.

Материалы и методы
Для выполнения настоящей работы были использованы геолого-промысловые данные о разработке объекта АВ Самотлорского месторождения.
С применением цифровой фильтрационной модели исследуемых объектов была произведена оценка (сопоставление) технологической эффективности реализованной системы разработки с барьерным заводнением в сравнении с классической внутриконтурной без барьерного ряда.

Ключевые слова
газонефтяная залежь, поддержание пластового давления, обводненность, дебит нефти, барьерное заводнение, перетоки флюидов

В целом организация барьерного заводнения способствовала сокращению объемов прорывов газа газовой шапки в добывающие скважины и в определенной степени воспрепятствовала поступлению нефти в газовую шапку.

Сравнение динамики накопленных объемов внедрения нефти, воды в газовую шапку по пластам и по группе $АВ_{1-5}$ в целом, свободного газа в нефтяную зону при барьерном заводнении и при его отсутствии по результатам гидродинамического моделирования представлено на рис. 1, 2 и 3.

По накопленным объемам внедрения свободного газа в нефтяную часть залежей наиболее заметное отличие между вариантами получено в период 2000–2010 гг., когда в связи с активным вводом в разработку добывающих скважин в газонефтяной зоне, увеличен отбор жидкости и нефти. Наиболее вероятной причиной увеличения перетока газа в варианте без барьерного заводнения явилось наличие «окон слияния» пластов, что обусловило внедрение больших объемов свободного газа в нефтяную зону залежи. На дату оценки объем внедрившегося свободного газа по варианту без реализации барьерного заводнения составил бы 1,1 млрд м³, что в 5 раз больше, чем по варианту с использованием барьерного заводнения (0,26 млрд м³).

Накопленные объемы внедрения воды в газовую шапку по вариантам расчетов с использованием ГДМ оцениваются в 328,4 млн м³, что на 22% больше, нежели в варианте без реализации барьерного заводнения в исторический период (269,5 млн м³), что составляет 15,2 и 12,5 %, соответственно, от объема пор газоносной части пластов группы $АВ_{1-5}$.

Организация барьерных рядов по пластам $АВ_1^{1-2}$, $АВ_1^3$ и $АВ_{2-3}$ согласно расчетам позволила сократить объемы поступления нефти в газовые шапки на 17 млн т или на 27%.

Наибольшие объемы перетоков нефти, воды через ГНК в варианте без реализации барьерного заводнения отмечены по пластам $АВ_1^{1-2}$ и $АВ_{2-3}$. Наименьшие объемы перетоков флюидов присутствуют в пластах $АВ_1^3$ и $АВ_{4-5}$ (таб. 1).

Кроме того, с целью оценки эффективности барьерного заводнения по результатам гидродинамического моделирования, получена динамика значений пластового давления по пластам внутри реализованного барьерного ряда и в зоне до него. Динамика пластовых давлений по пластам $АВ_1^{1-2}$, $АВ_1^3$, $АВ_{2-3}$, полученная с интервалом времени 5 лет, представлена на рис. 4. На рис. 5 представлено распределение пластового давления в газовой шапке на текущую дату в соответствии с вариантами расчета (с барьером и при его отсутствии в исторический период).

По состоянию на 01.01.2011 г. скважинами газонефтяной и газовой зоны отобрано 92,5 млрд м³ газа, в т.ч.: 84,1 млрд м³ — добыча природного газа (в т.ч 17,7 млрд м³ газа отобрано из газовой зоны в целях газлифтной добычи нефти с нижележащих пластов), 8,38 млрд м³ — добыча растворенного (попутного нефтяного газа). За 2010 год суммарный отбор газа в ПГЗ составил 4,5 млрд м³, из них 4,26 млрд м³ природный газ газовой шапки и 0,246 млрд м³ попутный нефтяной газ из подгазовой зоны.

Расчет добычи газа осуществлялся: ПНГ — по утвержденному газовому фактору, природный газ — разницей между сдачей на завод и добычей ПНГ. За весь период разработки ресурс газа достоверно фиксировался на пунктах сдачи ГПЗ.

С 2008 г. на пластах объекта $АВ_{1-5}$ активно реализовывается программа замеров ГФ. Среднее значение замеров газового фактора используют для корректировки добычи газа по пластам объекта путем подачи информации в РИВЦ. Динамика добычи газа приведена на рис. 6.

Максимальная добыча общего объема газа из газовой шапки совпадает с максимумом по добыче нефти — 1982 г., годовой объем добычи газа составил 4,78 млрд м³ газа

Пласт	Нефть, млн.т		Вода, млн.м³		Запасы свободного газа в ГШ на 01.01.2011 г., млрд. м³	
	с барьером	без барьера	с барьером	без барьера	с барьером	без барьера
$АВ_1^{1-2}$	32,0	40,9	160,3	133,6	64,8	54,2
$АВ_1^3$	11,4	13,9	62,2	44,5	12,5	11,2
$АВ_{2-3}$	17,8	23,3	103,0	88,5	8,9	7,4
$АВ_{4-5}$	1,3	1,4	2,9	2,9	0,2	0,2
Всего	62,5	79,5	328,4	269,5	86,4	73,0

Таб. 1 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Объемы внедрения флюидов в ГШ по состоянию на 01.01.2011 г.

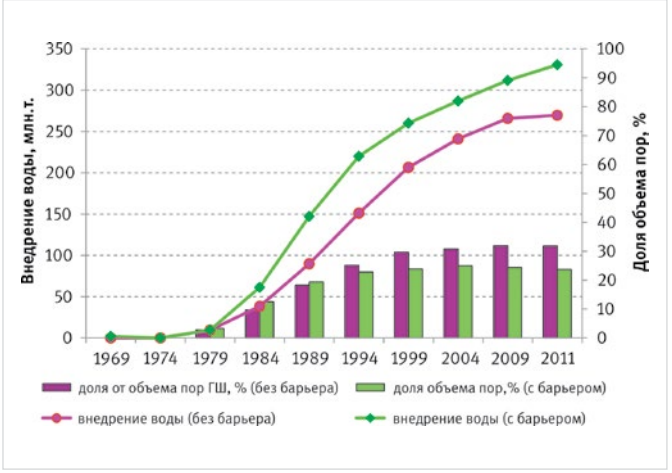


Рис. 3 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика накопленных объемов внедрения воды в ГШ

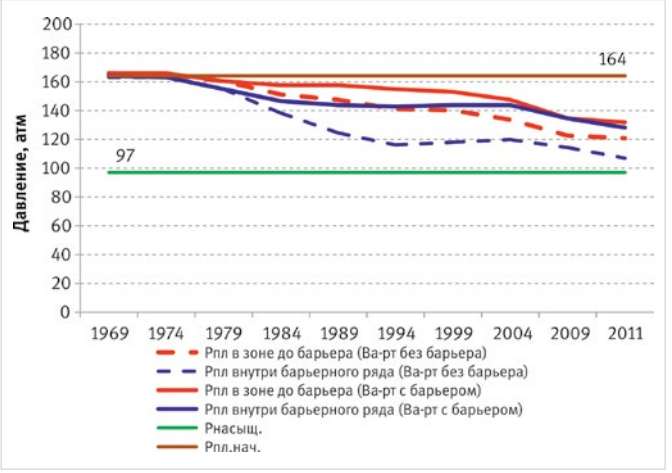


Рис. 4 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика пластовых давлений по пластам

(4,2 млрд м³ (88,4%) приходится на добычу газа из газовой шапки, попутный газа составляет 11,6% или 557,8 млн м³). Минимальный отбор газа зафиксирован в 2002 г. — 819,6 млн. м³, в т.ч. на газ из газовой шапки — 749,5 млн м³, попутный газ — 70,1 млн м³.

Суммарный годовой отбор газа в подгазовой зоне за 2010 г. увеличился на 206 млн м³ или на 4,6% — с 4304 млн м³ за 2009 г. до 4510 млн м³ за 2010 г. Данный факт связан с увеличением действующего добывающего фонда за данный период на 161 скважину (на 11,5%).

По состоянию на 01.01.2011 г. всего газа на Самотлорском месторождении отобрано 282,1 млрд м³ газа, в т.ч.: 84,15 млрд м³ — добыча природного газа, 197,95 млрд м³ — добыча растворенного (попутного нефтяного газа). На рис. Рис. 7 приведена динамика отборов газа на Самотлорском месторождении.

Итоги

В результате выполнения мониторинга энергетической характеристики на основе гидродинамического и геолого-промыслового анализа следует отметить, что применение барьерного заводнения в сочетании с различными системами площадного заводнения обеспечило:

- предотвращение прорывов больших объемов газа газовой шапки путем отрезания рядами нагнетательных скважин газонефтяной и чистонефтяной зоны от газовой шапки;
- уменьшение объемов нефти, внедрившейся в газовую шапку, тем самым сократив безвозвратные потери нефти;
- предотвращение расширения газовой шапки и загазование добывающих нефтяных скважин, что улучшило условия их эксплуатации;
- возможность отбора газа из газовой шапки с меньшим снижением давления в ней.

Реализация барьерного заводнения также способствовала продвижению больших объемов воды в газовую шапку. Значительные объемы закачки воды в барьерные скважины способствовали порыву воды в добывающие скважины газонефтяной зоны, примыкающих к барьерным рядам с внешней стороны, резкому их обводнению с увеличением дебита по жидкости и снижением по нефти. Закачка больших объемов воды в барьерные скважины пласта $АВ_{2-3}$ обусловила значительные перетоки флюидов между объектами, в первую очередь переток жидкости из объекта $АВ_{2-3}$ в газовую часть объекта $АВ_1^3$ через обширные окна слияния.

Выводы

В настоящее время эффективность разработки газонефтяных зон объектов месторождения можно признать удовлетворительной. Эксплуатационные объекты, отличающиеся геологическими условиями, характеризуются различной эффективностью сложившихся систем разработки и эффективностью барьерного заводнения.

По отдельным пластам эффективность барьерного заводнения различна, что в значительной степени обусловлено техногенными факторами, имевшими место при его реализации.

Реализация барьерного заводнения также способствовала продвижению больших объемов воды в газовую шапку.

Сопровождение разработки объектов АВ Самотлорского месторождения с применением геолого-гидродинамических моделей обеспечивает непрерывный контроль за эффективностью выработки запасов как нефтяной так и газовой частей с возможностью оперативной оценки сценариев разработки.

Список литературы

1. Желтов Ю.В. и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений М.: Недра, 1979. 254 с.
2. Ханов Б.Б., Пеливанов Ю.П., Ланец З.Б., Самойлов А.С., Дубив И.Б. Исследование конусообразования воды и газа при разработке нефтяной оторочки Тазовского месторождения с применением техногенного экранирования. Проблемы развития газовой промышленности Сибири: сборник тезисов докладов XIX науч.-практич. конф. молодых учёных и специалистов ТюменНИИгипрогаза. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2016. С. 135–138.
3. Куренков И.А. Аналитический обзор зарубежного опыта по газовому и водогазовому воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов: Аналитический отчет. Москва, 2007. 234 с.
4. Медведев Н.Я., Фурсов А.Я. Геотехнологии в разработке газонефтяных залежей. М.: Недра, 1995. 158 с.
5. Аржиловский А.В., Бикбулатова Т.Г., Костюченко С.В. Опыт моделирования Самотлорского месторождения: проблемы и перспективы // Нефтяное хозяйство. 2010. № 11. С. 46–50.
6. Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Боровков Е.В., Толстолыткин Д.В. и др. Совершенствование полномасштабной гидродинамической модели пластов $АВ_{1-5}$ Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 49–53.
7. Толстолыткин Д.В. Рзаев И.А., Ланина О.В. Обоснование формирования площадной системы заводнения подгазовой зоны пластов $АВ_{1-5}$ Самотлорского месторождения с использованием геолого-гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2013. №6. С. 91–93.
8. Ланина О.В. Чусовитин А.А., Радыгин С.А., Яровенко И.В. Реализация барьерного заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2. С. 60–62.

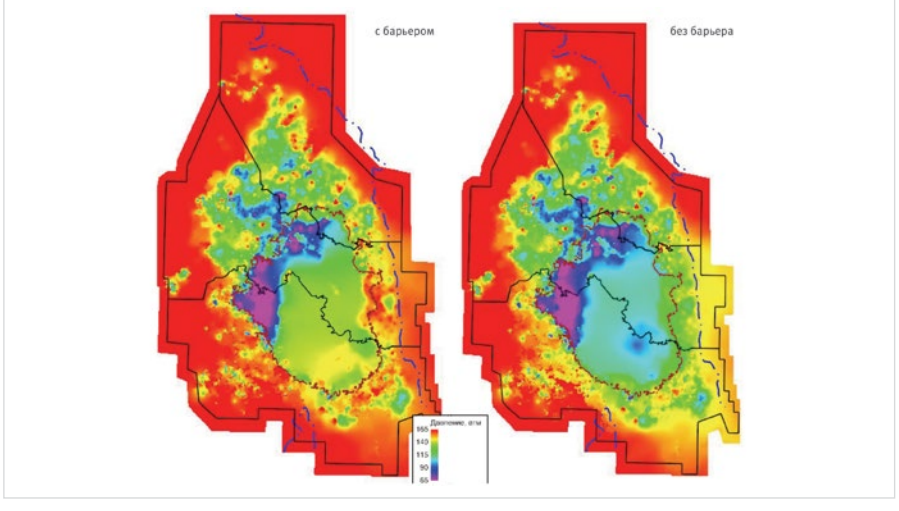


Рис. 5 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Текущее распределение $Р_{пл}$ в ГШ

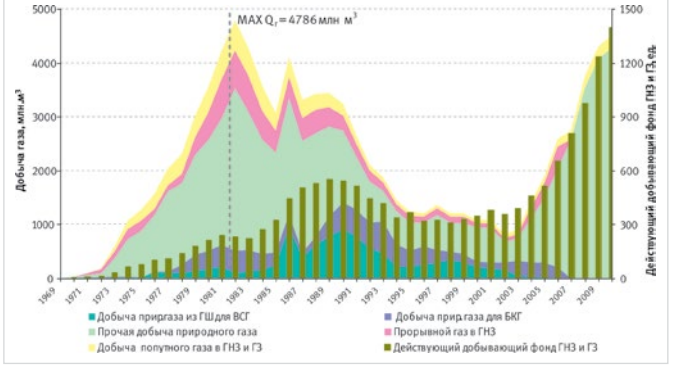


Рис. 6 — Динамика добычи газа из ГШ Самотлорского месторождения

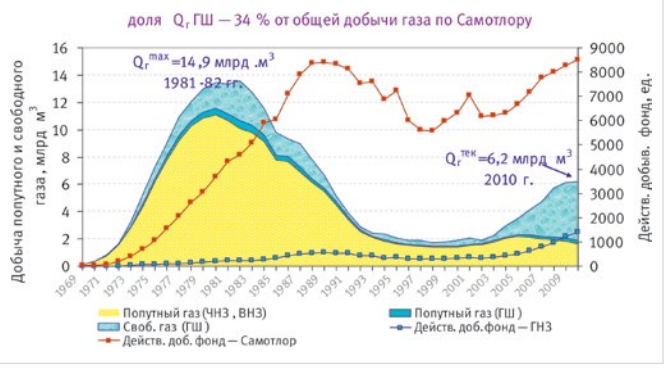


Рис. 7 — Динамика добычи газа Самотлорского месторождения

Monitoring the development of gas-oil layers of area AB Samotlor field on the basis of hydrodynamic models

UDC 622.276

Authors:
Alexander A. Chusovitin — deputy general director of geology and development of Western Siberia and Orenburg[1]; aachusov15@yandex.ru
Alexander S. Timchuk — Ph.D., deputy director on scientific research[2]; astimchuk@zsniigg.ru
Oleg V.Fominykh — Ph.D., associate professor[3]; oleg-fom87@mail.ru
Alexander S. Samoylov — Ph.D., associate professor[3]; assamoilov@mail.ru

[1]LLC TOSC, Tyumen, Russian Federation
[2]Federal State Unitary Enterprise ZAPSIBNIIGG, Tyumen, Russian Federation
[3]Tyumen State Industrial University, Tyumen, Russian Federation

Abstract
The effectiveness of the barrier flooding depends on the geological features of deposit structure, the properties of the saturating fluid, and in comparison with areal flooding recovery factor can provide gains of up to 10% and significantly reduce the production of gas breakthrough [1, 2, 3]. Detailed settings for the digital filter model of geological and production data after the implementation of the system enables reliable monitoring of the quantitative assessment of these parameters can be. The results of monitoring the development of stocks of group formations AV_{1-5} Samotlor field with the barrier waterflooding.

Materials and methods
For completing of the work geological field data on development of object of AV of Samotlor field have been used. Using digital filtrational model of the researched objects the assessment (comparison) of technological efficiency of the realized system of development to barrier flooding in comparison with classical intra planimetric without a barrier row has been made.

Results
As a result of performance of monitoring of the power characteristic on the basis of the hydrodynamic and geological field analysis it should be noted that application of barrier flooding in combination with various systems of vulgar flooding has provided:

- prevention of breaks of large volumes of gas of a gas cap by cutting by ranks of delivery wells of a gas-oil and clean oil zone from a gas cap;
- reduction of volumes of the oil which has taken root into a gas cap thereby having reduced irrevocable losses of oil;
- prevention of expansion of a gas cap and gasification of the extracting oil wells that has improved conditions of their operation;
- possibility of gas offtake from a gas cap with smaller pressure decrease in her.

Considerable amounts of pumping water in barrier wells promoted a water rush in production wells of a gas-oil zone, adjoining barrier ranks from outer side, to their sharp flood with increase in an output on liquid and decrease on oil.
The downloading large volumes of water in barrier wells of AV_{2-3} layer has caused considerable overflows of fluids between objects, first of all a liquid overflow from object of AV_{2-3} in gas part of object of AB_{13} through extensive windows of merge.

Conclusions
It should be noted that now it is possible to recognize efficiency of development of gas-oil zones of objects of the field satisfactory.
The operational objects differing in geological conditions are characterized by various efficiency of the developed systems of development and efficiency of barrier flooding.
On separate layers efficiency of barrier flooding is various that is substantially caused by the technogenic factors taking place in case of its implementation.
Implementation of barrier flooding also promoted promotion of large volumes of water in the gas heading.
Maintenance of development of objects of AV of Samotlor field using geological and hydrodynamic models provides continuous control of efficiency of development of inventories as oil and gas parts with a possibility of an operational assessment of scenarios of development.

Keywords
gas-oil deposit,
maintenance of reservoir pressure,
water content, oil output,
barrier flooding,
overflows of fluids

References
1. Zheltov Yu.V. i dr. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Development and production on oil and condensate fields] Moscow: *Nedra*, 1979, 254 p.
2. Khanov B.B., Pelivanov Yu.P., Lanets Z.B., Samoylov A.S., Dubiv I.B. *Issledovanie konusoobrazovaniya vody i gaza pri razrabotke neftyanoy otorochki Tazovskogo mestorozhdeniya s primeneniem tekhnogennogo ekranirovaniya* [Research of coning water and gas in development the Tazovskii oilfield with tecnogenic shielding]. Issues of development Siberian gas industry: XIX scientific and practical conference of "TumenNIIgiprogaz" young scientists and specialists, abstracts. 2016, Tyumen, pp. 135–138.
3. Kurenkov I.A. *Analiticheskiy obzor zarubezhnogo opyta po gazovomu i vodogazovomu vozdeystviyu na plast s tsel'yu povysheniya nefteotdachi plastov: Analiticheskiy otchet* [Analytical review of foreign experience on gas and water gas injections to improve the oil reservoir recovery: Analytical report]. Moscow, 2007, 234 p.
4. Medvedev N.Ya., Fursov A.Ya. *Geotekhnologii v razrabotke gazoneftyanykh zalezhey* [Geotechologies in gas and oil fields production]. Moscow: *Nedra*, 1995, 158 p.
5. Arzhilovskiy A.V., Bikbulatova T.G., Kostyuchenko S.V. *Opyt modelirovaniya Samotlorskogo mestorozhdeniya: problemy i perspektivy* [Samotlorskoye field modeling case history: issues and prospects]. Oil industry. 2010, issue 11, pp. 46–50.
6. Cheremisin N.A., Rzaev I.A., Borovkov E.V., Tolstolytkin D.V. i dr. *Sovershenstvovanie polnomasshtabnoy gidrodinamicheskoy modeli plastov AV_{1-5} Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Improving the full-scale hydrodynamic model formation AV_{1-5} Samotlorskoye field]. Oil industry. – 2012, issue 10, pp. 49–53.
7. Tolstolytkin D.V. Rzaev I.A., Lanina O.V. *Obosnovanie formirovaniya ploshchadnoy sistemy zavodneniya podgazovoy zony plastov AV_{1-5} Samotlorskogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem geologo-gidrodinamicheskoy modeli* [Explanation of under-gas-cap zone dispersed water flood system formation of horizons AV_{1-5} Samotlorskoye oil field using reservoir simulation model]. Oil industry, 2013, issue 6, pp. 91–93.
8. Lanina O.V. Chusovitin A.A., Radygin S.A., Yarovenko I.V. *Realizatsiya bar'ernogo zavodneniya na Samotlorskom mestorozhdenii* [Barrier waterflooding in Samotlorskoye field]. Oil industry, 2013, issue 2, pp. 60–62.

