№2 (55) МАРТ-АПРЕЛЬ 2017

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

РИТЭК — 25 лет!

ЛУКОЙЛ

Установка подготовки скважинной продукции
Адаптивная система регулирования притока

ГАЗПРОМ

Оценка рисков при разработке
Семаковского месторождения

НОВАТЭК

Повышение достоверности
геологической модели

ТАТНЕФТЬ

Углеродно-кислородный каротаж
Субвертикальные поля
Елабужского месторождения

ПОЛИТЕХНИКА

Полевые склады горючего

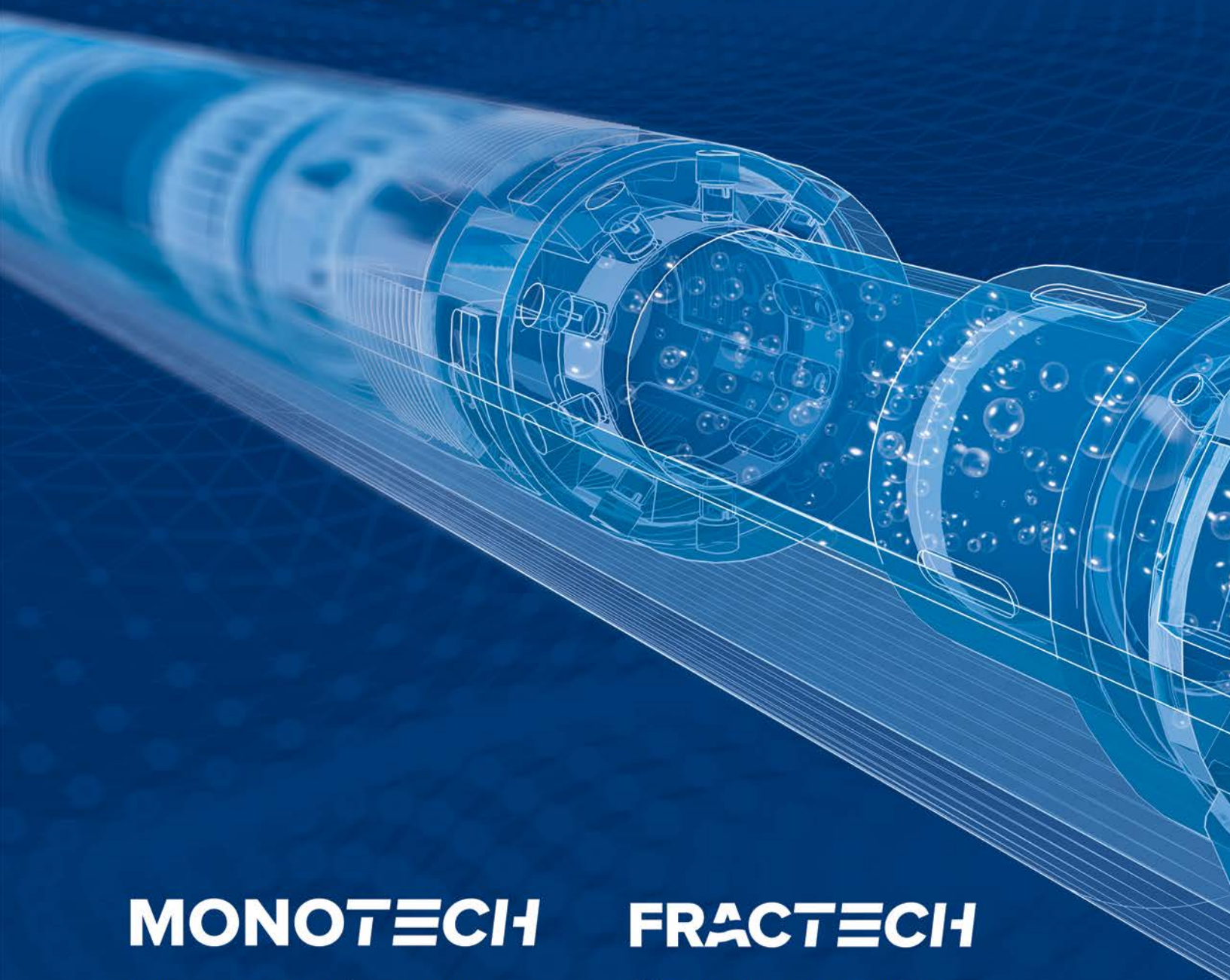
Available on the App Store

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

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

СНКМЗ ГРУПП

Технологии Качество Надежность



MONOTECH

Пакерно-якорное оборудование,
клапаны и скважинная оснастка

FRACTECH

Оборудование и компоновки
для проведения гидроразрыва пласта

MULTITECH

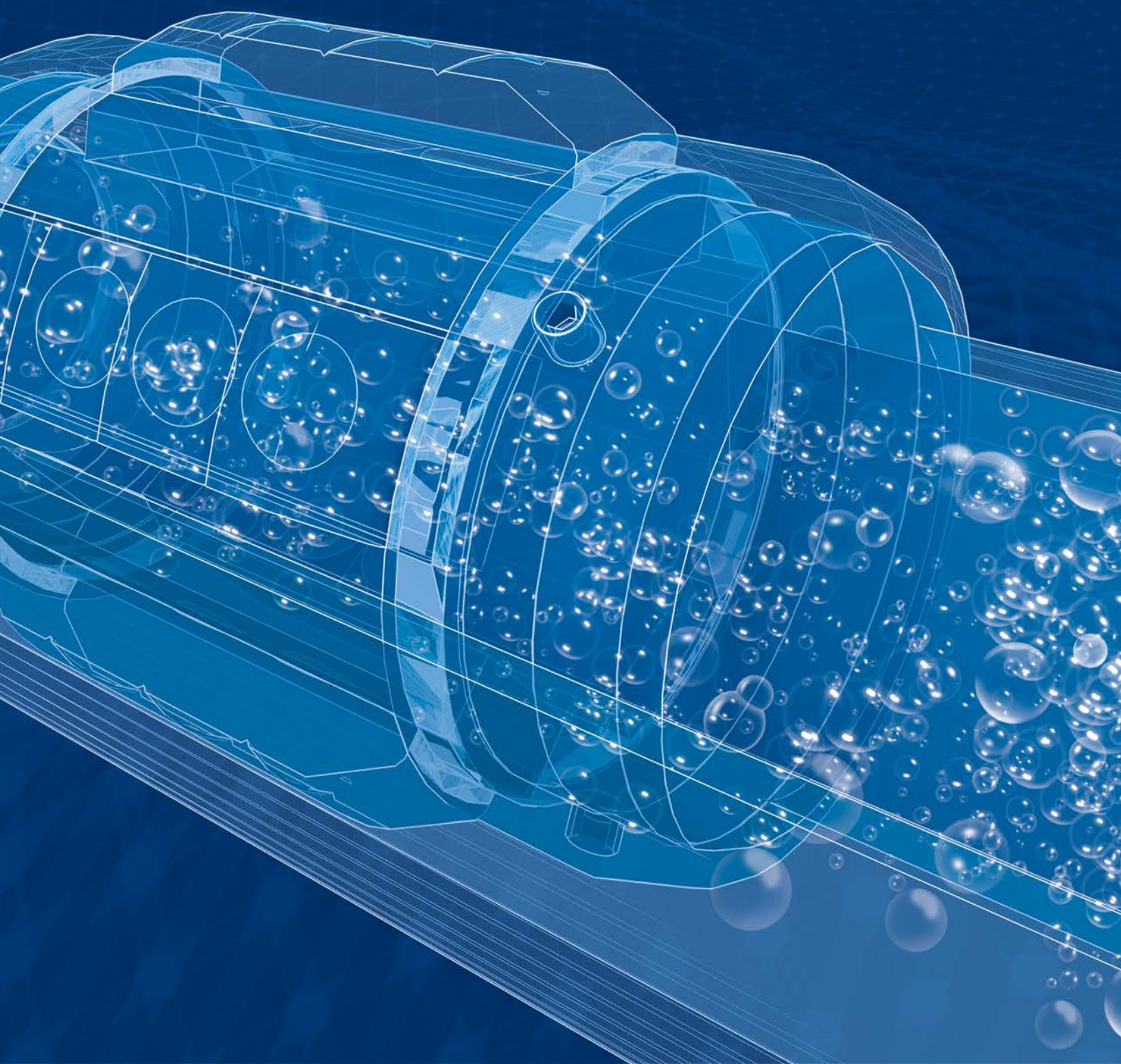
Многопакерные компоновки
для нефтяных скважин

GAZTECH

Оборудование для газовых
и газоконденсатных скважин

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

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



TATNEFT

ПЦ80

Генератор пара с коническим переходом Ф1600/1000

Сдвоенный теплообменник

- Приводы цепные скважинных штанговых насосов:
  ПЦ 60-3-0,5/2,5;
  ПЦ 40-2,1-0,5/2,5;
  ПЦ 80-6-1/4;
  ПЦ 60-18-3-0,5/2,5;
  ПЦ 120-7,3-1/2,5;
  ПЦ 60-6-0,3/2,1
- Аппараты воздушного охлаждения
- Теплообменные аппараты с плавающей головкой и с U-образными трубками
- Теплообменные аппараты типа «труба в трубе»
- Теплообменные аппараты с неподвижными трубными решетками
- Испарители термосифонные
- Испарители с паровым пространством
- Конденсаторы вакуумные
- Соединения фланцевые изолирующие
- Блоки напорных гребенок (4,5,8-усовые)

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

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- Трубы насосно-компрессорные гладкие с внутренним полимерным покрытием
- Установка замерная групповая ГЗУ-СКЖ, «Дельта-М»
- Трубы стальные с внутренним и наружным антикоррозионым покрытием
- Факельные установки
- Абсорберы
- Регуляторы низкого давления РНДС
- Регуляторы расхода жидкости РРЖН
- Система измерения количества нефти сырой СИКНС
- Мостки приемные для КРС и ПРС
- Фильтры просечно-щелевые

Колонна для НПЗ ∅ 1600 мм

Аппараты воздушного охлаждения

АВГ-КБ-604 (с расчетным давлением 320 атм.)

Отстойник, 200 м^3

Антикоррозионное покрытие труб

ПРОДАВЕЦ

ООО «Торгово-технический дом Татнефть»

423250, РФ, Республика Татарстан, Лениногорск, ул. Чайковского, 33

+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01

ttd@tatneft.ru

www.ttd.tatneft.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

21 Г.А. Анисимов, Ю.М. Арефьев, Е.Е. Андреева, Л.З. Анисимова. О разломно-блоковой тектонике кристаллического фундамента на территории Ромашкинского месторождения

28 И.В. Шевченко. О восполняемости запасов углеводородов

35 А.Г. Козубовский, Т.В. Кузьмина, А.Д. Ефимов, Д.Г. Фатеев. Идентификация типа пластового флюида по результатам интерпретации гидродинамических исследований разведочных скважин

41 С.З. Мутаев Повышение достоверности геологической модели объекта со сложной разломной тектоникой на основе привлечения горизонтальных скважин

47 М.В. Петрова Анализ литолого-петрографических характеристик образцов керна эколого-гидрогеологических скважин

Геофизика

53 Р.И. Гатауллин, Ю.А. Гринько, М.Г. Чернышова. Изучение субвертикальных геофизических и геохимических полей над нефтяными залежами на примере Елабужского месторождения

59 В.В. Гарифуллина, Н.Г. Веденина. О выделении пластов-коллекторов домаников отложений по результатам углеродно-кислородного каротажа

65 В.В. Югин, И.Ф. Мясников, В.А. Агачев. Дистанционный мониторинг теплового поля нефтяного месторождения как инструмент управления промысловыми процессами

РИТЭК — 25 лет

Бурение

70 А.В. Пахарев, И.Б. Бондарчук. Оценка проницаемости тампонажного камня, сформированного из облегченного тампонажного раствора

73 А.В. Епихин, В.П. Шестеров, М.И. Губарев. Исследование влияния химических реагентов на резину эластомера винтового забойного двигателя при различных температурах

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

76 Д.А. Семикин, М.Т. Нухаев, А.В. Жаковщиков. Проектирование и испытания систем заканчивания скважин для решения задач контроля и регулирования притока

80 О.В. Третьяков, И.И. Мазеин, А.В. Усенков, А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин. Разработка и внедрение мобильной установки подготовки скважинной продукции

84 А.И. Щёлоков, С.Ю. Коротин. Забойный теплогенератор для месторождений высоковязких нефтей и природного битума

87 А.А. Быков, И.Н. Завьялов, Н.А. Завьялова, С.С. Негодяев. Моделирование множественного гидроразрыва пласта

89 К.А. Вяткин, А.А. Кочнев, А.В. Лекомцев. Анализ зонального распространение высоковязких нефтей и изучение реологических свойств водонефтяных эмульсий Пермского края

Газовая промышленность

94 С.А. Кирсанов, И.А. Зинченко, А.В. Красовский, С.Л. Голофаст. Учет геологических рисков при проектировании разработки Семаковского газового месторождения

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (55) март-апрель 2017

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-17/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 12.04.2017
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

Оборудование

98 М.А. Белов. ЭНЕРГАЗ: через профессиональную специализацию — к качеству и надежности

102 Подшипники Schaeffler для максимально долгой эксплуатации оборудования

ТРАНСПОРТИРОВКА

Изоляция

106 И.И. Расстригин. Новая технология ремонта магистральных нефтегазопроводов термоусаживающимися лентами низкотемпературного нанесения «НРЛ-СТ60»

110 Российские изоляционные материалы успешно проходят испытания на объектах Газпрома

Трубы

111 М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, И.Ф. Калачев. Комплексная защита промысловых трубопроводов эмпирическим данным

Хранение

114 Полевые склады горючего на базе эластичных резервуаров

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Компрессоры

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

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

120 GEA — европейский уровень качества российского оборудования

Переработка

122 Лучшие отечественные решения для повышения эффективности производства высокооктановых бензинов класса К5

КИПИА

Автоматизация

124 ООО «СТК ГЕОСТАР» – лидер по созданию и внедрению инновационных технологий для интеллектуальных скважин

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

130 Е.В. Попов, С.С. Савастюк, С.А. Ежов, В.М. Карюк, И.В. Морозов. Контроль выноса песка из промысловой газовой скважины

Диагностика

134 В.И. Капустин, Т.М. Гурьева, С.Б. Красильников, И.В. Соколов, А.В. Шмелев Мобильный комплекс для контроля сварных соединений труб малого диаметра методом цифровой радиографии

Энергетика

136 А. Грибанов Бипрон для заземления в высокоомных грунтах

МЕРОПРИЯТИЯ

140 Вектор на добычу трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов

143 Нефтегазовые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / 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

Сертификат РОСС RU.АВ68.В01251 Разрешение на применение № РРС 00-29187

SiMACO

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.