УДК 622.691

Оптимизация процесса регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера

Р.А. Махмутов
к.т.н., инженер по ремонту
r.mahmutov@mail.ru

Д.О. Ефимович
слесарь
efimovich_1991@mail.ru

ООО «Газпром добыча Ямбург»,
Новый Уренгой, Россия

Проведено исследование вопросов в области технологии регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера. Рассмотрена реконструкция колонны регенерации метанола с целью повышения технологических показателей процесса ректификации. Отражены технологические решения по реконструкции установок регенерации метанола, разработанные с учетом результатов обследования и моделирования процесса ректификации.

Материалы и методы
Смоделированы процессы ректификации в модернизированной колонне регенерации.

Ключевые слова
метанол, регенерация метанола, ректификационная колонна, реконструкция, моделирование, газовые месторождения

В настоящее время метанол является одним из наиболее широко распространенных химических продуктов. Большая часть производимого метанола идет на дальнейшую химическую переработку: на производство формальдегида, формалина, диметилового эфира, уксусной кислоты. Кроме того, метанол применяют как добавку к автомобильному топливу, что позволяет увеличить октановое число без изменения конструкции двигателей внутреннего сгорания [1].

В нефтяной и газовой промышленности метанол практически незаменим в качестве ингибитора гидратообразования. Это обусловлено как его физико-химическими свойствами, так и низкой стоимостью. В системах добычи, подготовки, переработки и транспортировки природного газа образование кристаллогидратных пробок вызывает серьезные проблемы, связанные с нарушением технологических процессов работы газопромыслового оборудования и трубопроводов [2]. Характерными местами образования гидратов являются призабойная зона скважин, шлейфы и внутрипромысловые коллекторы. Образовываясь на стенках трубопроводов и коллекторов, гидраты резко уменьшают их пропускную способность, в ряде случаев парализуют работу полностью, и как следствие могут вызвать аварийную ситуацию на опасном производственном объекте. Для борьбы с данным не благоприятным явлением — образование кристаллогидратных пробок на объектах добычи и подготовки газа и газового конденсата вводят в скважины и трубопроводы ингибитор гидратообразования — метиловый спирт [3].

В сложившихся экономических условиях, когда на нефтегазовую отрасль все больше влияет экономический кризис и различного рода санкции, а производство и доставка метанола на полуостров Ямал дорожают, появляется острая необходимость в поисках путей экономии средств и создания условий рационального использования метанола на предприятиях газовой промышленности.

Регенерация метанола является актуальной и значимой темой, так как возможность многократного использования ингибитора гидратообразования на объектах добычи углеводородов позволяет минимизировать экологические риски, связанные с транспортировкой активного продукта, устранить проблемы, связанные с хранением метанола и снизить операционную себестоимость.

На данный момент наиболее целесообразным и перспективным способом регенерации метанола является метод извлечения метанола из водометанольного раствора (ВМР) с помощью процесса ректификации.

Процесс регенерации метанола в условиях Крайнего Севера сводится к применению насадочных ректификационных колонн, как правило используются колонны со встроенным рекуперативным теплообменником. Данный способ извлечения метанола из ВМР с помощью насадочной колонны уже давно стал «классическим», так как он применяется на многих месторождениях и имеет под собой огромную практическую базу. Регенерация метанола, является достаточно успешно применяемым процессом, но с развитием разработки месторождений и освоения трудноизвлекаемых углеводородов с увеличением фонда скважин на месторождениях, увеличивается и количество ВМР, направляемого на регенерацию метанола.

Водометанольный раствор содержит соли пластовой воды — карбонаты, гипсы, силикаты, соединения железа, образующие при нагревании труднорастворимые отложения [4]. Колонна регенерации метанола с применяемыми сетчатыми контактными насадками ввиду неэффективного массообмена насадочной части не обеспечивают требуемую концентрацию низкокипящего компонента в кубовом остатке. Отложения солей жесткости уменьшают поверхность контакта между паром и жидкостью [5]. Кроме того, зачастую колонны работают на сниженных нагрузках ввиду практически полного отсутствия теплообмена во встроенном теплообменнике вследствие того, что его трубное пространство забивается отложениями.

С целью устранения данных недостатков, была проделана работа, направленная на поиск, анализ и обоснование основных технических решений для дальнейшей модернизации колонны регенерации метанола, которая обеспечит устойчивую работу аппарата в условиях значительных колебаний, поступающих на регенерацию потоков ВМР, как по количеству, так и по компонентному составу.

Как показала эксплуатация, применение в колонне регулярной насадки малоэффективно, поскольку она требует относительно узких интервалов изменения нагрузки, работа массообменных элементов зависит от коэффициента смачиваемости и при выпадении солей жесткости трудно очищается от карбонатных, силикатных и других отложений.

С целью повышения технико-технологических показателей процесса регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера, на основании патентно-информационного поиска предложена замена 2/3 насадочных массообменных устройств на более эффективные тарельчатые, а именно тарелки с желобчатыми колпачками с переливом. Увеличение поверхности соприкосновения паров с жидкостью повысит эффективность работы колонны регенерации метанола. Кроме того, предлагается конструктивный вынос встроенного теплообменника, и последующего монтажа в освобожденное пространство колонны дополнительного количества желобчатых тарелок с организацией кубовой части колонны.

Проведенные технико-технологические расчеты показали, что использование в качестве контактных массообменных устройств желобчатых тарелок позволит стабильно поддерживать заданную для последующего использования массовую концентрацию

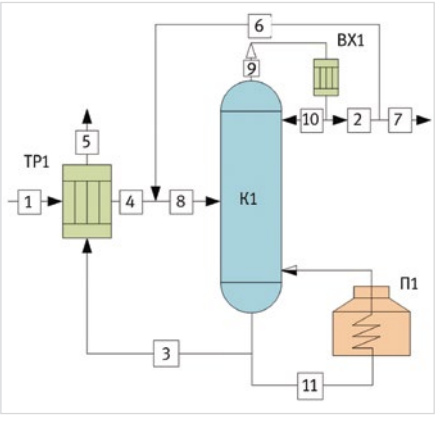


Рис. 1 — Принципиальная схема установки регенерации метанола

метанола в дистилляте на уровне 95–96%, в кубовом остатке — менее 0,4%, и соответственно, увеличить межремонтный период работы колонны, ее производительность по регенерированному метанолу и максимально снизить концентрацию метанола в сточных водах, закачиваемых в пласт.

В целом, предложена рециркуляционная схема организации работы установки регенерации метанола в соответствии с рис. 1. Исходная смесь (1) подогревается в рекуперативном теплообменике ТР1 и поступает после смешения с рециркуляционным потоком (6) в колонну К1. Пары верха колонны проходят полную конденсацию в воздушных конденсаторах ВХ1. Поток дистиллята (2) разделяется на продуктовый поток метанола (7) и рецикловой поток (6). Куб колонны обогревается печью П1. В зависимости от количества и состава питания в колонне изменяют рабочее давление и регулируют количество рециклового потока (6). Анализ существующего теплообменного оборудования, использующегося в установке регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера, показывает, что расчетные нагрузки на куб, конденсаторы, печи, рекуперативные теплообменники могут быть обеспечены существующими аппаратами. Предложенная принципиальная технологическая схема позволит увеличить производительность и эффективность работы установки регенерации метанола на объектах Крайнего Севера, что подтверждаются технико-технологическими и экономическими расчетами, проведенными с помощью моделирования процессов ректификации в модернизированной колонне регенерации.

Таким образом, замена насадочных массообменных устройств на желобчатые тарелки и демонтаж встроенного теплообменника, с размещением последнего на внешней площадке, в установках регенерации метанола, эксплуатируемых на газовых месторождениях Крайнего Севера, позволит оптимизировать работу ректификационной колонны и установки в целом.

Итоги

Приведено обоснование возможности оценки гидравлических характеристик колонны регенерации метанола на основе расчета ректификации бинарной смеси. Произведен технико-технологический расчет габаритов колонны регенерации метанола при максимальной нагрузке по сырью.

Выводы

1. Приведены результаты обследования технологии и оборудования регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера.
2. Выявлен оптимальный режим работы колонны регенерации метанола.
3. Обосновано влияние конструктивно-технологических характеристик эффективности колонны регенерации и рекуперативного теплообменника на показатели работы установки регенерации.
4. Приведены технологические решения по модернизации колонны регенерации метанола и установки в целом.

Список литературы

1. Хасанов Р.Г., Жирнов Б.С., Махмутов Р.А. Оптимизация технологии малотоннажного процесса синтеза метанола. Саарбрюккен: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. 116 с.
2. Хасанов Р.Г., Жирнов Б.С., Муртазин Ф.Р., Махмутов Р.А. Использование нормального закона распределения для описания равновесного состава продуктов синтеза метанола // Газовая промышленность. 2012. №6. С. 41–43.
3. Булкатов А.Н. Современные технологии производства метанола и проблемы экологической безопасности // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №6. С. 28–32.
4. Юнусов Р.Р., Шевкунов С.Н., Дедовец С.А. и др. Экологические аспекты малотоннажного производства метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера // Газовая промышленность. 2007. №12. С. 52–54.
5. Юнусов Р.Р., Шевкунов С.Н., Дедовец С.А. и др. Малотоннажные установки по производству метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера // Газохимия. 2008. С. 58–61.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Optimization of methanol regeneration process on the fields of the Far North

UDC 622.691

Authors:
Rustam A. Makhmutov — Ph.D., engineer; r.mahmutov@mail.ru
Dmitriy O. Efimovich — mechanic; efimovich_1991@mail.ru

"Gazprom dobycha Yamburg" OJSK, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract

In this work studies of issues in the field of methanol regeneration technology in the fields of the Far North were presented. The reconstruction of column methanol recovery for improving the technological parameters of rectification process was considered. Technological solutions for the reconstruction of facilities methanol recovery tailored to the results of the survey and modeling of process of rectification were revealed.

Materials and methods

Simulated distillation processes in the modernized regeneration column.

Results

In article presented the substantiation of the possibility of assessing the hydraulic characteristics of the methanol recovery column based on the calculation of rectification of a binary mixture. Technical and technological calculation of the methanol recovery column made dimensions at the maximum load of raw material.

Conclusions

1. The results of the survey technology and methanol recovery equipment listed on the fields of the Far North were presented.
2. The optimal methanol recovery column mode was determined.
3. Justified by the impact of structural and technological characteristics of efficiency of regeneration of the column and the regenerative heat exchanger unit operation performance recovery.
4. Technological modernization solutions for column regeneration of methanol and the whole unit were taken.

Keywords

methanol, methanol regeneration, column of rectification, reconstruction, modeling, gas fields

References

1. Khasanov R.G., Zhirnov B.S., Makhmutov R.A. *Optimizatsiya tekhnologii malotonnazhnogo protsessa sinteza metanola* [Optimization technology of low-tonnage methanol synthesis process]. Saarbruecken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014, 116 p.
2. Khasanov R.G., Zhirnov B.S., Murtazin F.R., Makhmutov R.A. *Ispol'zovanie normal'nogo zakona raspredeleniya dlya opisaniya ravnovesnogo sostava produktov sinteza metanol* [Use the normal distribution to describe the equilibrium composition of the methanol synthesis products]. Gas industry, 2012, issue 6, pp. 41–43.
3. Bulkatov A.N. *Sovremennye tekhnologii proizvodstva metanola i problemy ekologicheskoy bezopasnosti* [Modern technologies of methanol production and problems of ecological safety]. *Neftepererabotka i neftechimiya*, 2008, issue 6, pp. 28–32.
4. Yunusov R.R., Shevkunov S.N., Dedovets S.A. i dr. *Ekologicheskie aspekty malotonnazhnogo proizvodstva metanola v gazodobyvashchikh rayonakh Kraynego Severa* [Ecological aspects of small-tonnage production of methanol in the gas producing regions of the Far North]. Gas industry, 2007, issue 12, pp. 52–54.
5. Yunusov R.R., Shevkunov S.N., Dedovets S.A. i dr. *Malotonnazhnye ustanovki po proizvodstvu metanola v gazodobyvayushchikh rayonakh Kraynego Severa* [Small-scale installations for the production of methanol in the gas producing regions of the Far North]. *Gazokhimiya*, 2008, pp. 58–61.

УДК 622.691

Дренирование керна при определении его относительной фазовой проницаемости методом совместной стационарной фильтрации

М.Г. Ложкин
старший научный сотрудник
LozhkinMG@tngg.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Впервые обнаружено, что при определении относительных фазовых проницаемостей методом совместной стационарной фильтрации, в процессе установления стационарной фильтрации происходит дренирование керна, что обуславливает погрешность при определении относительных фазовых проницаемостей.

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

Ключевые слова
стационарная фильтрация, газ, вода, нефть, относительные фазовые проницаемости, вытеснение нефти, вытеснение газа

Основным документом, которым руководствуются лаборатории РФ для определения относительных фазовых проницаемостей, является ОСТ 39-235-89 [1]. В основе данного стандарта лежит предположение о том, что фазовые проницаемости, возникающие при совместной фильтрации флюидов через керн, соответствуют проницаемостям, возникающим в процессе вытеснения. Считается, что для тех же насыщенностей керна, фазовые проницаемости при стационарной фильтрации, соответствуют проницаемостям при вытеснении. Это предположение верно при соблюдении ряда условий. Одним из таких условий является соблюдение направления изменения насыщенности, вследствие гистерезиса проницаемостей при пропитке и дренировании [2]. Суть этого явления состоит в различии проницаемостей для одной и той же насыщенности пористой среды в процессе ее пропитки и дренирования. То есть фазовые проницаемости зависят от направления изменения насыщенности смачивающим флюидом.

Следствием описанного условия является необходимость измерения фазовых проницаемостей только при соответствующем технологии разработки направлении изменения насыщенности керна. Однако метод совместной стационарной фильтрации не гарантирует соблюдение данного условия. Последнее утверждение подкрепляется следующими наблюдениями.

В процессе экспериментов по определению фазовых проницаемостей стационарным методом проводится фильтрация флюидов с различными долями флюидов в потоке. Для процесса вытеснения углеводородов водой, вначале определяют проницаемость керна по нефти или газу (в зависимости от типа углеводородов, насыщающих изучаемый объект разработки). После этого определяют значение критической водонасыщенности (то есть водонасыщенности, при которой вода перестает быть неподвижной). Затем вновь измеряют проницаемость по нефти или газу. Далее приступают к определению фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти (газа) и воды. Сначала задают малые доли воды в потоке, а затем постепенно их увеличивают. Как правило, при исследовании керна из среднего или низкого диапазона проницаемости (менее 100 мД), критическая водонасыщенность и водонасыщенность, возникающая на первом режиме совместной фильтрации (особенно это видно для системы флюидов газ-вода), отстоят друг от друга на значительном расстоянии. Данный факт приводит к длительному и разнонаправленному процессу стабилизации насыщенности, которая является необходимым условием для измерений стационарным методом.

Характерный разнонаправленный процесс изменения насыщенности при стабилизации параметров совместной фильтрации флюидов через керн изображен на рис. 1.

Вначале водонасыщенность керна линейно растет, по мере накопления воды в керне. Затем, при достижении $S_{wмакс}$, вода прорывается из керна. То есть от 0 до 1590 с, происходит формирование непрерывного канала фильтрации для воды. Ко времени 1590 с от начала режима, водонасыщенность достигает $S_{wмакс}$ (0,762). После того, как канал фильтрации воды сформирован, происходит затухающее снижение водонасыщенности до значения $S_{wизм}$, которое измеряется и идет в результат определения относительных фазовых проницаемостей. Однако проницаемость, полученная при этой насыщенности, относится к процессу дренирования керна, поскольку водонасыщенность снижалась,

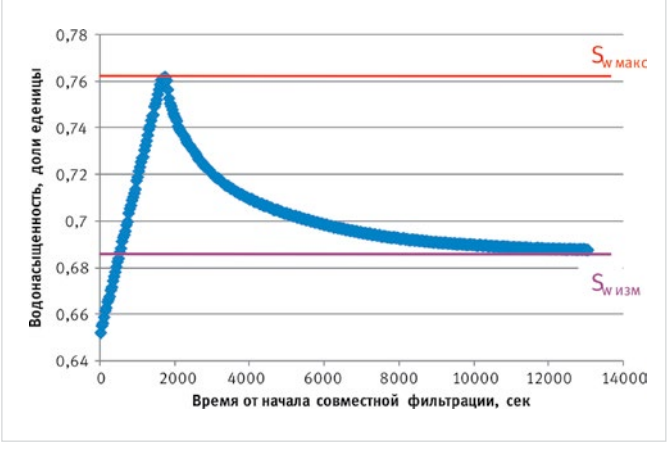


Рис. 1 — Процесс изменения водонасыщенности на первом режиме совместной фильтрации газа и воды. Керн из пласта ХМ1 проницаемостью 17 мД, пористость — 23%, остаточная водонасыщенность — 41%

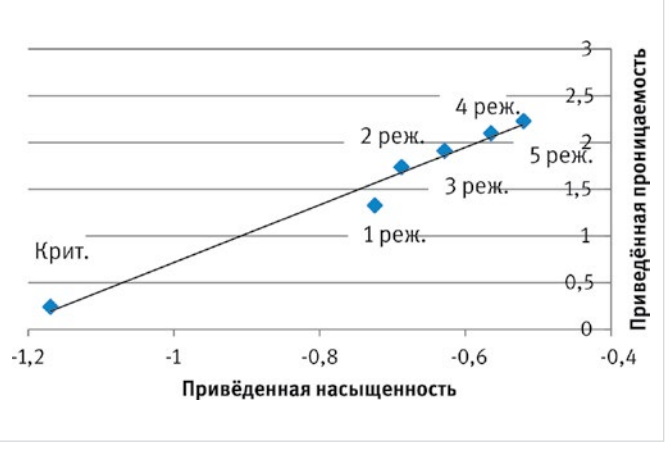


Рис. 2 — Зависимость проницаемости от насыщенности в приведенных координатах

после достижения значения $S_{wмакс}$. Данный вывод подтверждается и тем, что измеренная таким образом проницаемость, не лежит на одной прямой с другими, измеренными в том же опыте проницаемостями, в приведенных координатах [3]. На рис. 2 показана зависимость проницаемости от насыщенности в приведенных координатах с некорректно определенной проницаемостью на первом режиме.

Процесс стабилизации насыщенности на последующих режимах имеет ту же тенденцию, что и на первом режиме (рис. 3). Однако водонасыщенность на последующих режимах изменяется на малую величину, дренирования почти не возникает и поэтому проницаемость не искажается.

Существуют методы, лишенные указанного недостатка, это, например, определение относительных фазовых проницаемостей при последовательной псевдостационарной фильтрации [4].

При проведении стационарных измерений, во избежание нежелательного разнонаправленного изменения водонасыщенности, целесообразно проведение дополнительного режима стационарной фильтрации с меньшей, чем на первом режиме, долей воды в потоке. При этом нужно учитывать, что дренирование керна уменьшится, но не исчезнет.

Итоги

Учет обнаруженных особенностей определения относительных фазовых проницаемостей позволит увеличить точность этих измерений.

Выводы

Метод совместной стационарной фильтрации не гарантирует измерения фазовых проницаемостей только при соответствующем технологии разработки направлении изменения насыщенности керна. Поэтому направление изменения насыщенности при стационарных измерениях необходимо контролировать с помощью специальных режимов фильтрации. Другим способом избежать погрешностей, связанных с неправильным направлением изменения насыщенности керна, является определение фазовых проницаемостей нестационарными или псевдостационарными методами.

Рис. 3 — Процесс изменения водонасыщенности на втором режиме совместной фильтрации газа и воды

Список литературы

1. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
2. Geffen T.M., Owens W.W., Parrish D.R., Morse R.A. Experimental investigations of factors affecting laboratory relative permeability measurements. Trans, AJME 1951. V.192. pp. 188–193.
3. Ложкин М.Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой и вытеснения нефти водой и газом // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №1. С. 39–41.
4. Ложкин М.Г. Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации// Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7. С. 51–53.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Core draining while defining its relative phase permeability with a method of joint steady-state filtration

UDC 622.691

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

LLC "TyumenNIIgiprogaz", Tyumen, Russian Federation

Abstract

For the first time it was discovered that while defining relative phase permeability with the method of a joint steady-state filtration there takes place a core draining within the process of a steady-state filtration. It causes errors in definition of relative phase permeability.