- **Грузоподъемность от 1 до 5 тонн**
- **Компактная конструкция, высокая надежность, оснащена тормозным клапаном**
- **Надежная замена импортных лебедок**

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

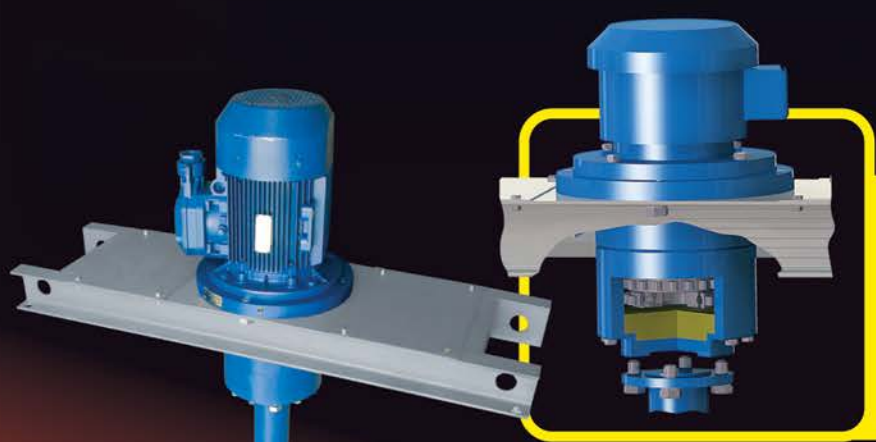
ГАРАНТИЯ 2 ГОДА

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА ВОЛНОВЫЕ МПВ

- **Крутящие моменты от 1000 до 80000 Нм**
- **Передаточные числа от 15 до 25000**
- **Гидравлический и электромеханический приводы**

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»



УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

ИННОВАЦИИ, КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!

Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше **55000** часов

СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ - увеличена на **25%**

РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ. Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ

SiMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59**

E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
2 (55) march-april 2017

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

DIRECTOR:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

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

EDITOR
Elena Perova / lepero@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
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
Anastasia Nikolayzina / general@ 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:
12.04.2017

CIRCULATION:
10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology **21**

Guri A. Anisimov, Juri M. Arefiew, Evgeniya E. Andreeva, Lilia Z. Anisimova. Fault block tectonics of the crystalline basement on the territory of Romashkinskoye field 21

Igor V. Shevchenko. Recruitment rate of hydrocarbon reserves 27

Alexander G. Kozubovsky, Tatiana V. Kuzmina, Alexander D. Efimov, Dmitry G. Fateev. Identification of formation fluid type by interpretation of exploration well tests 35

Salavat Z. Mutaev. Reliability increasing of geological model of object with complicated fault system by horizontal wells attraction 41

Milyausha V. Petrova. Lithological and petrographical core samples analysis of ecological and hydrogeological wells 47

Geophysics **53**

Ruslan I. Gataullin, Yuriy A. Grin'ko, Marina G. Chernyshova. Subvertical, geophysical and geochemical fields exploration over oil reservoirs, on the example of Yelabuga oilfield 53

Valentina V. Garifullina, Nailja G. Vedenina. Isolation of Domanic reservoirs as a result of the carbon-oxygen logging 59

Vladimir V. Jugin, Ivan F. Mjasnikov, Vitalij A. Agachev. The remote thermal area monitoring of oil fields as a management tool of field data process 65

Drilling **70**

Alexander V. Pakharev, Igor B. Bondarchuk. Evaluation of permeability grouting stone, formed from the lightweight cement 70

Anton V. Epikhin, Viktor P. Shesterov, Maksim I. Gubarev. Research of drilling chemicals influence on the rubber of elastomer bottomhole motor under different temperature conditions 73

PRODUCTION

Oil production **76**

Dmitry A. Semikin, Marat T. Nukhaev, Andrey V. Zhakovschikov. Designing and well completion testing of control system of inflow rate 76

Oleg V. Tretyakov, Igor I. Mazein, Andrey V. Usenkov, Alexander V. Lekomtsev, Pavel Yu. Ilyushin. Development and integration of the mobile treatment unit of production fluid 80

Anatoly Y. Shchyolokov, Semyon Yu. Korotin. Downhole heat generator for high-viscosity oil and natural bitumen fields 84

Kirill A. Vyatkin, Alexander A. Kochnev, Alexander V. Lekomtsev. Evaluation of oil viscosity expansion and property investigation of oil-water emulsion in Perm region 89

Gas industry **94**

Sergey A. Kirsanov, Igor' A. Zinchenko, Aleksandr V. Krasovskiy, Sergey L. Golofast. Geological risks in the project development on the territory of the Semakovskoe gas field 94

INSTRUMENTATION AND CONTROL

Automation **124**

Evgenij V. Popov, Sergej.S. Savastjuk, Stanislav A. Ezhov, Vladimir M. Karjuk, Ivan V. Morozov. Control of sand in production gas wells 134

Activities **139**

Французское качество генераторных установок в России:

НАША СТРАСТЬ - ДОБЫВАТЬ ЭНЕРГИЮ!

SDMO INDUSTRIES :
3й в мире производитель генераторных установок и электростанций, изготовленных в Бресте (Франция).
Филиал в Москве - ул. Сущевский вал, д. 16, стр 5 - +7 (495) 665 16 98
http://ru.sdmo.com

KOHLER®
SDMO®

НЕФТЬ ПО НОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

Поздравляем инновационный флагман ЛУКОЙЛа – АО «РИТЭК» – с юбилеем!

Ключевые события в истории компании «РИТЭК»

1992

25 марта 1992 г. в Когалыме зарегистрировано ОАО «РИТЭК». Основатель — **Валерий Исаакович Грайфер** в настоящее время председатель Советов директоров ПАО «ЛУКОЙЛ» и АО «РИТЭК»

1993

1994

1995

Приобретена лицензия на добычу нефти и газа в пределах Восточно-Перевального лицензионного участка (ХМАО — Югра)

1996

Организовано серийное производство новых видов нефтепромыслового оборудования: насосные агрегаты для закачки воды и перекачки нефти, штанговращатели, противопесочные фильтры, замковые опоры, пакеры

Образованы «РИТЭКнефть» и «ТатРИТЭКнефть»

1997

1998

Создано НГДУ «РИТЭК-Белоярскнефть»

Проведена экспериментальная отгрузка нефти танкером с Кислорского месторождения по Северному морскому пути. Введена в эксплуатацию установка подготовки высокосернистой нефти в Татарстане

1999

2000

Создан Инновационно-технологический центр для разработки нового поколения нефтепромыслового оборудования на базе вентильных двигателей. Создано НГДУ «РИТЭК-Надымнефть»

2001

2002

2003

Начата опытная эксплуатация газопоршневой электростанции на Средне-Хулымском месторождении (ЯНАО)

Разработана полимерно-гелевая система «РИТИН» и привод центробежного насоса на основе вентильного двигателя

2004

«РИТЭК» стал победителем конкурса Правительства Тюменской области «Лучшее предприятие по инновационной деятельности»

2005

2006

В состав «РИТЭКа» вошла компания «Назымгеодобыча»

2007

«РИТЭК» выиграл конкурс Федерального агентства по науке и инновациям по теме «Создание и внедрение инновационного технологического комплекса для добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного сырья»

В состав «РИТЭКа» вошло предприятие «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз». Компанию возглавил Н.М Николаев. «РИТЭК» получил статус научно-технического полигона «ЛУКОЙЛа»

2008

2009

2010

К «РИТЭКу» присоединено ЗАО «Самара-Нафта». «РИТЭК» стал участником совместного предприятия «Волгодеминойл»

2011

«РИТЭК» стал лучшим предприятием Группы компаний «ЛУКОЙЛ» в области добычи нефти и газа. В состав «РИТЭКа» вошло ОАО «УралОйл» (Пермский край). Приобретены активы ООО «Мушакнефть»

2012

Система энергетического менеджмента АО «РИТЭК» сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 500001:2011. Изготовлена опытная партия погружного бесштангового плунжерного насоса с вентильным приводом

2013

2014

«РИТЭК» первым в России успешно провёл операцию 16-интервального гидроразрыва пласта с применением гибких насосно-компрессорных труб за одну спускоподъёмную операцию

2015

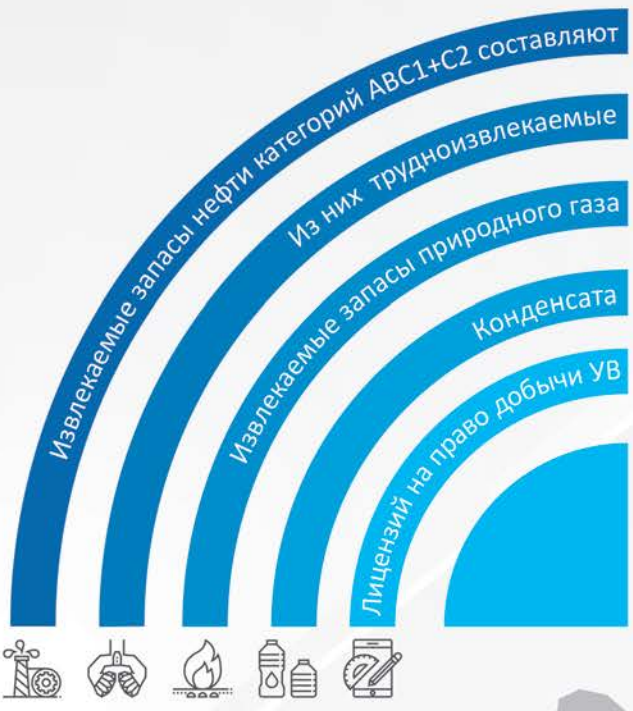
Разработана новая методика оценки экономической эффективности инновационных технологий в нефтегазодобыче

2016

Продолжение

ПО ИТОГАМ 2016 ГОДА

РЕСУРСНАЯ БАЗА



445 062 тыс. т

60%

17 036 млрд м³

1 065 млн т

162

ТПП «Волгограднефтегаз»
1 — Волгоградская область
2 — Астраханская область
3 — Калмыкия

ТПП «ТатРИТЭКнефть»
4 — Татарстан
5 — Удмуртия

ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»
6 — Самарская область
7 — Ульяновская область

ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»
8 — ХМАО — Югра
9 — ЯНАО

3500 СОТРУДНИКОВ

С целью освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов из залежей баженовской свиты «РИТЭК» разработал и проводит **ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ**

Введена в эксплуатацию первая скважина на **ТРЕТЬЕМ ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ ТГВ**

АО «РИТЭК» принадлежит **113 ОБЪЕКТОВ** интеллектуальной собственности, из них **79 ПАТЕНТОВ** на изобретения, **26** — на полезные модели, **7 СВИДЕТЕЛЬСТВ** товарных знаков, **1 СВИДЕТЕЛЬСТВО** на базу данных

В 2016 году опробированы **13 ТЕХНОЛОГИЙ** в области добычи и разработки месторождений и выполнено порядка **40 ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ**, в результате которых дополнительная добыча нефти составила около **30 ТЫС. Т**

В 2016 году «РИТЭК» добыл **8,26 МЛН ТУТ**, превысив план на **7%**

Ввел в эксплуатацию **95 НОВЫХ СКВАЖИН**

В результате геологоразведочных работ в 2016 году открыты **5 МЕСТОРОЖДЕНИЙ**, получен прирост **8,865 МЛН ТУТ**

На реализацию программы промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций направлено **238 МЛН РУБ.**, на программы природоохранных мероприятий — **1577 МЛН РУБ.**

На социальную и благотворительную программы в регионах деятельности «РИТЭК» направил более **600 МЛН РУБ**. в 2016 году

Уважаемый Николай Михайлович!

От лица коллектива АО «Метролог» и себя лично поздравляю Вас и сотрудников «РИТЭК» с 25-летним юбилеем!

Четверть века – серьезная веха в истории любого предприятия, и я хочу пожелать Вам придерживаться заданного вектора развития — сохранять курс на инновации и оставаться в первых рядах среди добывающих компаний, создающих технологии для разработки трудноизвлекаемых запасов и вносящих огромный вклад в развитие промышленного сектора нашей страны.

В основе успеха «РИТЭК» — ежедневный труд профессионалов, преданных своему делу и работающих на результат. Желаем Вам вдохновения в поиске нетривиальных решений технологических задач и достижения новых высот.

От всей души желаем коллективу компании «РИТЭК» крепкого здоровья, поводов для радости, ярких впечатлений и реализации намеченных планов.

Мы гордимся совместной работой с компанией «РИТЭК» и надеемся на дальнейшее плодотворное сотрудничество наших предприятий.

С искренними пожеланиями и уважением,
Генеральный директор АО «Метролог» **Конев М.П.**

Уважаемые коллеги!
Уважаемый Николай Михайлович!

От имени коллектива ООО «УК «Татбурнефть» и от себя лично поздравляю Вас и Ваш трудовой коллектив с юбилейной датой — 25-летием со дня образования акционерного общества «РИТЭК»!

Двадцать пять лет – это насыщенная яркими открытиями жизнь и судьба инженеров, рабочих, мастеров, руководителей, сумевших своим трудом, терпением и верностью однажды выбранному делу, обрести славу стабильной и сильной команды.

На сегодняшний день Вашим коллективом успешно добывается нефть и природный газ. Все это стало возможным благодаря слаженной работе квалифицированных работоспособных специалистов, творчески одаренных профессионалов, способных решать сложнейшие производственные задачи.

Сегодня Вы добились больших успехов не только в оснащении производства передовым высокоэффективным оборудованием, но и во внедрении инноваций, ценность которых подтверждена опытом и временем.

Желаю Вам и коллективу Вашей компании крепкого здоровья, удачи, неиссякаемой энергии, интересных проектов, ярких идей, новых свершений, мира, добра и благополучия!