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

Consideration of the found out peculiarities of relative phase permeability allows improving accuracy of the measurement.

Conclusions

A method of a joint steady-state filtration does not guarantee measurements of phase permeability only at a core saturation changes nature corresponding to the reservoirs engineering. That is why the nature of saturation change at steady-state measurements shall be controlled with the help of special filtration modes. Another method to avoid errors related to changes of core saturation is application of a non-steady-state or a pseudo-steady-state filtration method of phase permeability.

Keywords

steady-state filtration,
gas, water, oil, relative phase permeability,
oil displacement,
gas displacement

References

1. OST 39-235-89. Oil. The method of phase permeability determination in the laboratory conditions at the joint steady-state filtration.
2. Geffen T.M., Owens W.W., Parrish D.R., Morse R.A. Experimental investigations of factors affecting laboratory relative permeability measurements. Trans, AJME 1951. V.192. pp. 188–193.
3. Lozhkin M.G. *Model' otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey dlya vytesneniya gaza kondensatom i vodoy i 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.
4. Lozhkin M.G. *Metod opredeleniya otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri posledovatel'noy psevdostatsionarnoy fil'tratsii* [The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 7, pp. 51–53.

УДК 622.691+004

Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений

О.Б. Арно
генеральный директор[1]
priemnaia@ygd.gazprom.ru

А.В. Меркулов
заместитель генерального директора — главный геолог[1]
a.merkulov@ygd.gazprom.ru

А.К. Арабский
д.т.н., зам. главного инженера по научно-технической работе и экологии[1]
a.arabskii@ygd.gazprom.ru

С.П. Ильин
заместитель начальника отдела программно-математического обеспечения Управления геологии, разработки и лицензирования месторождений[1]
p.ilin@ygd.gazprom.ru

С.А. Кирсанов
к. т. н., заместитель начальника Управления геологии, разработки и лицензирования месторождения по геологии и разработке[2]
s.kirsanov@adm.gazprom.ru

О.С. Гацолаев
директор Центра геологического и гидродинамического моделирования[3]
o_gatsolaev@vniigaz.gazprom.ru

[1]ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый Уренгой, Россия
[2]ПАО «Газпром», Москва, Россия
[3]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

В условиях падающей добычи, характерной для месторождений-гигантов Надым-Пур-Тазовской провинции, необходимо актуализировать геологические и фильтрационные модели объектов эксплуатации, проводить геолого-технические мероприятия на скважинах и оптимизировать параметры их технологического режима работы, оперативно планировать производственно-технологические показатели.

Основой рационального недропользования в газодобывающей промышленности являются общепризнанные принципы устойчивого развития, требующие, в том числе, достижения максимального коэффициента извлечения углеводородов из недр и обеспечения экологической и промышленной безопасности процесса эксплуатации месторождений. Его реализация невозможна без внедрения инновационных технологий, алгоритмов и программных продуктов, обеспечивающих достоверную информацию о состоянии разработки месторождения и выбор оптимальных управленческих решений.

В условиях падающей добычи, низкого пластового давления и активного внедрения подошвенных вод — решающее значение для обеспечения устойчивой эксплуатации фонда скважин приобретает организация постоянного сбора, систематизации, обобщения и анализа всей промыслово-геологической и геофизической информации [1]. Она необходима для актуализации геологических и фильтрационных моделей объектов эксплуатации, проектирования проведения геолого-технических мероприятий на скважинах, как составного элемента системы разработки залежей, оптимизации параметров технологического режима работы скважин, оперативного и перспективного планирования производственно-технологических показателей, формирования отчетных материалов. Для полноценной реализации этих задач специалисты ООО «Газпром добыча Ямбург» создали единую «Систему оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия» [2], в состав которой входит система геоинформационного обеспечения, представленная на рис. 1.

Основанием для разработки являлась Комплексная программа повышения эффективности разработки месторождений на период 2011–2015 гг., принятая ПАО «Газпром». Она определила следующие задачи: совершенствование единой информационной среды; совершенствование программы корпоративного доступа к технологиям; создание и развитие отечественного программного обеспечения в области моделирования. Решая их, и была создана система, позволившая: централизовать всю промыслово-геологическую информацию; обеспечить контроль и возможность оперативной модификации алгоритма решения поставленных задач; варьировать структуру и количество исходных данных; расширять перечень решаемых задач и функций; гибко адаптировать программное обеспечение к условиям других газодобывающих предприятий.

Взаимодействие симуляторов пластовых систем с моделями наземной производственной структуры и промысловыми базами данных осуществляется посредством сетевого программного комплекса «Промысел», разработанного специалистами Общества. По функциональному назначению этот комплекс является системой контроля и управления процессом разработки месторождений. При его создании были реализованы следующие задачи: экспертиза существующих моделей пласта и газо-сборной системы (ГСС) (правильность форматов входных и выходных данных и физической сущности параметров моделей; объединение гидродинамической модели пласта и модели ГСС промысла (программы Eclipse и PipeSim); автоматизация адаптации интегрированной модели «Пласт – Скважина – Система сбора газа»; автоматизация процессов подбора технологических режимов работы скважин с учетом ограничений по уровням отборов и диапазонов продуктивности каждой скважины; долгосрочное прогнозирование эффективности гидроразрыва плата (ГРП) с учетом кустового расположения скважин и коллекторно-лучевой схемы внутрипромыслового сбора.

Интегрирующим элементом системы стала промысловая база данных «Промысел» — разработка специалистов Общества. Приложение построено по архитектуре клиент-сервер. Хранение данных организовано в базе Microsoft SQL. Серверная часть комплекса располагается на трех серверах, решает задачи генерации модели ГСС, распределения нагрузки по ядрам процессоров и запуска моделей на расчет с помощью математических методов Pipesim. Здесь же реализованы сервисы опроса серверов телеметрии и связи с внешними приложениями. Структура системы показана на рис. 2.

Клиентская часть приложения – набор модулей: контроль разработки месторождений (Промысел КРМ); моделирование добычи углеводородов (Промысел МДУ); модуль редактирования сети сбора.

«Промысел» позволяет формировать заявки на геофизические исследования, акты по исследованиям, формировать отчетные формы по списанию запасов, бурению, по добыче газа и конденсата, исследованиям и т.д. БД «Промысел» связана с базой капитального ремонта скважин, с БД Geomod (геофизическая информация), Finder (промыслово-геологическая информация) и с АПГИ (электронный архив документов). Реализована двусторонняя связь с симулятором пласта. Производится подготовка данных для моделирования, считывание и хранение результатов гидродинамического моделирования.

«Промысел» имеет набор инструментов графического анализа информации, в т.ч.: просмотр конструкции скважины, инклинометрии в трехмерном пространстве, построение графика потенциального содержание конденсата в пластовом газе и приведение линии тренда по графику, построение графика PZ/Q

Для достижения этих целей в ООО «Газпром добыча Ямбург» создана единая «Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия», на основе которой проводятся детализированные расчеты с использованием интегрированных геолого-технологических моделей.

Материалы и методы
Используя стандартные геолого-технологические модели и принцип максимального сохранения энергии пласта, оптимизировано размещение эксплуатационных скважин. Централизация всей промыслово-геологической информации и ее использование при комплексном моделировании объектов разработки для оперативного планирования разработки месторождений.

Ключевые слова
геолого-технологический контроль, геофизические исследования, симулятор пласта, вариант разработки месторождения, оптимизация расположения скважин

по УКПГ. «Промысел» обеспечивает общение посредством технологии создания защищенных, надежных, транзакционных и интероперабельных распределенных приложений WCF (Windows Communication Foundation), позволяя передавать от удаленного сервера по протоколу HTTP большие объемы информации. Эта технология облегчает подключение пользователя к системе и минимизирует его ошибки в процессе работы [3].

Модуль «Промысел МДУ»: определяет оптимальные условия работы скважин и газотранспортной сети, обеспечивающие заданный отбор газа; рассчитывает максимально возможный отбор газа при текущем состоянии газового промысла и соблюдении всех технологических требований к работе оборудования; уточняет уровни отбора при добуривании скважин или реконструкции газотранспортной сети. ПК является оболочкой пользователя, предоставляющей дружественный интерфейс, использующий в качестве расчетного ядра программный комплекс PipeSIM. ПК позволяет проводить быструю настройку моделей ГСС (автоматическую загрузку в модель конструкции скважин, инклинометрии, геотермальной кривой, расчет фильтрационных коэффициентов). В процессе настройки и адаптации моделей были определены методики вертикального и горизонтального течения многофазного потока в ГСС, обеспечивающие наилучшую сходимость результатов. Для проверки корректности моделей были созданы модули считывания с датчиков как мгновенных, так и среднесуточных значений телеметрии, модуль считывания рапортов скважин. Расчет режима по загруженным значениям позволяет инженеру принимать решение о корректности прогнозного расчета, определить проблемный шлейф. Структура системы подготовки данных показана на рис. 3.

Во время автоматического обновления модели происходит адаптация ПК, поэтому все модели всегда содержат актуальную информацию по конструкции, инклинометрии, геотермальных характеристиках скважин, условиях окружающей среды, подбирается наиболее корректное гидродинамическое исследование из всех проведенных.

Пользователь может рассчитать технологический режим по 3 сценариям, определяемым целевым параметром: по заданному давлению в цехе запорной арматуры (ЗПА); по заданному расходу газа шлейфов; по заданному отбору по промыслу (с возможностью объединения шлейфов в группы).

Реализован поиск оптимального решения задаваемого выбранной целевой функцией с учетом предыдущих расчетов режима. Расчет режима работы газосборной системы (ГСС) производится с использованием параллельных вычислений, используя преимущества многоядерных или многопроцессорных систем в отличие от расчета в PipeSIM. Результат расчета выдается в установленной отчетной форме (Excel MS Office).

ПК ведет расчет уровней добычи углеводородов, прогнозные расчеты на длительный период, а также расчет технологических режимов работы скважин. ПК базируется на сертифицированном программном обеспечении (PipeSIM), но его интерфейс приложения поддерживается самостоятельно.

Система легко масштабируема и адаптируема. При необходимости использует в качестве базиса расчетное ядро другого разработчика. Настройка связи расчетных элементов системы позволяет минимизировать роль человека как оператора, оставляя ему экспертные решения. Адаптивность системы обеспечивает ее непрерывное совершенствование по следующим направлениям: автоматизация формирования планов отбора газа по результатам прогнозных расчетов; автоматическая адаптации гидродинамических моделей по заданным пользователем алгоритмам; детализация базы конструкции наземной сети сбора газа; создание модуля расчета переохлажденных гидратов для оценки гидратообразования в ГСС.

Основные результаты практического использования системы

Разработана технология проектирования и технико-экономической оценки эффективности проведения гидроразрыва пласта [4]. Она включает: выбор скважин-кандидатов; оценку вероятности эффекта по геолого-геофизическим критериям; статистический

Рис. 1 — Состав системы оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия

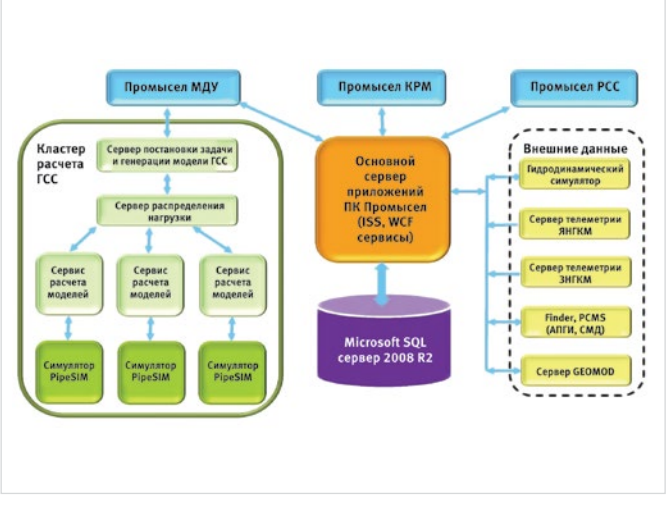


Рис. 2 — Информационные системы комплекса и реализованные взаимосвязи потоков данных между ними: МДУ – модуль добычи углеводородов; КРМ – модуль контроля разработки месторождений; РСС – модуль редактирования сети сбора; ГСС – кластер расчета газо-сборной сети

прогноз продуктивности после воздействия; косвенное моделирование; детальное моделирование; расчет технологических параметров процесса ГРП; моделирование продолжительности эффекта; расчет экономической эффективности мероприятия. Экономический эффект применения этой технологии за 2008–2013 гг. превысил 10 млрд руб.

Выполнена оценка текущей и прогнозной эффективности длительных остановок газовых промыслов сеноманской залежи Ямбургского НГКМ в летний период с целью рационального использования энергии пласта на завершающей стадии разработки в условиях сезонной неравномерности отборов. Обоснована рекомендуемая продолжительность остановок. Для месторождений, находящихся в стадии падающей добычи, такие обоснованные остановки, проводимые под контролем геологической службы, будут способствовать: формированию резерва давления для обеспечения устойчивости уровней добычи при пиковых нагрузках; снижению сезонной нагрузки на месторождения-регуляторы; улучшению сбалансированности работы газотранспортной системы в осенне-зимний период. Обеспечивается равномерное распределение отборов по объектам добычи. Экономический эффект превышает 70 млн руб. в год.

Разработан алгоритм и программное обеспечение для решения задачи оптимального местоположения проектных скважин на структуре, определяющей эффективность ее разработки. В основу алгоритма размещения кустов скважин положены геолого-промысловые методы, основанные на выборе зон с максимальными подвижными запасами, учитывающие взаимное расположение новых проектных кустов между собой и с действующим фондом скважин. При определении размеров проектных кустов проводится оценка среднего радиуса взаимного влияния для исторического фонда скважин на основе вариограммного анализа. Указанные методы формализованы, а сам алгоритм расстановки кустов полностью автоматизирован. Необходимо лишь задать диапазоны изменения варьируемых параметров, из которых алгоритм выбирает параметры, отвечающие оптимальному варианту расстановки [5].

Вторая часть работы посвящена алгоритму расстановки скважин внутри куста. Учитывая ограничения на положение и вид профиля скважин, связанных со структурой пластов и особенностями конструктивных решений, строятся все допустимые варианты положений скважин в кусте. Для каждого варианта проводится анализ фильтрационно-емкостных свойств залежи в области скважины, а также между уровнем нижней перфорации и ГВК. Далее выбирается оптимальное положение ствола скважины вариантным анализом по серии гидродинамических расчетов с определением области взаимовлияния с соседними скважинами. Определяется оптимальное количество скважин, требуемых для выработки запасов внутри области рассматриваемого куста, и их взаимное расположение. Разработанный алгоритм оптимизации использовался при проектировании Северо-Каменномысского месторождения [6], базовый вариант обустройства которого показан на рис. 4. Проведенное сравнение результатов расчетов базового варианта и оптимизированного с помощью этого алгоритма показало, что дополнительная добыча газа по результатам оценки составит более 15 млрд м^3, а экономический эффект по чистому доходу — 46 млрд руб.

Фактический экономический эффект от внедрения системы превысил 12 млрд руб.

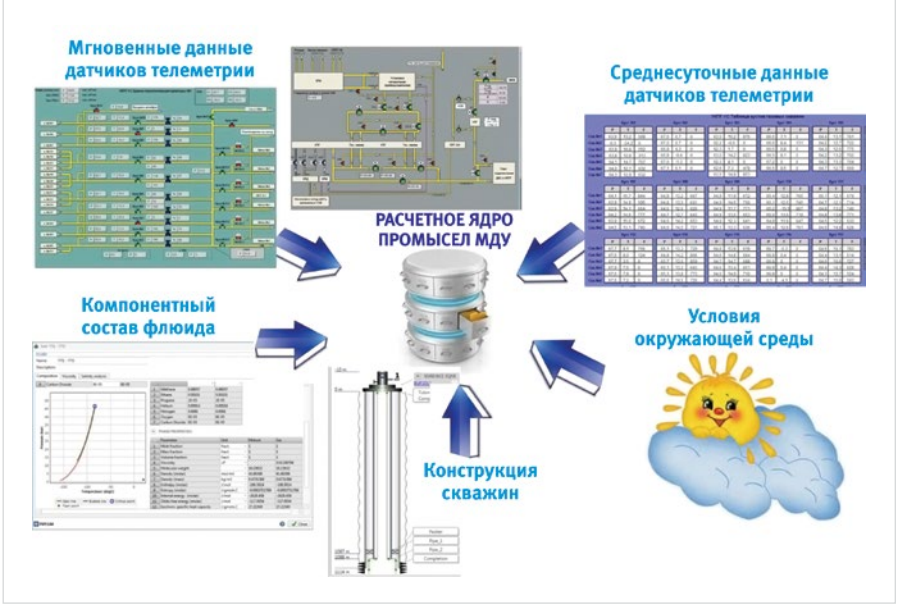


Рис. 3 — Подготовка данных в системе ОГТК и ПП РМ газодобывающего предприятия

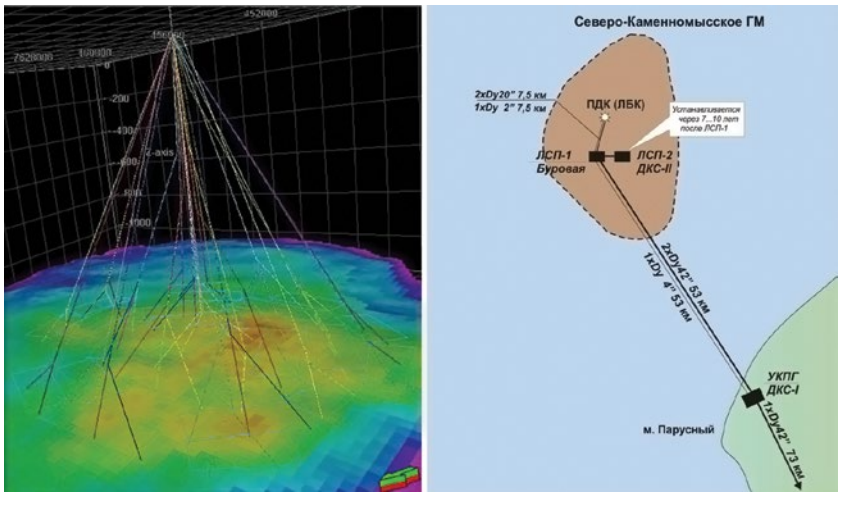


Рис. 4 — Базовый вариант обустройства Северо-Каменномысского месторождения и визуализация результатов работы алгоритма в программной среде Petrel
ЛСП – ледостойкая платформа; ПДК – подводный добычной комплекс; ЛБК – ледостойкий блок-кондуктор; ДКС – дожимная компрессорная станция; УКПГ – установка комплексной подготовки газа

Итоги

В ООО «Газпром добыча Ямбург» создана уникальная для группы Газпром система геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений, включающая аккумуляцию данных АСУ ТП РМ и ОГГИС, базирующаяся на использовании сертифицированных симуляторов пластовой и наземной систем. При этом весь производственный функционал и интерфейс являются собственными разработками Общества.

Выводы

Разработан и внедрен универсальный, инновационный автоматизированный алгоритм получения оптимального размещения проектного фонда скважин при моделировании вариантов разработки месторождений природного газа, эффективный с точки зрения сокращения сроков выполнения работ.

Система обеспечивает централизацию всей промыслово-геологической информации в рамках единого программного комплекса и позволяет оперативно модифицировать алгоритм решения поставленных задач. Гибкость организации системы допускает адаптацию ее программного обеспечения к условиям других газодобывающих предприятий и позволяет заменить импортные программные модули новыми отечественными разработками.

Список литературы

1. Андреев О.П., Минликаев В.З., Арно О.Б., Меркулов А.В., Кирсанов С.А. Эффективность эксплуатации месторождений природного газа на поздней стадии разработки в условиях сезонных колебаний отборов // Газовая промышленность. 2014. № 6. С. 31–36.

2. Свидетельство РФ № 2014619454 о государственной регистрации программы для ЭВМ. Программный комплекс Промысел. Заявл. 01.08.2014. Опубл. 20.10.2014.
3. Патент РФ № 2386808. МПК E21B47/00 (2006.01). Способ проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин с субгоризонтальным и горизонтальным окончанием ствола на стационарных режимах фильтрации. Заявл. 12.02.2009, опубл.: 20.04.2010. Бюл. № 11.
4. Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Ершов А.В. Технология проектирования гидроразрыва пласта как элемента системы разработки газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. 2009. № 2. С. 88–95.
5. Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Лапердин А.Н., Красовский А.В., Балашов А.Д., Митрушкин Д.А., Томин П.Ю. Поиск оптимального решения при выборе местоположения проектных скважин на площади газовой залежи / Вестник ЦКР Роснедра. 2011. №2. С. 35–43.
6. Ахмедсафин С. К., Кирсанов С.А., Красовский А.В., Балашов А.Д., Никифоров А.Н. Оптимизация схем размещения проектного фонда скважин на площади морского месторождения природного газа // Наука и техника в газовой промышленности. 2012. №3. С. 40–46.