Пусть и впредь знания, самоотдача и выдержка помогают уверенно двигаться вперед!

С уважением,
Директор ООО «УК «Татбурнефть» **Л.Л. Назипов**

ЭНЕРГИЯ
завод нефтегазового машиностроения

УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ ДЛЯ ППД

с регулируемым расходом и постоянным КПД во всем диапазоне регулирования

НАЗНАЧЕНИЕ

Закачка пластовой воды в системах поддержания пластового давления (для БКНС).

СОСТАВ

- Электродвигатель асинхронный *(взрывозащищенное исполнение под заказ)*
- Трехплунжерный насос
- Планетарный редуктор
- Упругая муфта
- Рама
- Гаситель пульсаций давления в напорной линии
- Пульт управления с системой контроля
- Частотный регулятор частоты вращения электродвигателя *(под заказ)*

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

	ПЛУНЖЕРНЫЕ НАСОСЫ	ЦНС
КПД, %	90	50...70
Ресурс до капитального ремонта, час	30 000	12 000
Интервал обслуживания, час	4 000	
Стоимость насоса	ОДИНАКОВАЯ	
Затраты на эксплуатацию	ОДИНАКОВЫЕ	
Экономия за год работы, руб.	**> 3 000 000***	

- Устанавливается в имеющиеся габариты ЦНС.
- Ресурс керамических плунжеров - 17 500 моточасов.
- Редуцирование с помощью надежного и компактного навесного планетарного редуктора, который не требует обслуживания весь срок эксплуатации.
- Обеспечение давления до 50 МПа.
- Гарантия на насос - 2 года.
- Возможность перекачивать различные жидкости.
- Возможность дистанционного запуска.
- Обслуживание насосной установки 1 человеком.

* достигается за счет меньшего потребления эл. энергии благодаря высокому КПД в сравнении с ЦНС

СИНЕРГИЯ
завод нефтегазового машиностроения

Технические характеристики насосных установок для ППД

Производительность, $м^3$/сут	80	160	250	500	1000	1500	3000	3000	4500	5700
Мощность электродвигателя, кВт	22	45	75	132	315	400	630	1000	1000	1250
Марка насоса (D плунжера), мм	СИН68 (Ø32)	СИН69 (Ø45)	СИН46 (Ø45)	СИН46 (Ø65)	СИН63 (Ø100)	СИН61 (Ø100)	СИН61 (Ø125)	СИН71 (Ø125)	СИН71 (Ø160)	СИН71 (Ø180)
Марка редуктора	—	СИН69	СИН42	СИН42	СИН52	СИН52	СИН52	СИН72	СИН72	СИН72
Передаточное отношение редуктора	—	5	5	5	6	6	6	6	6	6
Dy приема, мм	50	50	100	100	150	200	200	200	200	200
Dy напора, мм	32	32	50	50	50	75	75	75	100	100
Давление максимальное, МПа	15	20	19	16,5	20	16,8	15	23,5	16	16
Габаритные размеры (д/ш/в), мм	950 x 950 x 750	1700 x 950 x 750	2680 x 930 x 1270	4000 x 2450 x 1500	4000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500
Масса, кг	500	1250	2600	2700	6000	9000	9000	11000	11000	12000
Энергоэффективность, при P=10 МПа	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Энергоэффективность, при P=12 МПа	3,75	3,8	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95

ПРИМЕЧАНИЕ

По желанию заказчика установка насосная комплектуется расходомером, частотным преобразователем, теплоизолированным укрытием, а также переоборудуется под конкретные условия эксплуатации. Возможность установки на прицепе или шасси, а также в виде БКНС.

ООО «Завод «Синергия»
Россия, г. Пермь, ул. Новозвягинская, 57
+7 (342) 267 22 80
od@sinergia.ru
www.sinergia.ru

EPLAN

efficient engineering.

ПРОЕКТИРУЙТЕ ЭФФЕКТИВНО

КОНСАЛТИНГ | РЕШЕНИЯ ДЛЯ ИНЖИНИРИНГА | ТРЕНИНГ | УСЛУГИ

FRIEDHELM LOH GROUP

Выставка НЕФТЕГАЗ-2017
павильон 2, зал 3, стенд 23B50

УДК 551

О разломно-блоковой тектонике кристаллического фундамента на территории Ромашкинского месторождения

Г.А. Анисимов
с.н.с.
ipen-anrt@mail.ru

Ю.М. Арефьев
с.н.с.

Е.Е. Андреева
с.н.с.
aee8277@rambler.ru

Л.З. Анисимова
н.с.
anislz@mail.ru

ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

В статье представлена вероятностная детальная цифровая карта по поверхности кристаллического фундамента (КФ), полученная методом схождения от реперной пачки «верхний известняк» с помощью функциональных возможностей программного продукта Isoline. Как одна из версий, данная цифровая карта заслуживает внимания потому, что согласовывается с материалами региональной сейсмики и построена с использованием промежуточных данных глубокого бурения. В статье

Для понимания природы геодинамических изменений на территории Ромашкинского месторождения, и не только, необходимо создание детальной модели строения земной коры, в первую очередь, поверхности КФ, основные черты строения которого предопределяют особенности формирования осадочного чехла.

Однако на сегодняшний день в геологической литературе [1–7] для представления фундамента под таким гигантом как Ромашкинское месторождение не обнаруживается детальной выверенной модели КФ. Тому, видимо, имеется ряд объяснений. Очевидно то, что фундамент, несмотря на важность знаний о его строении, не является объектом добычи нефти. Фонд скважин поисково-разведочного бурения, пробуренных пространственно стохастично и вскрывших породы кристаллического фундамента на территории Ромашкинского месторождения, составляет порядка 280–300 шт., тогда как региональной сейсмикой огромное месторождение покрыто лишь 7 профилями вкрест простирания (рис. 1). Проведение площадной сейсмики при такой разбуренности территории вряд ли необходимо.

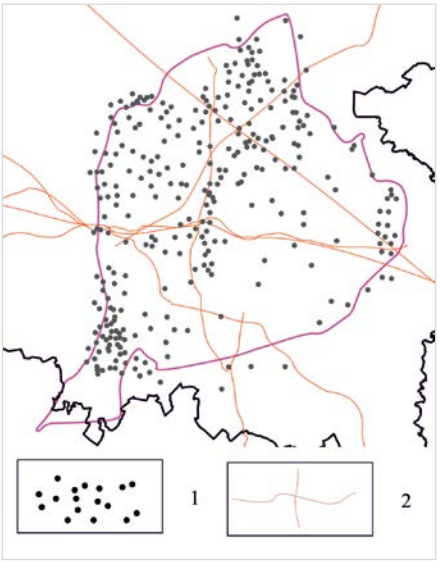
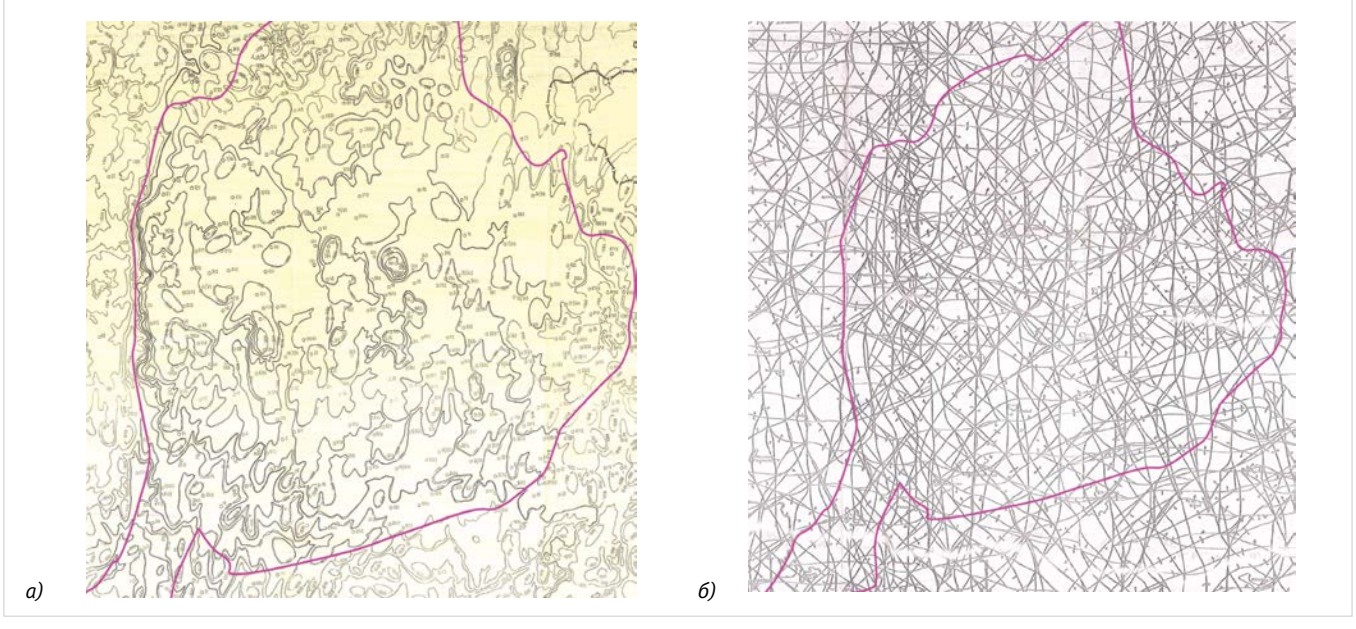


Рис. 1 — Изученность территории поисковым бурением и региональной сейсмикой

Из существующих в литературе структурных карт по кровле кристаллического фундамента на территории восточной части РТ приведем некоторые, часто цитируемые в геологических изданиях:

1. Тектоническая карта, созданная в 1994 г. и скорректированная в 1998 г. под редакцией В.П. Степанова (рис. 2а) [6, 7]. Для построения использованы комплексы геофизических и геологических методов: дешифрирование космоснимков, данные гравиметрической и аэромагнитной съемки и результаты относительно малого фонда пробуренных до кристаллического фундамента поисковых скважин. В литературе также широко используется карта разломов земной коры, созданная по данным аэромагнитной съемки (рис. 2б) [7].
2. Карта поверхности денудированного кристаллического фундамента, приведенная в работах И.А. Ларочкиной разных лет [2, 3, 4, 9] (рис. 3). Для её построения максимально полно использован фактический материал по фонду скважин глубокого бурения, поэтому она вызывает наибольший интерес, и естественно, что



а) *б)*

Рис. 2 — а) Фрагмент карты поверхности кристаллического фундамента территории Татарстана по геолого-геофизическим данным; б) Фрагмент карты разломов земной коры Татарстана по данным аэромагнитной съемки

выделены блоки фундамента, показаны полученные нами выступы КФ, а также современные линии разломов, отличающиеся от ранее принятых.

Материалы и методы

Построение структурных карт методом схождения, цифровое моделирование с использованием отечественного программного продукта для нефтяников и геологов ГИС Isoline.

Ключевые слова

Ромашкинское месторождение, поверхность кристаллического фундамента, реперная пачка «верхний известняк», цифровая карта, ГИС Isoline, ГИС MapInfo

при расчетах мы воспользовались именно этими материалами.

Так как степень изученности глубоким бурением репера «верхний известняк» (ВИ), развитого в кровле пашийского горизонта, очень высока [3], имеется возможность построения вероятностной цифровой модели кровли КФ методом схождения.

В связи с тем, что найти материалы по пробуренным скважинам на площадях Ромашкинского месторождения не представляется возможным, было решено использовать структурную карту по подошве репера «верхний известняк», построенную по данным глубокого бурения, в качестве базовой поверхности. Данная карта приведена в работе [3]. Используя полученную карту по подошве «ВИ» как базовую и карту толщин между подошвой ВИ и кровлей КФ, схематично представленную в работе [4], создаем детальную карту поверхности фундамента (рис. 4, 5).

Процедура извлечения данных по структурной карте: операции от расшифровки абсолютных отметок изогипс до присвоения этих данных сеточному гриду проделаны в ГИС MapInfo. Моделирование базовой поверхности проведено в ГИС Isoline с учетом выявленной системы прогибов и заданной анизотропией структур [8], и в дальнейшем конвертированы в MapInfo.

При моделировании авторы статьи придерживались двух основополагающих критериев:

1. древний рельеф поверхности кристаллического архейско-протерозойского основания сформировался в результате совместного воздействия разнонаправленных геодинамических сил и преддевонской континентальной эрозии [4];
2. по комплексу геолого-геофизических данных установлено, что современная структурная расчлененность фундамента Татарстана подчинена двум доминирующим системам региональных разломов: северо-восточной и северо-западной, в меньшей степени проявляется субмеридиональное направление [4].

Заметим, что косвенным подтверждением правильности карты, построенной по фундаменту, явился тот факт, что, например,

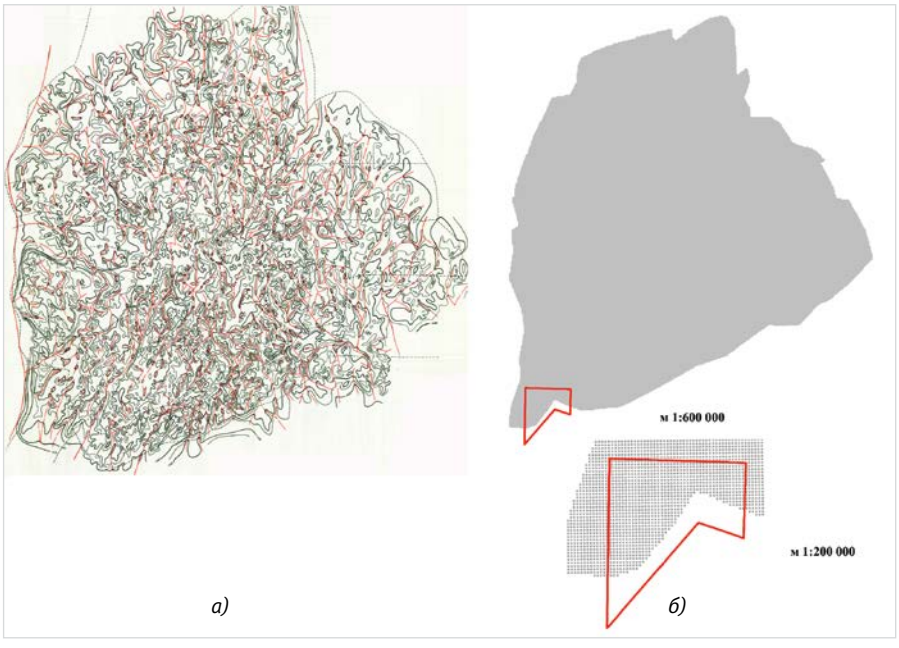
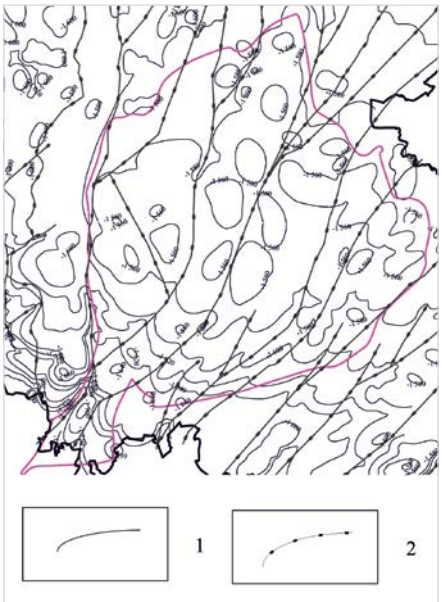