System for operational geological and technological control and potential planning of field development

UDC 622.691+004

Authors:
Oleg B. Arno — general director[1]; priemnaia@ygd.gazprom.ru
Anatoliy V. Merkulov — deputy general director — chief geologist[1]; a.merkulov@ygd.gazprom.ru
Anatolii K. Arabskiii — Sc. D., deputy chief engineer R&D and ecology[1]; a.arabskii@ygd.gazprom.ru
Sergey P. Il'in — deputy head of software department of Management of geology, development and licensing of fields[1]; p.ilin@ygd.gazprom.ru
Sergey A. Kirsanov — Ph. D., deputy head of Department of geology, production and certification of field on geology and production[2]; s.kirsanov@adm.gazprom.ru
Oleg S. Gatsolaev — director of Center hydrodynamical simulation[3]; o_gatsolaev@vniigaz.gazprom.ru

[1]Gazprom dobycha Yamburg LLC, Novy Urengoy, Russian Federation
[2]Gazprom PJCS, Moscow, Russian Federation
[3]Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russian Federation

Abstract
The decline of production rates is common problem for major gas fields of Nadym-Pur-Tazovskii province. In this regard should make actual geological and porous-flow models of operational objects, should be conducted geological and technical actions in wells and should be optimized parameters of its operational mode for planning productive and technological parameters. To achieve those goals in Gazprom dobycha Yamburg was developed unified "System for operational geological and technological control and potential planning of field development". This system allows performing detailed calculations with use the integrated geological and technological models.

Materials and methods
It was optimized placing of production wells using standard geological and technological models and principle of maximum conservation of energy.
Centralization of field and geological information and its using for complex modeling of production objects for operational planning the field's production.

Results
In "Gazprom dobycha Yamburg" was created unique for "Gazprom" system for operational geological and technological control and potential planning of field development. The System includes storage of data of Automatic Process Control System and Industry Geologic-Geophysical Information System (IGGIS), based on using of certificated simulators the layer's and surface systems. All production functionality and interface are developed in "Gazprom".

Conclusions
The universal, innovative and automated algorithm to obtained optimal placing of project wells stock during simulation of gas field's production options was developed and implemented. The algorithm is effective to reduction of timing the works performing.
System provides centralization all field and geological information in unified program and lets operative modify the algorithm to resolve actual problems. The system can be adapting its software to work in other gas production companies and allow replacing the foreign software with domestic one.

Keywords
geological and technological monitoring,
geophysical researches,
field simulation,
production field option,
wells placing optimization

References
1. Andreev O.P., Minlikaev V.Z., Arno O.B., Merkulov A.V., Kirsanov S.A. *Effektivnost' ekspluatatsii mestorozhdeniy prirodnogo gaza na pozdney stadii razrabotki v usloviyakh sezonnykh kolebaniy otborov* [The effective operation of gas fields in the late stage of production in terms of seasonal fluctuations productions]. GAS Industry of Russia, 2014, issue 6, pp. 31–36.
2. Certificate of Russian Federation № 2014619454 on state registration of computer program. "Promysel" Programm. Declared 01.08.2014. Published 20.10.2014.
3. Patent RF № 2386808. MPK E21B47/00 (2006.01). *Sposob provedeniya issledovaniy gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s subgorizontal'nym i gorizontal'nym okonchaniem stvola na statsionarnykh rezhimakh fil'tratsii* [Implementation method of investigations of gaseous and gas-condensate wells with sub-horizontal and horizontal ending of bore]. Declared 12.02.2009. Published 20.04.2010. Bulletin 11.
4. Zinchenko I.A., Kirsanov S.A., Ershov A.V. *Tekhnologiya proektirovaniya gidrorazryva plasta kak elementa sistemy razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [The technology of hydraulic fracturing design as an element of gas-condensate field development system]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2009, issue 2, pp. 88–95.
5. Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A., Laperdin A.N., Krasovskiy A.V., Balashov A.D., Mitrushkin D.A., Tomin P.Yu. *Poisk optimal'nogo resheniya pri vybore mestopolozheniya proektnykh skvazhin na ploshchadi gazovoy zalezhi* [Search for the best solution for choosing the location of planned wells in the gas deposit area]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2011, issue 2, pp. 35–43.
6. Akhmedsafin S. K., Kirsanov S.A., Krasovskiy A.V., Balashov A.D., Nikiforov A.N. *Optimizatsiya skhem razmeshcheniya proektnogo fonda skvazhin na ploshchadi morskogo mestorozhdeniya prirodnogo gaza* [Optimization of placing project wells on the area of the offshore natural gas fields]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2012, issue 2, pp. 40–46.

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

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

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

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

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

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

www.provita.ru

Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

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

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

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

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

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

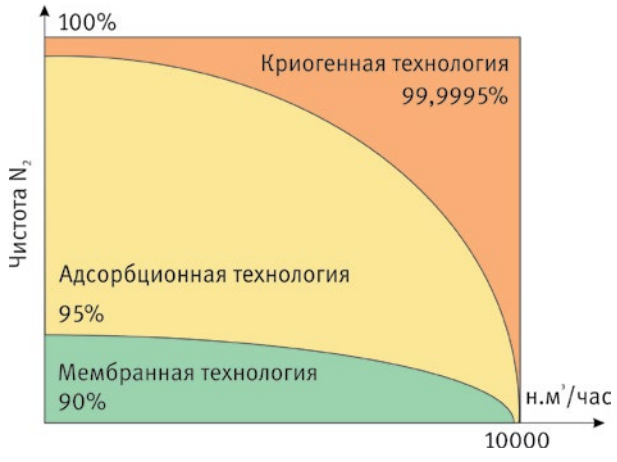
Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95–99,9%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газовой смеси через мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е.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

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

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

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

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



Целесообразность использования различных технологий разделения воздуха

Система управления типа PCS-6

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

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

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

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

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

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

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

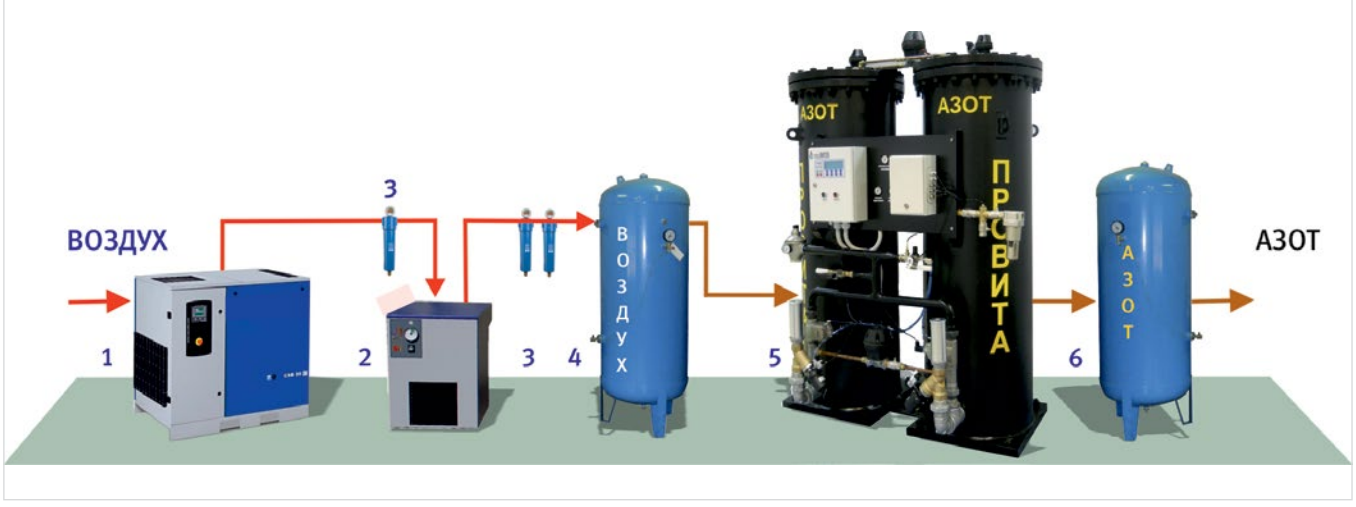


Схема адсорбционной установки

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул. Елькина, д. 80-А
тел./факс +7 (351) 260-28-76, 260-28-79
e-mail: ets@energots.com sales@ablight.ru
www.ablight.ru www.energots.com www.svetolab.su

ООО НПП «ЭТС», входящая в группу компаний «АБЛайт», является разработчиком, производителем и поставщиком аварийных осветительных установок. Данные установки предназначены для аварийного освещения территорий в случаях природных и техногенных катастроф, несанкционированных отключений освещения, а также для освещения больших площадей на культурно-массовых мероприятиях.

На сегодняшний день возможности компании позволяют предложить профессиональные решения по разработке, производству и поставке любого осветительного оборудования согласно техническому заданию Заказчика.

С 2006 года оборудование производства ООО НПП «ЭТС» активно используется в ОАО «РЖД», МЧС РФ, ГО ЧС, ОАО «МРСК-Сибири», МРСК-Урал», ФГУП ПО «Маяк», МО РФ и Агентстве «ЭМЕРКОМ» МЧС РФ. Аварийные осветительные установки использовались во время отключения электроэнергии в Крыму в 2015 году и в настоящий момент используются на строительстве энергомоста через Керченский пролив.

Сверхмощный осветительный комплекс

Мобильный осветительный комплекс идеален для освещения больших площадей во время проведения аварийно-спасательных, ремонтных работ в ночное время. Высота аварийной осветительной установки в рабочем состоянии 9 метров. Световой поток составляет 420 000 Лм, что позволяет осветить не менее 30 000 м². Аварийная осветительная установка оборудована системой защиты, пусковой аппаратурой, нагнетателем воздуха, кнопочным постом, имеющим кабель длиной не менее 2-х метров. Также возможно изготовление во взрывозащищенном исполнении (не ниже Ex nR IIC T4). При необходимости устанавливается на прицеп для грузовых автомобилей.

Осветительный взрывозащищенный комплекс ОК-1В

Для освещения территории и/или проведения работ во взрывоопасных средах. Степень взрывозащиты — не ниже Ex nR IIC T4. Питание установки осуществляется от электростанции или от электрической сети 220 В. Мощность светодиодных источников света не менее 80 Вт. Высота установки в рабочем состоянии не менее 3,8 м. Осветительная установка компактна, её можно обслуживать одним оператором.

Световая вышка «Мини»

«Световая вышка Мини» — эксклюзивная и запатентованная разработка ООО НПП «ЭТС», не имеет аналогов на российском и международном рынке. В сложенном состоянии «Световая вышка» компактна и может легко перевозиться в багажнике легкового автомобиля. Незаменима в темное время суток там, где отсутствует централизованное освещение: во время отдыха на природе, на рыбалке, на дачном участке, при аварийных ситуациях. Источник света представляет собой натриевую, либо светодиодную лампу от 100 до 250 Вт. Существует комплектация на аккумуляторе.

Осветительная установка «Валли»

ПОУ «Валли» предназначена для освещения рабочего места при проведении аварийно-спасательных, строительных и других видов работ. Компактный размер и выдвижная мачта 3,5 м (до 8 м по заказу) с блоком из нескольких влагозащищенных прожекторов со степенью защиты IP67, каждый из которых может вращаться независимо от остальных в двух плоскостях, что позволяет легко освещать труднодоступные места. Минимум ручного управления. Отсутствие хрупких, бьющихся элементов. Низкий температурный режим работы. Также возможно изготовление во взрывозащищенном исполнении.

По желанию Заказчика возможны изменения мощности прожекторов, генератора, а также общей комплектации согласно Вашего ТЗ.
Мы принимаем и выполняем любые индивидуальные заказы.

ЕВРОГАЛС

+7 (8452) 27-96-83
+7 (8452) 27-10-49

- Проектирование объектов СУГ (ГНС, ГНП, АГЗС) МТАЗС, АП
- Поставка оборудования
- Гарантийное и постгарантийное обслуживание
- Монтаж и пуско-наладка
- Строительные услуги

410012, г. Саратов,
ул. Дзержинского, 8 оф. 3

direktor@evrogals.ru
www.evrogals.ru

Секрет успеха АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» – в его коллективе

АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» (предприятие входит в группу компаний ОАО «Холдинговая компания «Ак Барс») — одно из крупнейших и стратегически важных промышленных предприятий России. Уверенно входит в число ведущих отечественных судостроительных заводов страны.

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

Основные направления деятельности:

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

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

Успехов предприятия не было бы без высококлассных руководителей, талантливых инженеров и конструкторов, надежных работников и специалистов. Ежедневно коллектив завода своим трудолюбием и ответственным отношением к делу подтверждает, что предприятие способно добиваться самых высоких результатов в выполнении поставленных целей. Свой значительный вклад в развитие предприятия вносят и высокопрофессиональные специалисты А.Р. Тухватуллин и Д.И. Давыдов — участники XVII Всероссийского конкурса «Инженер года-2016», ежегодно проводимого Российским Союзом научных и инженерных общественных объединений совместно с Международным Союзом научных и инженерных общественных объединений, Академией инженерных наук имени А.М. Прохорова, Межрегиональным общественным фондом содействия научно-техническому прогрессу.

Давыдов Денис Игоревич

Образование: Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева (НГТУ) г. Н.Новгород по специальности «Машины и технология литейного производства».

Карьера: В 2011 году начал работать на заводе в отделе главного металлурга в должности ведущего инженера-технолога технологического бюро.

Работая в ОГМет под руководством кандидата технических наук Саубанова М.Н. и Белова Е.П., Денис Давыдов внедрил на предприятии немецкую комплексную линию ХТС фирмы ФАТ по изготовлению форм из холодно-твердеющих смесей. Данное нововведение позволило снизить ручной труд, автоматизировать часть операций, остальные операции полностью механизировать, практически исключив ручную формовку, а также перейти на новую ступень качества изготавливаемого стального и цветного литья, расширив возможности производства. Получен экономический эффект в размере 17 млн руб. в год при условии полной загруженности литейного цеха.

Также молодой специалист внедрил на предприятии экзотермические прибыли, что позволило поднять коэффициент выхода годного (процент «полезного» металла) с 35–40% до 60–65%, а некоторых случаях до 75%, что другими средствами абсолютно недостижимо. Для этого Давыдов разработал и внедрил в производство технологию изготовления арматурных отливок с применением экзотермических вставок, что позволило снизить заливочный (жидкий) вес в два раза и поднять коэффициент выхода годного до 72% (Рис. 1 и 2)

В отличие от классической технологии, экзотермические прибыля, устанавливаемые в форму, при заливке выделяют тепло, что позволяет уменьшить объем металла в прибылях, необходимого для питания отливки при кристаллизации в 3 раза. При использовании данной технологии только на одном типе отливок — корпус ЗМШ, экономический эффект составляет 1364,71 тыс. руб. на 10 партий (в год). Далее была разработана технология изготовления отливок коробок гидравлических 6 группы сложности с применением экзотермических прибылей, обеспечив при этом высокую гидроплотность литья. Данные отливки весом 1,9 т работают при рабочем давлении 250 атм с максимальным до 400 атм.

Также, опираясь на работу опытных специалистов и совместно с начальником технологического бюро А.В. Ефимовым, он разработал и внедрил в серийное производство технологии изготовления отливок для Гособоронзаказов, водометных движителей, фонтанной арматуры и многого другого. Выступил одним из инициаторов использования противопригарных красок, на основе двуокиси циркона, в окрашивании отливок, что сразу дало эффект в 250 тыс. руб. в год.

Сейчас в разработке находятся 22 перспективных проекта, позволяющих предприятию конкурировать за ведущие места в областях судовой металлургии, ПНХМ (продукция нефтехимического машиностроения), тяжелого станкостроения и общего машиностроения.

В декабре 2014 г. вклад ведущего инженера-технолога был высоко отмечен руководством предприятия, Д. Давыдов был награжден почетной грамотой Главы администрации Зеленодольского муниципального района, а в 2015 г. — дипломом за плодотворную работу, высокую квалификацию, профессиональное мастерство и вклад в выполнение производственных показателей и занесен на заводскую доску почета.

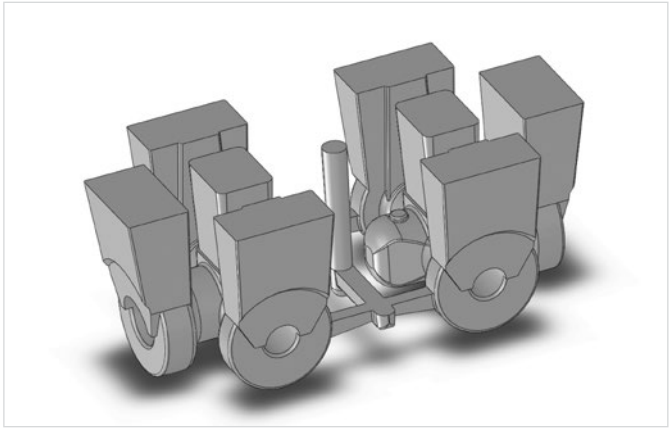


Рис. 1 — Классическая технология отливки (модель)

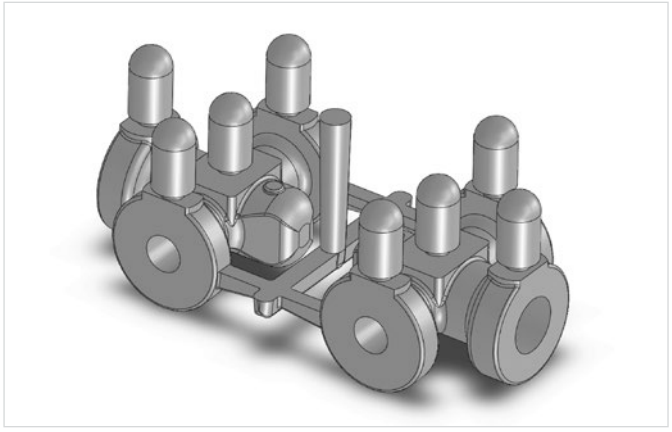


Рис. 2 — Предложенная технология отливки (модель)

Тухватуллин Айрат Равилевич

Образование: Казанский научно исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева».

Карьера: Начал свою деятельность в июле 2012 года инженера-технолога 2-й категории БТПП цеха № 9.
В настоящее время занимает должность инженера-технолога 1-й категории БТПП цеха № 9.Основное направление деятельности — разработка технологического процесса изготовления изделий нефтегазового оборудования

По окончании университета занимался разработкой стенда для испытания рабочей тяги компенсирующей муфты МК-6 и разработкой методики эквивалентных испытания тяг компенсирующий муфты.

Стенд предназначен для испытания на долговечность одной пары рабочих тяг компенсирующей муфты. Компенсирующая муфта типа МК предназначена для использования в качестве компенсирующего звена в соединении двигателя с редуктором и редуктора с валопроводом, имеющих значительные взаимные перемещения во время работы. Основной частью упругой муфты, определяющей её свойства и конструктивное оформление, является упругий элемент. Материалом для упругих элементов служит в основном сталь и резина. В имеющейся на тот момент конструкции муфт типа МК отсутствовали неметаллические материалы, а упругие элементы — тяги были выполнены из титанового сплава ЗВ.

За счет применения методики эквивалентных испытаний время, затраченное на испытание, сократилось с 2.9372*103 часов до 1.4686*103 часов, то есть в 2 раза, при стоимости 1 норм. часа на проведение испытаний 650 рублей 954590 рублей за вычетом себестоимости стенда 34101 рублей экономический эффект составляет 920489 рублей.

Стенд был смоделирован в системе NX7.5 изготовлен и внедрен в производство.

Стенд (рис. 1) состоит из следующих основных узлов: Рамы (1), опоры двигателя с натяжным устройством (2), электродвигателя (3), клиновой ремень со шкивами (4), задатчик колебаний (5), кронштейны крепления испытуемых тяг (6), тяга приводная с опорой крепления вторых концов испытуемых тяг (7).

На раме 1 располагается опора двигателя с натяжным устройством, на котором закреплен двигатель 2. В средней части рамы расположен задатчик колебаний 3 с приводом от клинового ремня. На выходной конец вала задатчика колебаний посажена приводная тяга 7 с подшипником. Симметрично от тяги 7 по углам рамы расположены кронштейны 6 для крепления испытуемых тяг одним концом, второй конец тяг крепится на опоре приводной тяги 7, длина которой регулируется и устанавливается в нижнем (или верхнем) положении эксцентрикового конца вала задатчика колебаний 5. После установки испытуемых тяг на стенде включается двигатель и задатчик колебаний, вращением своего вала, через приводную тягу перемещает концы испытуемых тяг вперед-назад с небольшим поворотом их вокруг продольной оси между крайними положениями. Методика эквивалентных испытаний заключается в сокращении цикла испытания с сохранением параметров полномасштабных испытаний. В данном стенде была применена теория подобия, что привело к значительному уменьшению ресурса испытуемого объекта.

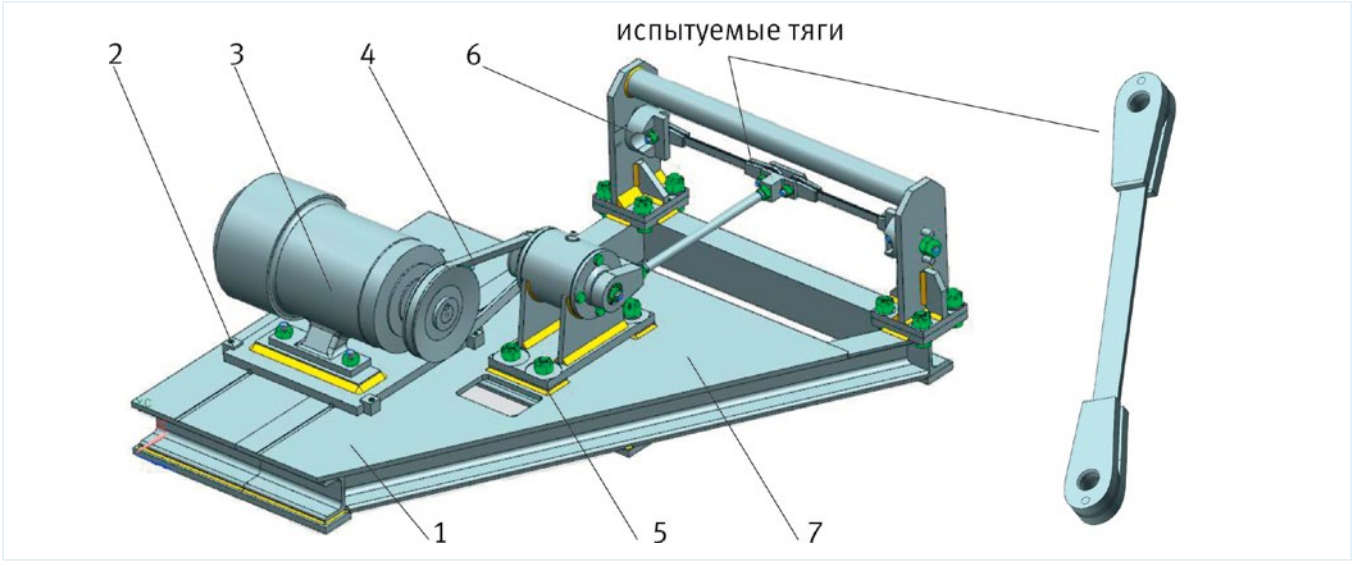


Рис. 1 — Модель стенда для эквивалентных испытания рабочей тяги компенсирующей муфты МК-6

Человек — лишь малая крупица огромного организма под названием «завод», однако именно люди являются самым главным богатством предприятия, ведь они приводят его к успеху. Глядя на таких специалистов, с уверенностью можно сказать, что коллектив АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» и впредь будет неуклонно расти профессионально и личностно, развивать производство и успешно решать государственные задачи по обеспечению обороноспособности страны и укреплению гражданского флота и промышленного потенциала России.

1895 АК БАРС ХОЛДИНГ

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

производственное предприятие

ООО "Скорая Экологическая Помощь"

Блочные алюминиевые понтоны для резервуаров БПА 200-50 000

Блочные алюминиевые понтоны с жестким самозатухающим пенополиуретановым наполнителем БПА 200-50000 *ТУ 3689-005-32088930-01* для резервуаров ёмкостью от 200 до 50000 куб. метров являются понтонами нового поколения.

В них применены самые современные материалы и технологии, обеспечивающие в сравнении с металлическими или алюминиевыми понтонами на полых цилиндрических поплавках, следующие улучшенные свойства и качества:

• ***по снижению потерь от испарений:*** поверхность продукта практически полностью закрыта погруженным на 8-14мм ковром понтона толщиной 42 мм в жидкость, между поверхностью продукта и поверхностью понтона отсутствует пространство, т.е. ликвидирована поверхность испарения;

• ***по взрыво-пожароопасности:*** из-за ликвидации ***«газовой подушки»*** - пространства между поверхностью продукта и поверхностью понтона заполняемого парами хранимого продукта, ликвидирован основной потенциальный источник или среда для возникновения пожара или взрыва резервуара;

• ***по надежности:***

а) монолитные блоки понтона, заполненные жестким самозатухающим пенополиуретаном с закрытыми микроячейками и в целом ковер понтона непотопляемы, даже при разгерметизации алюминиевого короба блока;

б) исключается какой-либо перекос ковра понтона и его зависание на направляющих трубах, тросах или стенке резервуара, что происходит с другими типами понтонов при разгерметизации и подтоплении полых поплавков или коробов понтона;

• ***по ремонтопригодности:*** понтон **БПА** состоит из однотипных блоков размером **3,0-0,9 м** и толщиной **42 мм** скрепленных болтами. При необходимости ремонта днища, нижнего пояса стенки или зачистки от отложений и дегазации резервуара производится демонтаж части блоков и создание ***«ремонтных окон»*** любого требуемого размера в любой части понтона;

• ***по прочности:*** прочность монолитного блока толщиной **42 мм** понтона **БПА** кратно выше прочности настила из алюминиевого листа толщиной **0,6-0,8 мм** примененного в других типах алюминиевых понтонов.

Конструкция **БПА 200-50000** учитывает и преимущества понтонов зарубежных и отечественных компаний:

Россия, 241020, г. Брянск, пер. Уральский, д. 16, а/я 10
Тел.: (4832) 747770, 676110, 676111. Факс: (4832) 748867
(499) 7097008 - многоканальный
web: http://www.sep32.ru
e-mail: sep@sep32.ru ecosep@mail.ru sep-bryansk@rambler.ru

Совершенствование системы пожарной безопасности нефтяных резервуаров

А.А. Андреев, главный инженер ООО «СЭП», Брянск, Россия

Сложность ликвидации и тяжесть последствий пожаров нефтяных резервуаров общеизвестны.

Существующие внешние нормативные средства пожаротушения — пенное, подслойное или газовое не всегда эффективны и надежны ввиду сложности систем и отказов, особенно при низких температурах окружающей среды.

Предприятием ООО «СЭП» (г. Брянск) разработаны, запатентованы и выпускаются для резервуаров ёмкостью от 200 до 50 000 (100 000) куб. м непотопляемые блочные с пенополиуретановым наполнителем полноконтактные алюминиевые понтоны типа БПА 200...50 000ПП (исполнения ПП) с пакетированным тушащим материалом, обеспечивающие самотушение очага возгорания в резервуаре.

С возникновением пламени, т.е. в начальный период, не допуская развития мощного горения, при температуре менее 200 °С на очаг возгорания сбрасывается тушащий материал. Даже в случаях неполного тушения очага возгорания происходит не менее десятикратное снижение мощности пламени, что в свою очередь заметно снижает температурную радиацию, влияющую на смежные резервуары, кроме того создаются более благоприятные условия для работы мобильных средств и безопасности личного состава для завершения пожаротушения.

Предприятие ООО «СЭП» имеет возможность изготовления и поставки специальных кассет с пакетированным тушащим материалом и для резервуаров РВС, не оснащенных понтонами, обеспечивающих самотушение возгораний в резервуаре до срабатывания автоматических нормативных средств пожаротушения.

Ниже приводятся фотографии в процессе заводских испытаний новой инновационной технологии самотушения в нефтяном резервуаре РВС-5000 масштабом по диаметру 1:10.

На фото 1. Процесс горения без применения тушащего материала через 13 секунд после поджога нефтепродукта.

На фото 2. Процесс горения с применением тушащего материала через 8 сек после поджога.

На фото 3. Состояние поверхности нефтепродукта через 8 минут после начала горения.

Предложенная технология применения понтонов и резервуаров с пакетированным тушащим материалом для самотушения очагов возгорания в резервуаре эффективна, перспективна, автономна и имеет сравнительно низкую стоимость.

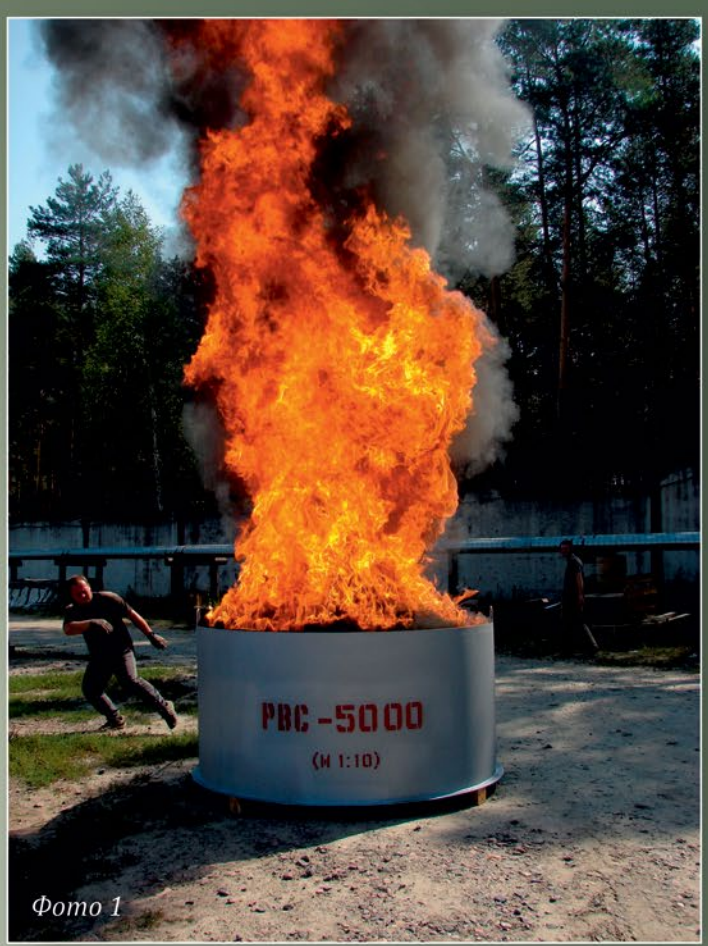


Фото 1

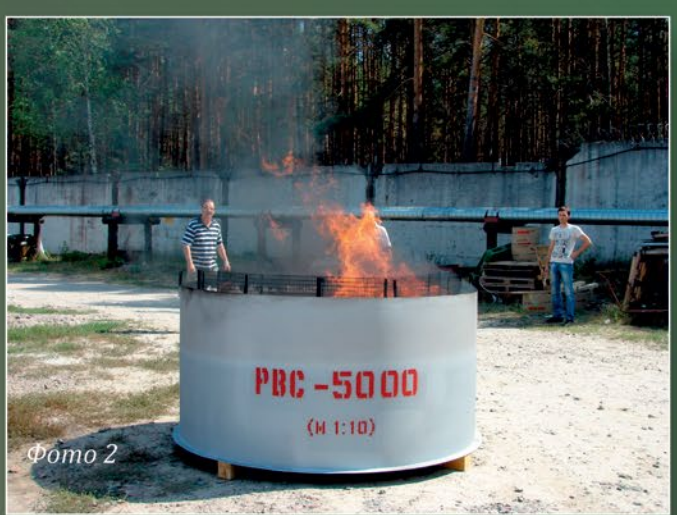


Фото 2

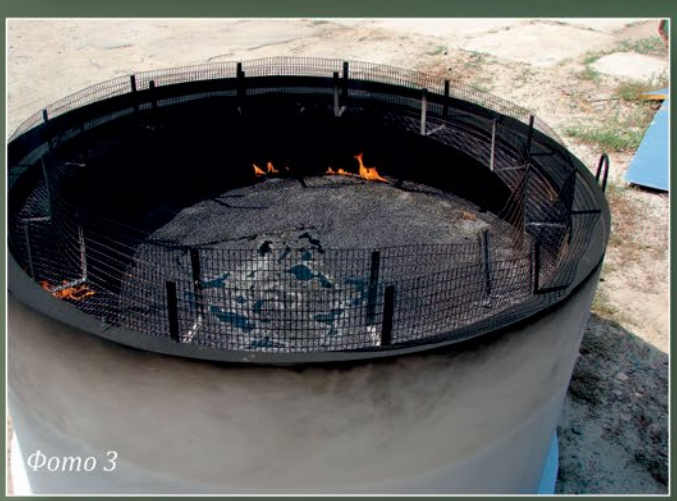


Фото 3

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 ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ КИПиА

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ячеек КРУ класса напряжения 6-10 серии ЗАПАД, MCSET и NEXIMA с электрогазовыми и вакуумными выключателями;
- шкафов НКУ до 1000 В серии OKKEN и PRISMA PLUS;
- комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);
- систем гарантированного бесперебойного питания;
- гибридных автономных энергетических установок;
- узлов управления кранами (ЭПУУ);
- взрывозащищенных оболочек (коробок);
- щитов и пультов автоматизации производственных процессов;
- 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: ПАО «Газпром», ОАО «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО «ГМК Норникель», ООО УК «Металлоинвест» и ряд других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236000, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032. Факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
zavod@kga.ru
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
info@invest-gaz.ru
www.invest-gaz.ru

ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
www.gazprom-auto.ru

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ

УДК 65.011.56

Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть»

О.В. Денисов
начальник бюро АРИС
denisovov@asu.tatneft.ru

Р.Г. Гирфанов
начальник ЦИООП
girfanov_r@tatneft.ru

А.В. Кузьмина
инженер бюро АРИС
kuzminaav@asu.tatneft.ru

ООО «ТатАСУ», Альметьевск, Россия

В данной статье представлены основные направления разработки и реализации информационно-аналитической системы мониторинга и управления телемеханизированным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть». Изложены подходы к оценке степени взаимовлияния скважин на основе анализа данных телеметрии (идентификация параметров упрощенной системы дифференциальных уравнений материального баланса, нейросетевой анализ), предложен способ использования нейросетевых алгоритмов в реализации подхода нестационарного заводнения, указаны схемы расчетных блоков разработанной информационной системы. Предложен способ разбиения разрабатываемой площади на участки наибольшей гидродинамической связи, приведена иллюстрация использования автоматизированного анализа данных в задаче подбора режимов скважин.

Материалы и методы
На основе применения нейросетевых алгоритмов разработана методика оценки взаимовлияния скважин и способ подбора режимов при заводнении.

Ключевые слова
информационная система, управление фондом скважин, взаимовлияние скважин, нестационарное заводнение

В 2013 г. НГДУ «Альметьевнефть» и ООО «ТатАСУ» было принято совместное решение о разработке информационно-аналитической системы, позволяющей превратить накопленные телеметрические данные с телемеханизированного фонда скважин в необходимую технологическую информацию, которая позволила бы использовать ее в целях контроля и управления процессом эксплуатации, решения задач оптимизации закачки технологического агента и извлечения продукции.

Одним из первых подходов в анализе данных стал подход обнаружения явлений взаимовлияния и интерференции скважин на основе анализа накопленных замеров телеметрии. Разработка системы производилась по трем направлениям:

- идентификация параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений материального баланса с целью оценки взаимовлияния скважин по данным телеметрии;
- использование нейросетевых моделей для обнаружения явлений взаимовлияния скважин по данным телеметрии;
- использование эмпирико-эвристических алгоритмов для обнаружения вышеуказанных явлений.

Алгоритм идентификации параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений может быть описан следующим образом.

Для рассматриваемой задачи базовым является уравнение материального баланса [1]:

$$\tau_i \frac{\partial p_i(t)}{\partial t} = w_{ij_1}(p_{j_1} - p_i) + w_{ij_2}(p_{j_2} - p_i) + \cdots + w_{ij_n}(p_{j_n} - p_i) - q_i,$$

где i — номер прискважинной зоны;
$j_k, k = (0,\overline{n})$ — номера зон соседних с i;
$\tau = \beta V_i$;
β — упругоемкость пласта (МПа$^{-1}$);
$V_i = V \cdot m = h \cdot l \cdot l \cdot m$ — пористый объем i-ого блока пласта (м^3);
h — толщина пласта (м);
l — расстояние между скважинами (м);
m — пористость пласта;
w_{ijn} — гидропроводность между скважинами i и j_n (м^3/мПа·сут).

В начале работы алгоритма гидропроводностям w_{lk}, $\forall l \in L \forall k \in K$ присваиваются некоторые значения. Далее на каждой итерации алгоритма решается система уравнений материального баланса для скважин исследуемого блока. При решении системы становятся известными теоретические значения давлений $P_i^T(t)$ $\forall t = 1,\overline{T}$ $\forall i = 1,\overline{n}$.

Вычисляя с помощью метода наименьших квадратов поправку $\Delta w_{lk} \forall l \in L \forall k \in K$, корректируем значения гидропроводностей для следующей итерации алгоритма $w_{lk}^{i+1} = w_{lk}^{i} + \Delta w_{lk}$.

Данные итерации повторяются до достижения удовлетворительной точности, которая определяется отношением

$$|I^k - I^{k-1}| / I^{k-1}|,$$

где k – номер итерации, а функционал I вычисляется как $I = \sum_{t=0}^{T} \sum_{i=1}^{n} (P_i^{\Phi}(t) - P_i^T(t))^2 / (P_i^{\Phi}(t))$ — фактические значения давлений).

Реализация алгоритмов идентификации параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений материального баланса производилась с целью обоснования решений другими методами, т.к. сами алгоритмы являются наиболее широко представленными в современных публикациях и близки к классическим подходам решения подобного рода задач. Основным их недостатком было выявлено то, что даже для небольшого фонда скважин вычислительные затраты превышают допустимые нормы для внедрения их в интерактивные автоматизированные рабочие места, поэтому были произведены попытки изменения моделей, ускорения работы алгоритмов.

Вторым этапом был опробован нейросетевой подход идентификации межскважинного взаимовлияния, который по своей сущности позволял определить степень взаимовлияния скважин без получения значений конкретной физической величины (гидропроводности в межскважинных интервалах) [1, 2]. Алгоритмы позволили производить «ковровые расчеты» (сплошные по участкам) степени взаимовлияния скважин при малых затратах времени, а скоррелированность результатов с идентификацией параметров на системах уравнений материального баланса подтверждала адекватность предложенных расчетных схем.

В реализации расчетного алгоритма использовался алгоритм двунаправленных самоорганизующихся карт Кохонена [2]. Суть способа заключается в следующем. Выбирается скважина (основная) относительно которой необходимо получить степень её гидродинамической связи со скважинами-соседками (первый, второй ряды скважин). Для наблюдаемого участка площади и заданного интервала времени производится выборка замеренных параметров Q (расхода) и P (давлений на приеме насоса для добывающих скважин, устьевых давлений для скважин поддержания пластового давления). Значения давлений пересчитываются для приведения их к забойным. На обучение первого слоя карты Кохонена поступают значения $Q*P$ скважин-соседок (обучающие векторы представляют собой набор значений Q_i*P_i по каждой скважине в моменты времени ti $(i = (0,\overline{n})$, а второго слоя – значения $Q*P$ основной скважины в те же моменты времени. В результате самообучения взаимные состояния Q_i*P_i, кластеризуются, а количество

совместных по времени замеров сокращается с n до заданного количества узлов карты. Полученные совместные состояния значений Q^*P по скважинам в узлах соответствуют наиболее частым их взаимным состояниям на всей выборке моментов t_i $(i= (0,\overline{n})$. Одним из вариантов оценки степени взаимовлияния скважин может быть расчет коэффициентов корреляции последовательной выборки значений Q^*P из пронумерованных узлов карты первого слоя относительно последовательной выборки значений из второго (кластеризованной выборки замеров основной скважины) [1]. На одну из вариаций способа оценки взаимовлияния получен патент [3].

Третьим реализованным блоком был набор эвристических алгоритмов, которые по своей сути повторяют мыслительные операции геолога при анализе замеров технологических параметров в момент исследования их на предмет оценки степени взаимовлияния. Построение матрицы взаимовлияния скважин-соседок в этом случае производилось на основе автоматизированного анализа показателей дебитов, закачек и заключалось в подсчете за период состояний взаимных изменений трендов показателей по скважинам соседкам относительно выделенной наблюдаемой. Алгоритмы показали высокую степень сходства результатов с другими реализованными методами.