Рис. 4 — а – Структурная карта по подошве репера «верхний известняк» (И.А. Ларочкина, Р.Г. Лукьянова, В.А. Сухова, В.Г. Базаревская, 1998 г.); б – расчетный грид



Условные обозначения:
1 – Изогипсы кровли кристаллического фундамента;
2 – Осевые зоны разломов

Рис. 3 — Фрагмент структурной карты поверхности КФ территории Татарстана по геолого-геофизическим данным

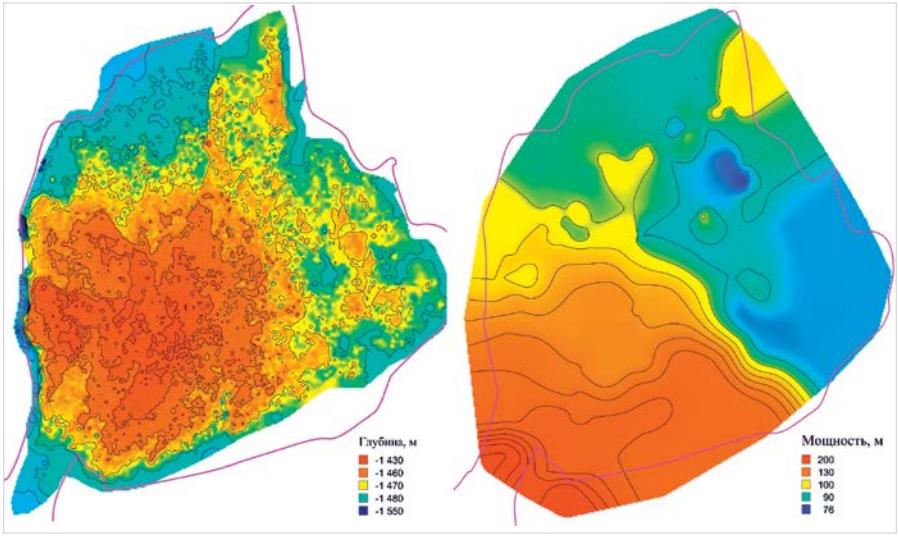


Рис. 5 — а – Структурная карта по подошве репера «верхний известняк»; б – карта мощности между подошвой «верхний известняк» и поверхностью кристаллического фундамента

на Миннибаевской площади, где получен явно выраженный выступ в фундаменте, отмечаются участки уменьшения в 2–3 раза ардатовских глин, являющихся покрышкой для залежей в ардатовских и воробьевских коллекторах. Если в среднем мощность этих глин составляет 10–15 м, то здесь она уменьшается до 5 м (рис. 6) [9].

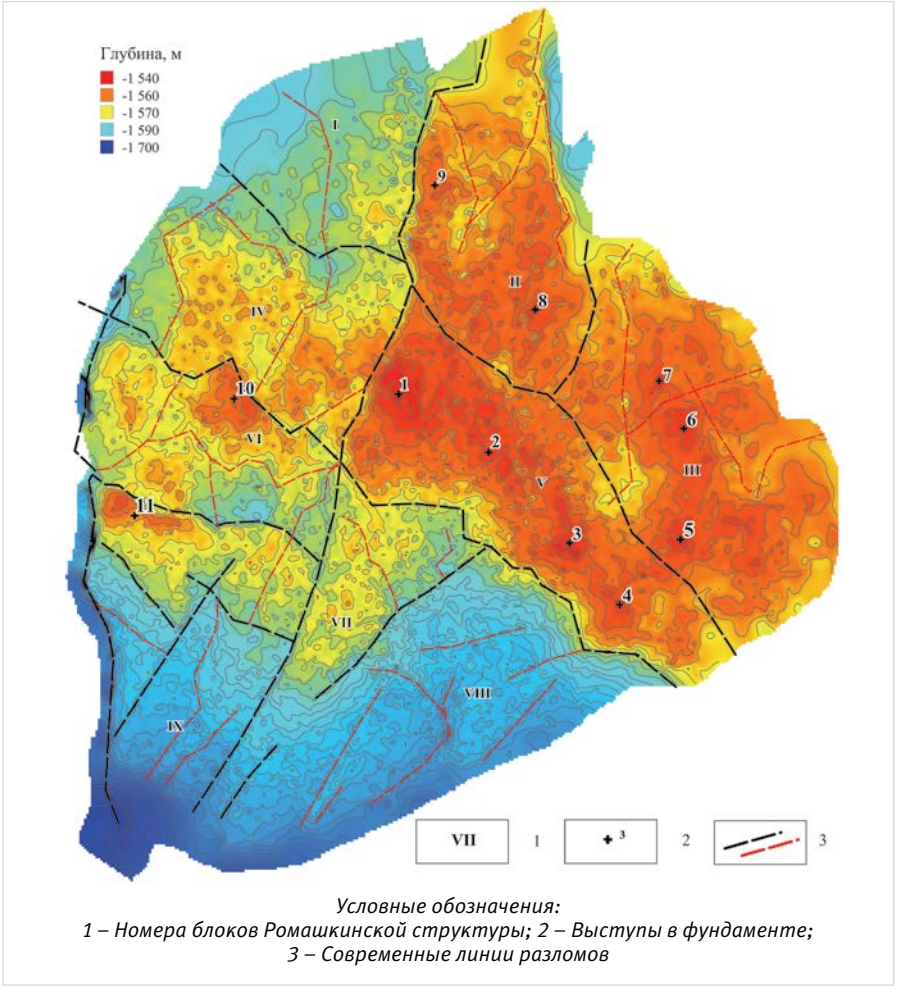
На полученной карте КФ Ромашкинская структура имеет явно выраженные замкнутые очертания, что позволяет предположить о самостоятельности существования данной структуры в теле Южно-Татарского свода уже в архейско-протерозойское время.

Полученная структурная карта позволяет выделить блоковое строение Ромашкинской структуры, наметить оси валообразных зон и линии разломов, отличающиеся от ранее принятых.