В начале 2015 г. был реализован законченный информационный продукт, который включал в себя все три направления по идентификации взаимовлияния скважин (рис. 1).

На основе применения аналитического инструмента идентификации взаимовлияния скважин по данным телеметрии на 3-м блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения было качественно и количественно оценено взаимовлияние в системе нагнетательных и добывающих скважин, позволившее оптимизировать заводнение. На примере участка заводнения была произведена оценка эффективности закачки воды, выделена эффективная доля, оптимизированы режимы нагнетательных скважин [1].

Второй вехой разработки информационно-аналитической системы стало создание полноценного автоматизированного комплекса, позволяющего на основе идентифицированных коэффициентов взаимовлияния формировать управляющие команды по изменению режимов по участкам в рамках реализации стратегии нестационарного заводнения.

В результате опытных работ был опробован и внедрен следующий подход по разбиению эксплуатируемого объекта на управляемые участки:

- координаты взаимного расположения забоев (середины интервалов перфорации продуктивного горизонта) подвергаются разбиению Вороного на карте (рис. 1), что обеспечивает однозначное пространственное определение скважин-соседок;
- для скважин ППД рассчитываются векторы геометрической суммы расчетных коэффициентов взаимовлияния, направленных от заданной скважины ППД в направлении ее соседок (по разбиению Вороного) и равных по модулю расчетным коэффициентам взаимовлияния;
- производится последовательное перемещение координат забоев скважин ППД в направлении рассчитанного суммарного вектора на величину равную среднему значению модулей векторов, направленных от целевой скважины ППД к координатам забоев соседок;
- производится кластеризация вновь полученных координат забоев скважин на однослойной карте Кохонена [2] с заданным количеством узлов;
- принадлежность координат к конкретному узлу полученной карты Кохонена определяет к какой из управляемых групп (участков) относится та или иная скважина.

Для автоматизации стратегии циклического заводнения реализована система управления базами данных (СУБД), которая накапливает параметры, определяющие состояния работы скважин: уставка остановки скважины по достижению давления на приеме насоса, уставка по остановке скважины по достижению суточного дебита, уставка по остановке скважины по давлению на устье (ППД), уставка по объему закачанного агента в сутки (ППД), время работы/простоя скважины.

«Циклирование» по участкам производится периодическими включениями/отключениями (на скважинах, оборудованных ЧРЭП — уменьшением/увеличением

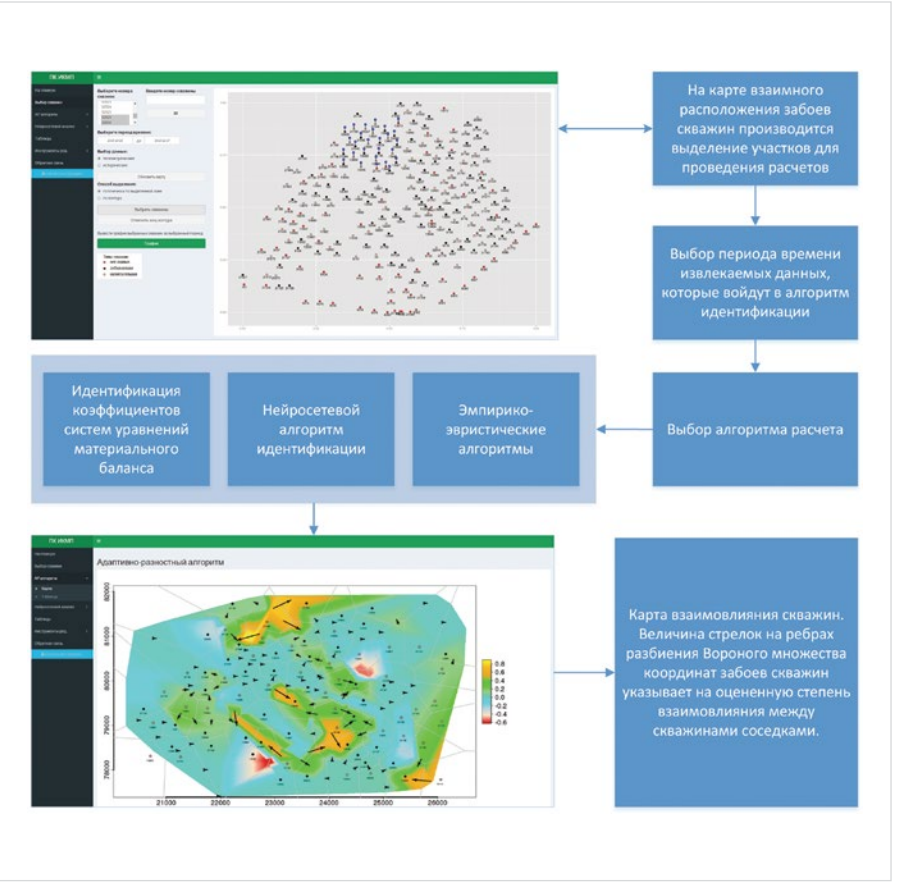


Рис.1 — Схема взаимодействия с инструментом оценки взаимовлияния скважин и его экранные формы

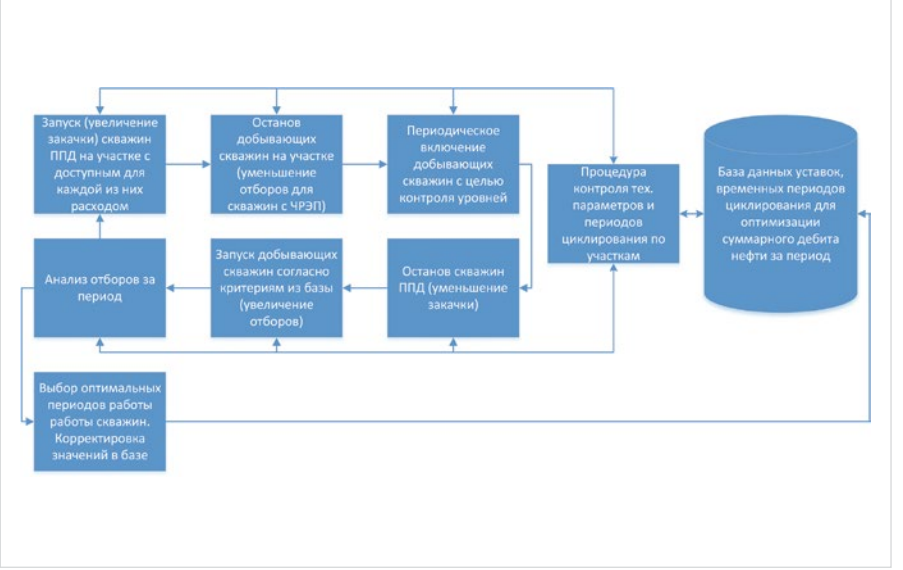


Рис.2 — Схема реализации автоматизированного подхода нестационарного заводнения по участкам площади

отборов), а на скважинах ППД уменьшением/увеличением закачки. Необходимо отметить, что увеличение закачки соответствует моменту уменьшения отборов по участку и наоборот, что обеспечивает интенсивное перераспределение жидкости в пласте за счет капиллярной пропитки [4].

Данный процесс может быть представлен на следующей схеме (рис. 2.), которая позволяет реализовать нестационарное заводнение участков нефтепромысловых площадей с адаптацией и непрерывным наблюдением.

Выбор периодов циклирования в зависимости от суммарной продукции по участкам организуется на основе анализа кластеризованных взаимных состояний управляющих параметров.

Для решения задачи процесса адаптивного подбора параметров циклирования по участкам в системе используются двунаправленные сети Кохонена [2], входными данными для которых являются: период работы/остановки скважин ППД, приведенное давление уровней добывающих скважин (рассчитанное из параметра «давление на приеме насоса»), период работы/остановки добывающих скважин, отбор продукции на последующем цикле форсированного отбора.

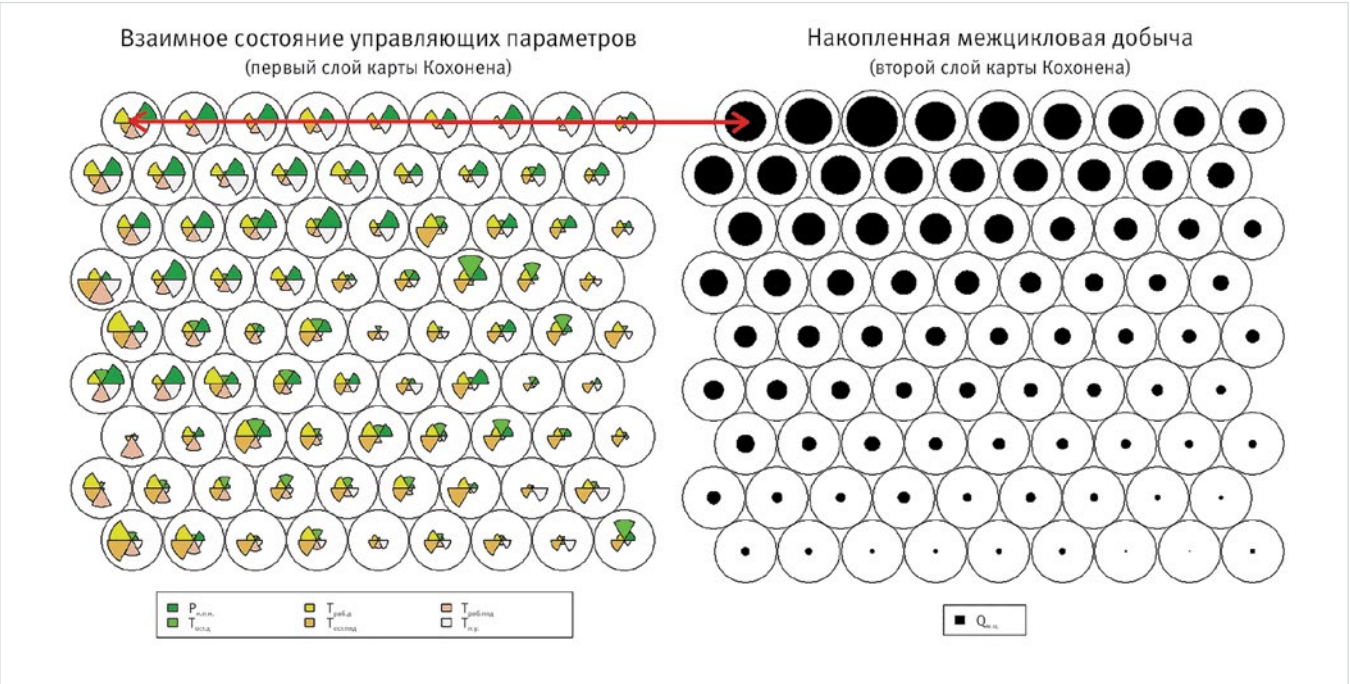
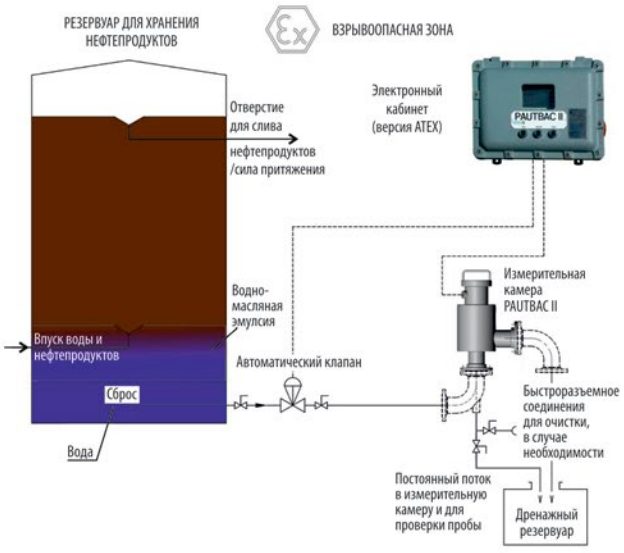


Рис. 3 — Обученная двухслойная карта Кохонена, отображающая связь управляемого (накопленная добыча в периоды форсированного отбора) и управляющих параметров

PAUTBAC II

СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ

SERES environnement



Система автоматического слива подтоварной воды Pautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

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

АРД Групп

ООО «АРД Групп»

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

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

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

Для простоты иллюстрации, не раскрывая всех подробностей работы алгоритма, приведем пример модели на нейросети, который продемонстрирует, каким образом взаимное состояние параметров модели формирует значение добытой продукции.

Пусть входными параметрами управляемой модели будут: периоды остановок и пусков добывающего фонда, периоды остановок и пусков нагнетательных скважин, приведенные значения давлений на приеме насоса по участку в периоды уменьшения отборов (в пересчете на забойные давления), приведенные значения давлений на устье скважин ППД (в пересчете на забойные), накопленные значения объемов добытой продукции в цикле форсированного отбора.

В результате обучения двунаправленной карты Кохонена, где во втором слое находятся значения суммарной добычи по участку, соответствующие периодам форсированных отборов, а в первом слое все остальные вышеуказанные параметры, происходит кластеризация взаимных состояний параметров, которая отражает функциональную связь:

$$Q_{м.ц.} \leftarrow F(P_{н.п.н.}, T_{ост.д}, T_{раб.д}, T_{ост.ппд}, T_{раб.ппд}, P_{п.у.}),$$

где $Q_{м.ц.}$ — накопленная добыча между циклами (в период форсированного отбора), $P_{н.п.н.}$ — приведенное давление на приеме насоса, $T_{ост.д}$ — время простоя добывающего фонда, $T_{раб.д}$ — время работы добывающего фонда в цикле, $T_{ост.ппд}$ — время остановки скважин ППД, $T_{раб.ппд}$ — время работы скважин ППД, $P_{п.у.}$ — приведенное устьевое давление скважин ППД.

Наглядно полученная карта Кохонена представлена на рис. 3.

В первом слое карты — лепестковые диаграммы взаимных состояний управляющих параметров. Каждый узел по порядку соответствует узлу второго слоя (красная стрелка). Данное представление позволяет проанализировать успешные и менее успешные периоды в процессе циклирования по участкам.

Далее алгоритм работы состоит в следующем. Для выведения системы из «условного» равновесия, управляющие параметры получают некоторые приращения поочередно. По каждому из участков площади производится новый период циклирования, но уже на скорректированных параметрах. В случае, если достигнутая новая цикловая добыча продукции (в период форсированного отбора) пошла на спад, то корректировка параметров происходит в сторону сближения и выбора тех состояний параметров, которые находятся непосредственно в узле-соседе первого слоя карты Кохонена. Таким образом осуществляется поиск условного максимума циклового отбора, а система адаптируется к геологическим условиям и физическим возможностям работы наземного оборудования.

Другой подход, позволяющий получить ценную информацию в результате обработки данных телеметрии, был реализован в виде отдельного блока, который позволяет кластеризовать совместные состояния режимов скважин за наблюдаемый период, а затем рассчитать матрицу вероятностей перехода от одного взаимного состояния режимов группы скважин к другому. Проиллюстрируем это на простом примере.

Для обучения карты Кохонена используются агрегированные режимные векторы по

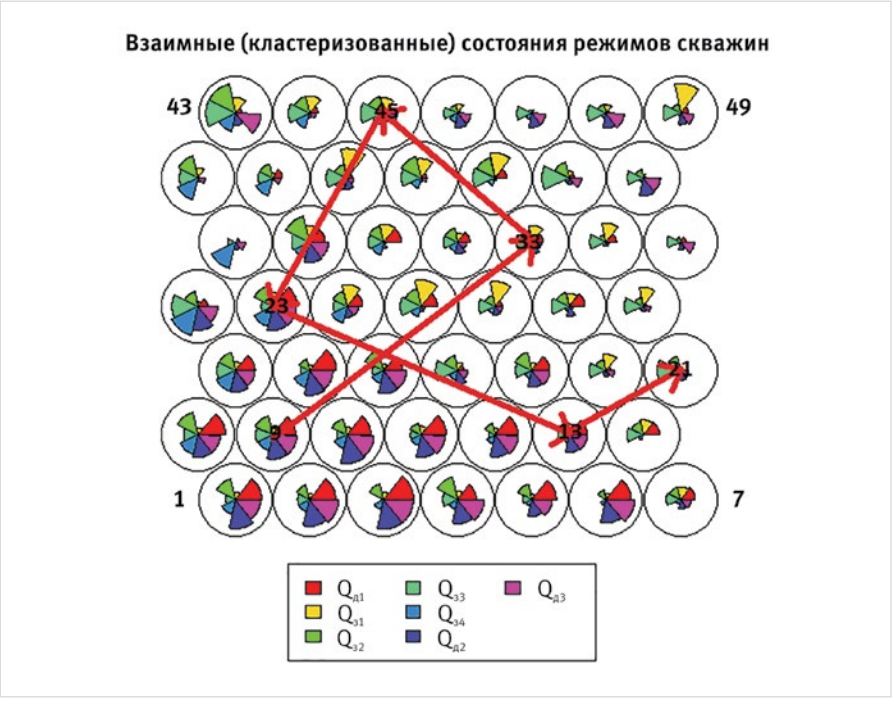


Рис.4 — Обученная карта Кохонена с нумерацией узлов с 1 по 49 (Qдi – добыча, Qзj – закачка) и переходы (изменения) взаимных режимов от узла к узлу в процессе эксплуатации участка (красные стрелки)

Рис. 5 — Статистические вероятности перехода от одного взаимного состояния режимов (дебитов и расходов) к другому (по узлам карты), представленные в виде графа вероятностей перехода

связанному участку за заданный промежуток времени. В результате работы итерационного алгоритма обучения карты, получают кластеризованные взаимные состояния режимов скважин рис. 4 (значения параметров в узлах карты представлены в виде лепестковых диаграмм).

Для всего исследуемого периода эксплуатации участка относительно принадлежности каждого векторы взаимных состояний ($Q_{1i}^{добыча}...Q_{ni}^{добыча}, Q_{1i}^{закачка}...Q_{mi}^{закачка}$) в моменты времени i определяется однозначная их принадлежность к конкретным узлам карты (в примере переходы: 9, 33, 45, 23, 13, 21).

Далее для всего интервала времени совместных замеров рассчитывается матрица статистических вероятностей перехода от узла к узлу. Графически матрица может быть представлена в виде следующего графа (рис. 5), где вероятность перехода от узла к узлу представлена в виде стрелок с указанием её значения (вероятность перехода $0<p<1$, а сумма выходов из узла равна 1).

Вычисленная матрица статистических вероятностей переходов позволяет эксперту

оценить потенциальные возможности выделенной группы скважин по изменению и установке режимов, опираясь на анализ исторически возможных взаимных показателей дебитов и расходов. Данный подход особенно четко отражает зависимости их изменения для участков, на которых добывающие скважины находились в режиме откачки, т.е. станция управления скважиной производила остановку УШГН по достижению определенной уставки давления на приеме насоса, переводя ее в режим накопления. Опираясь на полученную информацию, можно производить задание начальных условий по установке режимов на скважинах и планировать их смену при переходе из периода интенсивного нагнетания в период форсированного отбора.

Итоги

Изложены основные направления разработки и реализации информационно-аналитической системы мониторинга и управления телемеханизированным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть». Разработаны подходы оценки степени взаимовлияния скважин и решения задачи подбора режимов.

Выводы

Реализованные методы оценки взаимовлияния скважин характеризуются:

- идентификация на упрощенных системах уравнений материального баланса — высокие вычислительные затраты, близки к классическим подходам в моделировании;
- нейросетевые алгоритмы обладают высоким быстродействием, подходят для решения широкого спектра задач;
- эвристические алгоритмы дают качественную оценку взаимовлияния, имеют высокую скорость счета.

В статье предложены:

- конкретный способ по выделению на разрабатываемой площади участков с наибольшей гидродинамической связью;
- способ по реализации подсистемы наблюдения за фондом скважин при нестационарном заводнении;
- иллюстрация возможностей нейросетевого анализа данных в задаче подборов режимов в процессе «циклирования» по участкам;
- представлен способ анализа потенциальных возможностей участка площади по установке режимов.

Благодарности

Авторы выражают глубокую благодарность доктору технических наук, начальнику отдела РИТиМПС института «ТатНИПИнефть» А.В. Насыбуллину за ценные советы в ходе реализации информационно-аналитического продукта и рецензирование данной статьи.

Список литературы

1. Закиев Б.Ф. Исследование и обоснование методов регулирования режимов работы скважин на поздней стадии разработки нефтяного месторождения. Диссертация на соискание степени к.т.н. 2015. Режим доступа: http://dis.tatnipi.ru/?act=view&id=13. С. 55-120
2. Kohonen T. Self-Organizing Maps (Third Edition). Berlin. 2001. pp. 191-245.
3. Патент на изобретение №2571470. Способ нейросетевого анализа данных телеметрии по фонду скважин. Приоритет 24.10.2013, кл. G 06 F 17/00.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. С. 96–121.

ENGLISH **AUTOMATION**

The development of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almetyevneft Oil and Gas Production Department)

UDC 65.011.56

Authors:
Oleg .V. Denisov — head of analysis and development of Information systems office; denisovov@asu.tatneft.ru
Ruslan G. Girfanov — head of the center of the main production information support; girfanov_r@tatneft.ru
Alexandra V. Kuzmina — engineer analysis and development of Information Systems office; kuzminaav@asu.tatneft.ru

TatASU, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

The article describes basic directions of the development and implementation of informational and analytical system of wells monitoring and control for Almetyevneft Oil and Gas Production Department.
The approaches for evaluation of the wells interference on the basis of telemetry data analysis (identification of parameters for a simplified system of material balance equations, neural-network analysis) are presented, the using of the neural network method in the implementation of the non-stationary flooding is proposed, the block-diagram of system is shown. The article gives the method to localize sections with greatest hydrodynamic connection and demonstrates the use of computer-aided analysis of data in the problem of setting of well behavior.

Materials and methods

Method of wells interference estimating and method of flooding pattern selection based on neural network algorithms.

Results

Basic directions of the development and implementation of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almetyevneft Oil and Gas Production Department) are presented. The article gives the approaches for evaluation of the wells interference and solutions to well behavior selection problem.

Conclusions

Implemented methods of wells interference evaluating are characterized by:

- Identification based on the simplified system of material balance equations - high computational cost, proximity to the classical approaches in modeling;
- neural network algorithms - high speed, suitability for a wide range of applications;
- heuristics algorithms –providing a qualitative assessment of interference, high speed.

The article gives:

- method to localize sections with greatest hydrodynamic connection;
- method to implement the subsystem to monitor functioning of wells with non-stationary water-flooding;
- demonstration of the neural network data analysis potential in the task of behavior selecting during non-stationary water-flooding;
- method to analyze the potential of area to use of a particular behavior.

Keywords

information system,
oil and gas field management,
wells interference,
non-stationary water-flooding

References

1. Zakiev B.F. *Issledovanie i obosnovanie metodov regulirovaniya rezhimov raboty skvazhin na pozdney stadii razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya* [Research and validation of work modes regulation methods for wells at a late stage of oil field development]. Thesis Ph.D. 2015. Available at: http://dis.tatnipi.ru/?act=view&id=13. pp. 55-120
2. Kohonen T. Self-Organizing Maps (Third Edition), Berlin, 2001, pp. 191–245.
3. Patent №2571470. *Sposob neyrosetevogo analiza dannykh telemetrii po fondu skvazhin* [The neural network method for analysis of oil well telemetry data]. Priority from 24.10.2013, kl. G 06 F 17/00.
4. Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery]. Moscow: *Nedra*, 1985, pp. 96–121.

KROHNE
measure the facts

Приборы компании КРОНЕ для нефтегазовой отрасли

Компания KROHNE является ведущим мировым производителем и поставщиком решений в области промышленных измерений.
Производственные предприятия KROHNE расположены по всему миру, в том числе производство приборов KROHNE налажено и в России (ООО «КРОНЕ-Автоматика»).
Наша компания предлагает широкий ассортимент промышленных расходомеров, уровнемеров и сигнализаторов уровня, а также датчиков температуры для предприятий нефтегазовой промышленности для коммерческого и оперативного учета.

Расходомер ультразвуковой ALTOSONIC 5

- Новый восьмилучевой прибор для коммерческого учета жидкостей с вязкостью до 1 500 сСт
- Условный диаметр от 100 до 600 мм
- Погрешность измерения ±0,15%
- Неопределенность ±0,027% (в соответствии с API)
- Рабочая температура:
  от –40 до +120°C
  от -40 до +250°C (высокотемпературная версия)
  от -200 до +120°C (криогенная версия)
  от -40 до +120°C (версия для высоковязких сред)

Вычислитель расхода SUMMIT 8800

- Увеличение производительности, экономия времени и лучшая точность
- Мощная резервная локальная сеть Ethernet WAN, поддержка горячего резервирования
- Специализированный процессор на платформе I/O
- Многоуровневый доступ и уровни авторизации в системе безопасности
- Полный аудит с персональным ID
- 2 Гб оперативной памяти, 4 ГБ для хранения данных
- Модульное исполнение платы для большего количества потоков, анализаторов или протоколов
- Полностью цифровой и высокоточный анализ
- Быстрая обработка данных за 1/4 сек.
- Различные среды: нефть, газ, жидкий газ, пар, вода

Расходомер ультразвуковой ALTOSONIC V12

- 12-ти лучевой расходомер для коммерческого учета газа
- Условный диаметр от 100 до 1200 мм
- Относительная погрешность ±0,3%
- Воспроизводимость ±0,1%
- Рабочее давление, не более 33 МПа
- Рабочая температура от -20 до +80°C (опционально – от -40 до +100°C)

Контактная информация:
ТОО «KROHNE Kazakhstan»
050020, Казахстан, г. Алматы, пр-т Достык, 290 а
Тел.: +7 727 356 277 0,
Факс: +7 727 356 277 1
ke.cismarketing@krohne.com

www.krohne.kz

Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
  - виброперемещения 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения 10 – 5000 Гц
  - виброскорости 10 – 1000 Гц
  - виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%
  - размаха напряжения переменного тока ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости 0,35 – 141 мм/с
  - виброперемещения 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 10 – 10000 Гц
  - виброскорости 10 – 2000 Гц
  - виброперемещения 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока 18 – 72В

ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3
Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

«Электроприбор»: «Все параметры сети под контролем!»

Качество электроэнергии является одним из важнейших факторов надежной, безопасной и длительной эксплуатации современных приборов и электроустановок, применяемых в различных отраслях промышленности и энергетики. Любое отклонение хотя бы одного из показателей качества электроэнергии (КЭ), например, уровня напряжения, от стандартизированного значения приводит к невосполнимым убыткам, связанным с ростом потерь электроэнергии в электросетях, ухудшением пропускной способности и удорожанием эксплуатации электросетей, сокращением срока службы электрооборудования, снижением производительности технологического оборудования, браком продукции и др.

В последнее десятилетие в нашей стране вводятся новые стандарты на методы измерения и нормы значений показателей качества электроэнергии, активно обсуждаются вопросы применения приборов с функциями измерения и контроля качества электроэнергии. Однако участникам рынка (поставщикам электроэнергии и ее потребителям) фиксации фактов нарушений недостаточно, поэтому на сегодняшний день основным трендом развития является переход систем анализа качества электроэнергии от простой фиксации нарушений к определению конкретных виновников и их фактического вклада в нарушения, т.к. зачастую делают виноватым поставщика энергии, хотя может быть виноват и потребитель. Таким образом, существует потребность в приборе, позволяющем оценивать качество электроэнергии как у поставщика, так у потребителя.

В качестве устройств, выполняющих функции регистрации параметров КЭ и полного набора гармонических характеристик тока и напряжения, применяются приборы контроля КЭ, устанавливающиеся на каждый ввод и фидер электрической подстанции. Для поиска источников искажений требуется массовая установка средств измерения параметров качества электроэнергии (ПКЭ). Высокая стоимость существующих приборов ПКЭ делает их недоступными для массового оснащения объектов и постоянного контроля качества электроэнергии.

Прибор ПКЭ должен удовлетворять следующим основным требованиям:

- обеспечение непрерывного измерения и контроля показателей качества электроэнергии в соответствии с актуальной нормативной базой;
- синхронное проведение измерений, которое позволяет определить направление распространения искажений в рамках анализируемой системы.

Дополнительными преимуществами приборов для контроля КЭ будут являться:

- щитовое исполнение с минимальными габаритными размерами;
- доступность по стоимости для массового оснащения энергообъектов;
- легкая интеграция в существующие и разрабатываемые системы предприятия или энергообъекта.

Для решения вышеперечисленных вопросов и по многочисленным обращениям партнеров ОАО «Электроприбор» разработало и серийно выпускает одни из самых передовых в России инновационные универсальные приборы серии ЩМК96 и ЩМК120С, служащие для:

- измерения всех электрических параметров сети;
- контроля показателей качества электроэнергии на соответствие установленным нормам по классу А (ГОСТ 30804.4.30-2013). Протоколы отчетов о качестве электроэнергии могут быть получены по линиям RS-485, Ethernet (в том числе по оптической линии), а также – с помощью web-интерфейса удаленно по IP-адресу прибора.

ЩМК96

Предназначен для технического учета электроэнергии. Прибор способен измерять все электроэнергетические параметры в точке подключения и производить расчет параметров качества электроэнергии в соответствии с требованиями актуальной нормативной базы.

ЩМК96 успешно прошел опытно-промышленную эксплуатацию на объектах крупных электросетевых компаний, а также в лабораториях ведущих производителей электротехнического оборудования: МРСК Северо-Запада, МРСК Волги, Сетевая Компания Татарстана, Тюменьэнерго, Забайкальская ПМЭС (ФСК ЕЭС), Энергосоюз

ЩМК96

ЩМК120С

г. Санкт-Петербург, ЭКРА, ВНИИР г. Чебоксары и др. Реализованы проекты с применением более 500 шт. приборов.

ЩМК120С

Учитывая потребность заказчиков в едином приборе, совмещающем измерение электрических параметров электросетей, показателей качества электроэнергии, а также технический и коммерческий учет электроэнергии ОАО «Электроприбор» и ЗАО «ИТЦ Континуум» г. Ярославль осуществили разработку еще одной новинки – прибора ЩМК120С, который выполняет все те же функции, что и ЩМК96, и дополнен функцией коммерческого учета расхода или потребления электроэнергии по классу 0,2S (ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012).

Это позволяет использовать прибор в любых системах распределения электроэнергии, телемеханики, АСКУЭ и АСУ ТП.

Ключевые особенности ЩМК96 и ЩМК120С:

– многофункциональность: непрерывное измерение всех электрических параметров сети, контроль соответствия показателей качества электроэнергии установленным нормам, технический (ЩМК96) и коммерческий (ЩМК 120С) учет электроэнергии;
– снижение эксплуатационных затрат за счет многофункциональности прибора и большого межповерочного интервала:
- межповерочный интервал — 10 лет;
- на обслуживании находится только 1 прибор;
- сокращение количества приборов в обменном фонде;
- удобство калибровки и поверки из-за единообразия оборудования;
- упрощение проектирования и монтажа за счет сокращения количества и номенклатуры применяемого оборудования;
- легкость установки устройства на распределительных щитах. Возможность использования в составе комплектных решений с повышенной плотностью компоновки;

– в приборах реализованы инновационные решения:
- резервирование питания;
- резервирование передачи информации по интерфейсам RS485 и Ethernet. Реализованы наиболее распространенные протоколы синхронизации: NTP и PTP. При использовании протокола PTP точность синхронизации позволяет использовать измеренные данные для определения источников возмущений, виновников нарушений норм ПКЭ и их фактического вклада.
- поддержка протокола Цифровой подстанции МЭК 61850-8.1.

– демократичная цена.

Таким образом, сегодня системы контроля качества электрический энергии становятся на порядок ближе к потребителю, позволяя без существенных затрат организовать постоянный контроль качества электроэнергии.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭЛЕКТРОПРИБОР

ОАО «Электроприбор»
428020, г. Чебоксары,
пр. И. Яковлева, д. 3
+7 (8352) 39-99-18
marketing@elpribor.ru
www.elpribor.ru

ОАО «Электроприбор» обладает 55-летним опытом разработки средств измерений, имеет отлаженную технологию массового производства измерительных приборов, позволяющей выпускать сотни тысяч устройств в год, необходимых рынку средств измерений:

- **щитовых аналоговых электроизмерительных приборов (амперметры, вольтметры, ваттметры и т.д.)**
- **цифровых приборов, в т.ч. многофункциональных;**
- **измерительных преобразователей тока, напряжения, частоты, многофункциональных;**
- **шунтов, трансформаторов тока, добавочных сопротивлений.**

Мы движемся в ногу со временем и готовы к реализации намеченных планов инновационного развития, а также предложений от наших потребителей!

Уважаемые работники газовой и нефтяной промышленности!

От себя лично и от имени коллектива ОАО «Электроприбор» поздравляю вас с профессиональным праздником!

Труд ваш — работников нефтяной и газовой промышленности сложный, он требует полной отдачи сил и времени. Но именно от вас зависит будущее всего мира, ведь именно благодаря вам, вашим стараниям наша страна занимает одно из первых мест по добыче нефти и газа.

Вы — настоящие герои современности! Вместе с ровными огоньками на газовой плите, с надежным гулом мотора, сопровождающим нас в пути, с теплом в уютных квартирах, приходит к нам ваш труд, ваши нелегкие старания.

Поэтому хотим вам искренне сказать: пусть каждый миг вашей жизни будет наполнен радостью и счастьем, любая неприятность легко устраняется, а близкие люди, коллеги вас ценят и уважают. Семейного счастья, умения быстро и спокойно решать проблемы, и никогда не унывать!
Пусть вам всегда улыбается удача в ваших нефтегазовых делах!

С уважением
Генеральный директор
ОАО «Электроприбор» **Н.П. Ермошкин**

OPAL

НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ

SERES environnement

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

АРД Групп

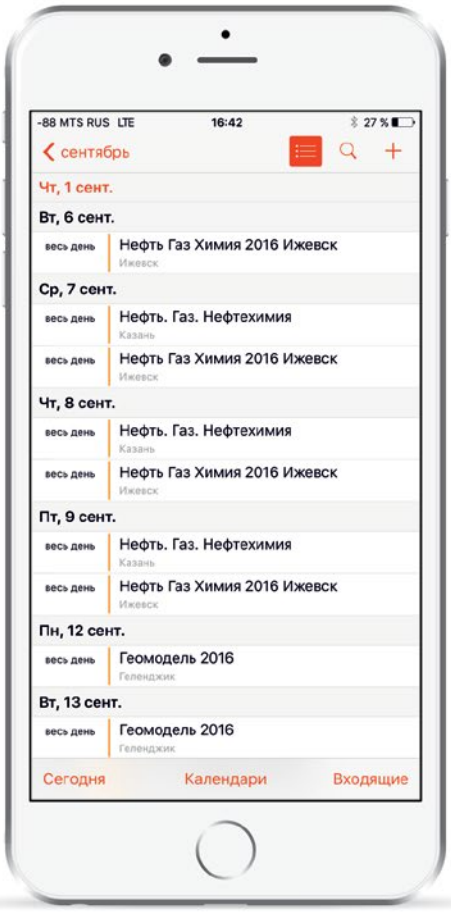
ООО «АРД Групп»

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

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

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

Календарь нефтегазовых мероприятий на iPhone
www.runeft.ru/activity/ical/



ООО «ЭМ-КАБЕЛЬ» — приоритет на инновации!

ООО «ЭМ-КАБЕЛЬ» — известный производитель как традиционной, так и инновационной, не имеющей аналогов в России, кабельно-проводниковой продукции. Несмотря на молодой возраст — 25 марта 2016 года предприятию исполнилось 6 лет — саранский завод нашел и прочно занял свою нишу на рынке и продолжает расти и развиваться.

Продукция завода поставляется во все регионы России, а также в СНГ и в страны дальнего зарубежья. Потребители уже смогли высоко оценить качество широкой линейки традиционной продукции, в числе которой силовые кабели в различных исполнениях изоляции и оболочки, в т.ч. не распространяющие горение с индексами -LS, -FRLS, -HF, -FRHF, -LTx, -ХЛ, на рабочее напряжение от 0,66 до 6 кВ, а также самонесущие изолированные провода (СИП).

Шагая в ногу со временем, «ЭМ-КАБЕЛЬ» большое внимание уделяет инновациям и импортозамещению в своем производстве. На сегодняшний день завод изготавливает такие инновационные изделия, как коррозионностойкие грозозащитные тросы (ГТК), высокотемпературные неизолированные провода (АСПТ), самонесущие изолированные провода, не распространяющие горение (СИПн), а также уникальные пожаро-, взрывобезопасные силовые кабели повышенной надежности, разработанные специально для применения на особо опасных объектах, в местах с массовым пребыванием людей и в сейсмоопасных районах.

Кабели и провода завода нашли применение в таких знаковых для страны проектах, как: Олимпийские объекты г. Сочи (Дублер Курортного проспекта, Имеретинская низменность); строительство энергомоста в Крым (более 1 000 км неизолированного провода для ВЛ 500 кВ); стадионы мирового уровня («Открытие Арена», «Зенит», «Мордовия Арена»), строительство и реконструкция крупных энергообъектов (Ростовская АЭС, Южноуральская ГРЭС, Усть Каменогорская ТЭЦ); военные объекты («Корпорация Иркут», Военная часть «Базирования корветов» в г. Балтийск, Российский федеральный ядерный центр в г. Знаменск) и во многих других.

А в январе этого года, в рамках реализации программы импортозамещения, предприятие досрочно и с высоким качеством выполнило уникальный заказ для ОАО «АК «Транснефть» по изготовлению усиленного термостойкого провода и оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос специальной конструкции для спецперехода воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Приангарская — ПС 220/110/6 кВ Раздолинская» через реку Ангара в Богучанском районе Красноярского края при строительстве магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет».

Ввиду сложности и важности объекта, специалистами завода были разработаны не только особые характеристики продукции, но и применены новые технологии, не использовавшиеся ранее в России. В результате был создан высокотемпературный провод усиленной конструкции — TACSR/ACS 521-A20SA. Пять скрученных повивов стальных проволок, делают провод особо надежным, а использование технологии плакирования проволок алюминием, позволяет увеличить пропускную способность линии, а также обеспечить высокую коррозионную стойкость изделия. По такой же конструкции был изготовлен и усиленный оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос — ОКГТ-с-2-48 (G.652)-29,9/619.

В целях обеспечения надежного электроснабжения подключаемых объектов магистрального нефтепровода были построены две отдельные воздушные линии 110 кВ, на каждой из которых были смонтированы 2 грозозащитных троса и 3 провода. Натяжение каждого из этих изделий составляет около 10 т. При возведении фундамента под каждую 125-и метровую опору было установлено по 96 свай длиной 11 м. Сборка опор потребовала применения специальной техники — автокрана грузоподъемностью 400 т со специальной удлиненной стрелой.

В мае 2016 г. строительство сложного спецперехода было успешно завершено и теперь берега Ангары, объединенные проводами и кабелями производства «ЭМ-КАБЕЛЬ», представляют собой поистине завораживающее зрелище, особенно для тех людей, которые своей настойчивостью, умом и трудом помогли воплощению этого проекта в жизнь.

Завод «ЭМ-КАБЕЛЬ» входит в Группу Компаний «Оптикэнерго», наряду с тринадцатью полноценными, успешными и современными предприятиями, востребованных на рынке и имеющих большие перспективы: «Саранскккабель-Оптика», «ЭМ-КАТ», «САРМАТ», «Испытательный центр «Оптикэнерго», «ЭМ-ЭНЕРГО», «ЭМ-ПЛАСТ», «ЭМ-ПРИНТ», «Автотранс-Саранск», «ЭМ-СЕРВИС», «НОВОМЕД», «МедЭстетКлиник, «Кофе-бар «ПроКофий», «Ветер странствий».

430006, Республика Мордовия, г. Саранск, ул. 2-я Промышленная, д. 10А
+7 (8342) 38-02-01, 38-02-06, 38-02-08
sp@emcable.ru
www.emcable.ru

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 6–9 сентября
NEFT.VCUDM.RU

В рамках проекта «Время бизнес-встреч» участники смогут провести личные презентации и переговоры с представителями крупных промышленных предприятий Удмуртии.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 7–9 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, представляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ**
Геленджик, 12–15 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 13 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
Москва, 13 сентября
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: качество реагентов российских компаний, перспективы развития отечественного рынка буровой и промысловой химии.

федеральный конгресс **ИНТЕГРИРОВАННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНЖИНИРИНГ**
Санкт-Петербург, 14 сентября
COMNEWS-CONFERENCES.RU

Обсуждение компиляции компетенций всех специальностей нефтяного инжиниринга, создание программного обеспечения и синхронизации с ними процессов и методов проектирования.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 14–15 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

форум **KDR-2016 КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО БУРЕНИЮ**
Астана, Казахстан, 16 сентября
WWW.KAZDR.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит под патронажем АО НК «КазМунайГаз».

РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ СИМПОЗИУМ
Санкт-Петербург, 19–23 сентября
NOV-TEK.COM

Задача симпозиума: организация обмена научно-технической информацией между специалистами России и Китая, содействие взаимным поставкам Hi-Tech технологий и аппаратуры.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 19–24 сентября
CONF2.OILGASCONFERENCE.RU

Обзор вопросов развития технологий, материалов и оборудования в области бурового и сопутствующего видов сервиса, текущего и капитального ремонта скважин.

конференция **ТРУБЫ**
Челябинск, 20–22 сентября
ROSNITI.RU

Инновации и импортозамещение в трубной промышленности с демонстрацией достижений отечественных производителей и организацией научных дискуссий.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 20–23 сентября
EXPO72.RU

Цель — содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.

конференция **СУПЕРВАЙЗИНГ И ИНЖИНИРИНГ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ**
Тюмень, 21–22 сентября
TOGC.INFO

Обсуждаемые темы: супервайзинг — цели служб, функции и виды; контрактование — сроки, условия, проблемы; информационные технологии при выполнении работ.

II ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИТ-ФОРУМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ
Санкт-Петербург, 21–22 сентября
IT-VINK.RU

Площадка, на которой вместе собираются CIO всех ключевых нефтегазовых компаний страны. Акцент на вопросы по работе российских нефтегазовых компаний в новых экономических условиях.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 28–30 сентября
YUGCONT.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

семинар **УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА**
Южно-Сахалинск, 4–6 октября
EAGE.RU

Будет рассмотрен широкий диапазон вопросов — от исследований нефтегазовых бассейнов до эксплуатации месторождений.

выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**
Санкт-Петербург, 4–7 октября
FAREXPO.RU

Отраслевое мероприятие в России, посвященное показу достижений в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 4–7 октября
GAS-FORUM.RU

Анализ текущего положения и перспективы роста потребления природного газа в мировом и внутрироссийском государственном энергетическом балансе.

выставка **KIOGE**
Алматы, Казахстан, 5–7 октября
KIOGE.KZ/RU/

Трибуна, с которой крупномасштабно, детально и профессионально обсуждаются пути развития нефтегазовой индустрии Казахстана и стран Каспийского региона.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС**
Ялта, Крым, 10–14 октября
TOGC.INFO

Комплексное изучение всех технологических операций, входящих в процесс строительства горизонтальных и разветвленных скважин, с их последующим анализом и нахождением инновационных предложений.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 11–14 октября
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ – ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 11–15 октября
GEOVERS.COM

Инновации в наземно-скважинной сейсморазведке и каротаже. Презентации отечественного ПО к импортозамещению.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ – КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 17–19 октября
CONFERENCE.DEEPOIL.RU

Постоянно действующая, ежегодная конференция для научного сообщества геологов-нефтяников бывшего постсоветского пространства.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 17–22 октября
CONF4.OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуального контроля скважин в процессе добычи нефти и газа.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ**
Альметьевск, 19–21 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
Самара, 19–21 октября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 20 октября
N-G-K.RU

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин.

конференция и выставка **SPE**
Москва, 24–26 октября
RCA.SPE.ORG

Ведущее техническое мероприятие SPE в регионе, где эксперты нефтегазовой отрасли обмениваются знаниями на технических и панельных сессиях, круглых столах и постерных сессиях.

БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
Рига, Латвия, 24–26 октября
CCAPITAL.CO.UK

Платформа, объединяющая все звенья нефтяной цепочки региона: представителей нефтепереработки, трейдеров, международных банков, судовладельцев и сервисных организаций.

конференция и выставка **POWER-GEN RUSSIA**
Москва, 25–27 октября
POWERGEN-RUSSIA.COM

Обзор уникального мирового и российского опыта по ключевым вопросам электроэнергетики наряду с новейшими практическими решениями для энергетического рынка России.

выставка **NDT Russia**
Москва, 25–27 октября
NDT-RUSSIA.RU

Эффективная площадка для демонстрации, продажи и последующего внедрения разработок в области неразрушающего контроля и технической диагностики.

выставка **PCVEXPO: НАСОСЫ. КОМПРЕССОРЫ. АРМАТУРА**
Москва, 25–27 октября
PCVEXPO.RU

Выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, которую посещают представители компаний: «СИБУР», «Татнефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и др.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 31 октября
ROGSUMMIT.RU

Площадка взаимодействия для руководителей отраслевых и сервисных нефтегазовых компаний, представителей федеральных министерств, а также экспертов сегмента «upstream».

конференция **ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ**
Санкт-Петербург, 1 ноября
MIDSTREAMSUMMIT.RU

Саммит соберет более 200 представителей компаний сегментов «midstream» и «downstream», представителей федеральных министерств, нефтегазовых ассоциаций и отраслевых компаний России.

выставка **ADIPEC**
Абу Даби, ОАЭ, 7–10 ноября
ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби — естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.

выставка **MANGYSTAU OIL & GAS**
Актау, Казахстан, 8–10 ноября
MOGE.KZ/EN/

Традиционная площадка для делового общения казахстанских и зарубежных специалистов, ознакомления с новыми технологиями и демонстрации потенциала региона.

АЛЬМЕТЬЕВСК
19-21 октября 2016
Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»
TATNEFT
15
Юбилейная выставка
столицы нефти Татарстана
НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО
ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
NT-EXPO.RU

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

САХАПРОМЭКСПО-2016
НЕДРА ЯКУТИИ

8-10 ноября 2016 г. **г.ЯКУТСК**

Нефть и Газ. Горное дело. Уголь майнинг
Золотодобыча. Газификация. Экология. Спецтехника.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

тел: (383) 3356350
e-mail:ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

Генеральный информационный партнер:
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Организаторы:

Выставочная компания Сибэкспосервис
г. Новосибирск

Выставочная компания СахаЭкспоСервис
г. Якутск

16+

23-24 ноября

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК
НЕФТЬ. ГАЗ-2016

Организаторы:
Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”, г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

Российский Нефтегазохимический Форум

ufi Approved Event

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

Газ. Нефть. Технологии

XXV юбилейная международная выставка

23-26 мая 2017

Республика Башкортостан, г.Уфа
Выставочный комплекс
ВДНХ ЭКСПО

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ # БВК #GNT

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

СОДЕЙСТВИЕ

Российское Газовое Общество

25 ЛЕТ!

ВСТРЕТИМ ЮБИЛЕЙ ВМЕСТЕ!

БВК
БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

ТЕПЕРЬ В АПРЕЛЕ!

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

17-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

17–20 апреля 2017

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

При поддержке Министерства энергетики Российской Федерации

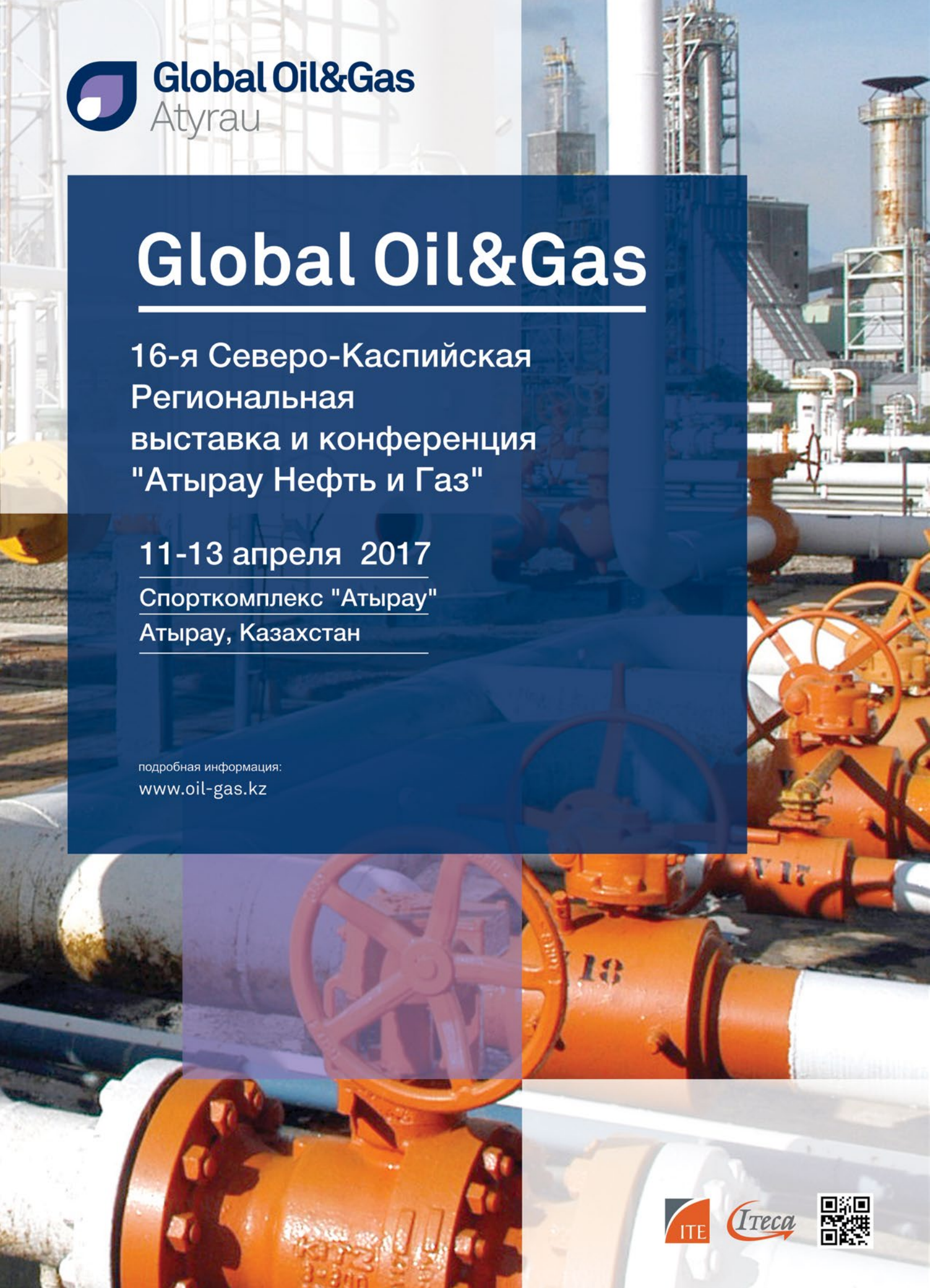
Организаторы:

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

Реклама 12+

www.neftegaz-expo.ru



Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

16-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

11-13 апреля 2017

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE
ITeca

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА

www.mioge.ru

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ в “КРОКУС ЭКСПО”

Самая масштабная в России международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

- **652 компании - участника из 40 стран мира**
- **5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии**
- **Общее количество посещений: 25 424**

ufi Approved Event

Данные Свидетельства аудиторской проверки выставки MIOGE 2015

RPGC Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ **НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС**

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА · МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE

ITE

OGT EXPO

OIL AND GAS TURKMENISTAN EXHIBITION

21-я международная выставка “Нефть и Газ Туркменистана 2016”

ДЕКАБРЬ 2016 Ашхабад / Туркменистан

Нефть и Газ Туркменистана 2016

Название Выставки	:	Нефть и Газ Туркменистана
Веб-сайт	:	ogtexpo.com
E-mail	:	info@ogtexpo.com
Время проведения	:	15 - 17 НОЯБРЬ, 2016
Время работы выставки	:	10.00 - 18.00
Место проведения	:	Конгресс центр г. Ашхабад
Периодичность проведения	:	один раз в год / 21-ая
Выставочная площадь	:	8000 кв.м
Число участников в прошлом году	:	103 компаний из 20 стран
Ожидаемое количество участников	:	150
Организаторы	:	Министерство нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана, Торгово-промышленная палата Туркменистана
Со - организатор	:	Net Organization

www.ogtexpo.com

net organization

+90 212 272 61 62
(Ext: for English 106, русский 107)
net@netorganization.net
www.netorganization.net

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

20 октября 2016 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

8 декабря 2016 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

16 марта 2017 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

23 мая 2017 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2017 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store
GET IT ON Google play

INTERGRAPH® PP&M РОССИЯ И СНГ
2016 КОНФЕРЕНЦИЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ

Конференция Пользователей Интерграф ППэндМ России и СНГ 2016

9-10 ноября
Россия, Подмосковье
Отель «Ареал»

Intergraph PP&M приглашает Вас принять участие в ежегодной международной конференции пользователей по обмену опытом использования информационных технологий на стадиях проектирования, материально-технического снабжения, строительства и эксплуатации индустриальных объектов, которая состоится 9-10 ноября 2016 года в отеле Ареал, Московская область, Россия. Более 100 участников из 7 стран, 2 дня работы, 2 пленарных заседания, 2 секции, более 30 докладов, и много положительных эмоций от общения с коллегами! Живописная природа средней полосы, доступность места проведения должны стать теми аргументами «за», которые помогут Вам принять решение об участии!

Традиционно в программу Конференции будут включены доклады существующих и потенциальных клиентов из России и стран СНГ, партнеров, представителей смежных подразделений Intergraph PP&M и сестринских компаний, входящих в холдинг Hexagon.

На конференции будет вестись работа по следующим направлениям

- Преимущества **3D-проектирования;**
- **СУПРИД** – управление инженерными данными для **О/О;**
- Повышение производительности с помощью схемных решений: **Engineering & Schematics;**
- Эффективное управление поставками, производством и строительством с помощью технологий Intergraph PP&M;
- Минимизация производственных потерь за счёт эффективного управления инженерными данными;
- Интеграционные решения и совместимость с другими **ПО**;
- Особенности облачной технологии Intergraph PP&M — **SmartPlant Cloud**;
- Экономия ресурсов с использованием решений для анализа и расчетов **Intergraph**;
- Стоимостной инжиниринг, управления стоимостью проекта с помощью **EcoSys**.

Вас также ждут: увлекательная программа конференции с участием российских и иностранных пользователей Intergraph PP&M, партнеров, разработчиков (Gazpromneft, Rosatom, Neolant, Ulysta, CAXPerts, Buro ESG), а также приглашенного спикера — российского экономиста, менеджера, директора по макроэкономическим исследованиям Высшей школы экономики. С 1993 по 1995 гг. — заместитель Министра финансов России, с 1995 по 1998 гг. — первый заместитель Председателя Центрального Банка России.

Воспользуйтесь возможностями профессионального общения, которые мы Вам предлагаем: на нашей конференции у Вас будет шанс пообщаться как с коллегами по отрасли, так и с разработчиками решений. Эти «двунаправленные связи», возможно, помогут Вам увидеть общие сложности и общие закономерности при внедрении ПО Intergraph PP&M.

Зарегистрироваться на конференцию вы можете по адресу: http://intergraphusersconference.com/russia/registration-2/

+ 31.23.5666.501 +31.65.1995.025
julia.shapranova@intergraph.com

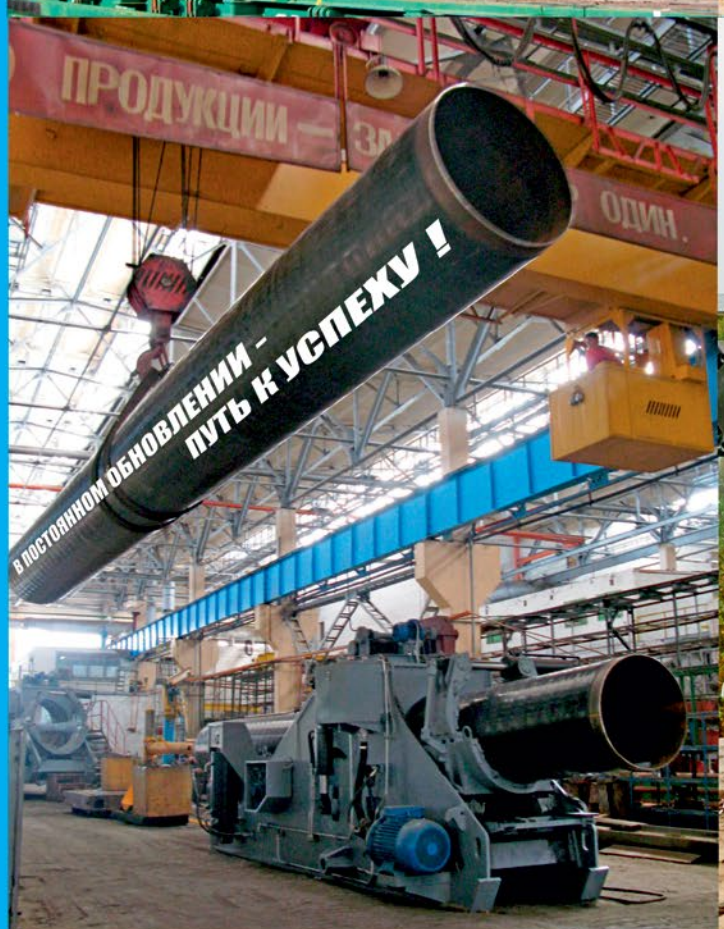
www.intergraphusersconference.com/russia/

INTERGRAPH®

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов



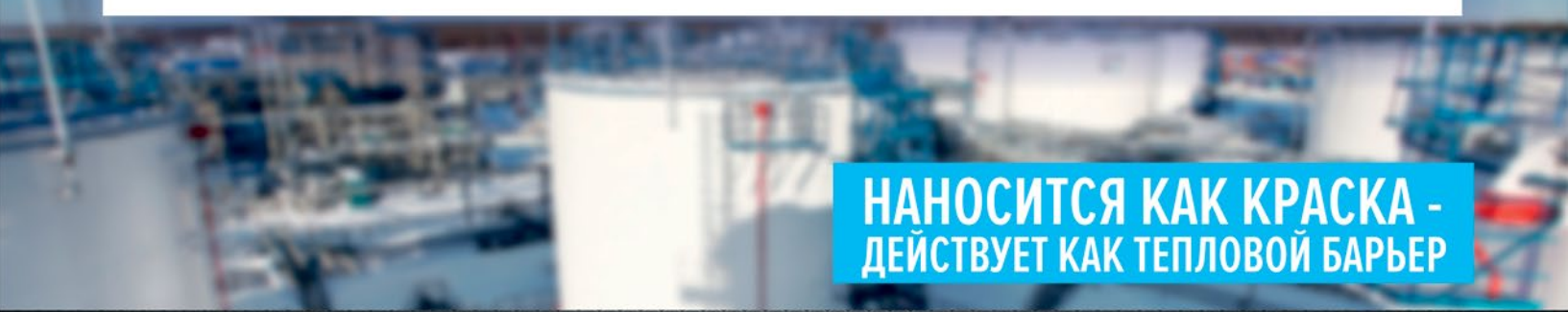
Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

www.nano34.ru +7 (8442) 50-62-30

БРОНЯ

СВЕРХТОНКАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ



НАНОСИТСЯ КАК КРАСКА -
ДЕЙСТВУЕТ КАК ТЕПЛОВОЙ БАРЬЕР

КЛАССИК И КЛАССИК НГ

Базовый продукт, наносится как краска - действует как тепловой барьер!

УНИВЕРСАЛ И УНИВЕРСАЛ НГ

Бюджетная версия модификации Броня Классик и Броня Стандарт. Выгодно! Доступно! Эффективно!

СТАНДАРТ И СТАНДАРТ НГ

Специальная доступная версия модификации Броня Классик - идентичные теплофизические характеристики, но ограничение максимальной температуры до +140°С.

АНТИКОР

Уникальный материал, который можно наносить прямо на ржавую поверхность

МЕТАЛЛ

Бюджетная версия модификации Броня Антикор. Выгодно! Доступно! Эффективно!

ОГНЕЗАЩИТА И ОГНЕЗАЩИТА НОРД

Однокомпонентный состав предназначен для повышения предела огнестойкости стальных конструкций от 45 мин. до 120 мин.

ФАСАД И ФАСАД НГ

Обладает повышенной паропроницаемостью, позволят использовать его на ограждающих конструкциях зданий и сооружений

СТЕНА И СТЕНА НГ

Бюджетная версия модификации Броня Фасад. Выгодно! Доступно! Эффективно!

ЛАЙТ И ЛАЙТ НГ

Тепло-звукоизоляционная шпатлевка. Наносится толстыми слоями, отлично выравнивает утепляемую поверхность.

ЗИМА И ЗИМА НГ

Сверхтонкая теплоизоляция, с которой можно работать до - 35 °С

НОРД И НОРД НГ

Бюджетная версия модификации Броня Зима. Выгодно! Доступно! Эффективно!

NEW!

ПОЛИМЕРНЫЙ ГИДРОИЗОЛЯТОР

АКВАБЛОК

Применяется для устройства кровельных покрытий, балконов, лоджий, полов, санузлов, фундаментов, подвалов и других сложных геометрических плоскостей

ВОЛГОГРАДСКИЙ ИННОВАЦИОННЫЙ РЕСУРСНЫЙ ЦЕНТР

WWW.NANO34.RU
БРОНЯ.РФ

г. Волгоград,
ул. Батальонная, 13А
(8442)49-50-91, 50-62-30
info@nano34.ru