Сводовую часть структуры отчетливо представляют II, III, V блоки как наиболее устойчивые тектонические образования по сравнению с менее выраженными блоками 1, 4, 6, 10 и 9 (рис. 6).

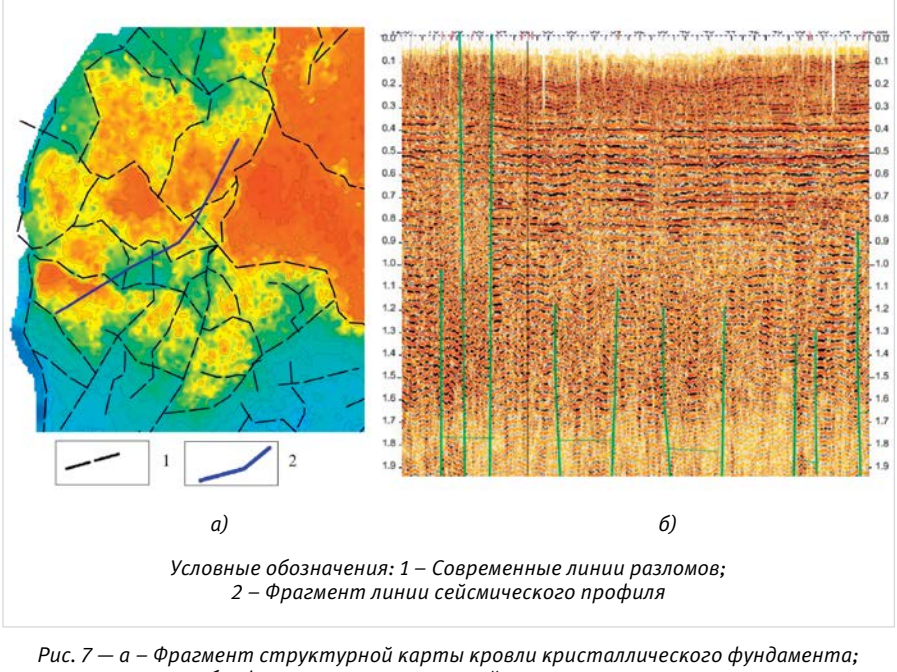
Если сравнить карту поверхности репера «верхний известняк» и карту КФ, то наблюдается смещение свода Ромашкинской структуры на 25–30 км в юго-западном направлении при сохранении устойчивого проявления Миннибаевского и Альметьевского выступов.

Данные региональной сейсмики (рис. 7) не противоречат полученным авторами направлениям осей глубинных разломов.



Условные обозначения:
1 – Номера блоков Ромашкинской структуры; 2 – Выступы в фундаменте;
3 – Современные линии разломов

Рис. 6 — Структурная карта кровли кристаллического фундамента



Условные обозначения: 1 – Современные линии разломов;
2 – Фрагмент линии сейсмического профиля

Рис. 7 — а – Фрагмент структурной карты кровли кристаллического фундамента;
б – фрагмент временного сейсмического разреза

Итоги

Используя функциональные возможности программных комплексов ГИС Isoline и MapInfo, получена вероятностная структурная карта кровли кристаллического фундамента.

Выводы

Представленное блоковое строение КФ косвенно согласовывается с данными мониторинга геодинамической активности Ромашкинского месторождения [10].

Для дальнейшего уточнения структурного плана КФ, его блокового строения, валообразных зон и зон трещиноватостей на Ромашкинском месторождении было бы желательно обобщить геолого-геофизическую, сейсмическую информации и материалы глубокого бурения. Подобный шаг требует совместной координированной работы с геологической службой ПАО «Татнефть».

Список литературы

1. Войтович Е.Д., Лукьянова Р.Г. История опоискования, особенности структурно-тектонического районирования, современное строение и основные этапы тектонического и палеотектонического развития Татарстана и сопредельных территорий. Казань: ТГРУ, 2004. 296 с.
2. Ларочкина И.А., Гатиятуллин Н.С., Ананьев В.В. Тектоника кристаллического фундамента на территории Татарстана // Геология геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1994. №1. С. 15–18.
3. Ларочкина И.А. и др. Перспективы нефтеносности эйфельско-живетских отложений девона на территории Ромашкинского месторождения. Отчет по договору 23.079. Бугульма: ТатНИПИнефть, 1994. 104 с.
4. Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. Казань: Фэн АН РТ, 2013. 232 с.
5. Постников А.В., Попова Л.П. и др. Составление цифровой карты рифей-фанерозойского этапа переработки кристаллического фундамента в пределах Республики Татарстан масштаба 1:200 000. Казань, 2006. 241 с.
6. Степанов В.П., Баранов В.В. и др. Составление структурно-тектонической карты поверхности кристаллического фундамента Республики Татарстан. Казань: ТГРУ, 1994.
7. Степанов В.П., Тарасов Е.А. и др.

Составление тектонической карты территории Татарстана масштаба 1:200 000. Казань: ТГРУ, 1998. 113 с.
8. Технологии, которые отличают Isoline от других систем. Режим доступа: http://www.изолиния.рф
9. Ларочкина И.А., Лукьянова Р.Г. и др. Оценка перспектив нефтеносности отложений живетского яруса Ромашкинского месторождения, слабоизученных глубоким бурением. Труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения. Казань: Новое Знание, 1998. С. 133–135.
10. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Р.Н., Баратов А.Р. и др. Система оперативного мониторинга за деформациями в нефтедобывающих районах компании «Татнефть» в Татарстане с единым центром сбора и обработки сейсмологических и референсных спутниковых данных. V Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы геодезии и геоинформационных систем». Казань: ТГРУ, 2016. С. 25–32.

ENGLISH **GEOLOGY**

Fault block tectonics of the crystalline basement on the territory of Romashkinskoye field

UDC 551

Authors:
Guri A. Anisimov — senior researcher; ipen-anrt@mail.ru
Juri M. Arefiew — senior researcher
Evgeniya E. Andreeva — senior researcher; aee8277@rambler.ru
Lilia Z. Anisimova — researcher; anislz@mail.ru

Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

Abstract
The article represents the probabilistic detailed digital map of the surface of the crystalline basement (CB), obtained using convergence method from cap cement "upper limestone" by applying functionality of software system Isoline. As one of applications, the digital map is worth noticing, as it conforms to regional seismic data and set up using interim data of deep drilling. Foundation blocks are set off, basement high and current fault lines, which differ from previous, are also reflected in the article.

Materials and methods
Conversion of structural maps, digital simulation, involving GIS Isoline, domestic software product for oilmen and geologists.

Results
Using functionality of software systems Isoline GIS and MapInfo, probabilistic structural map of the roof of the CB became available.

Conclusions
The block structure of the CB, represented in the article, indirectly corresponds to the time-lapse data of geodynamic activity of Romashinskoye field. It is preferable to generalize G&G data, seismic information, deep drilling information in order to provide further specification of the structural plan of the CB, its block structure, swell-like selvages, selvages of fissility. This step supposes coordination with geological surveys of the company "Tatneft".

Keywords
Romashinskoye field,
the surface of the crystalline basement, cap cement "upper limestone", digital map, GIS Isoline, MapInfo GIS

References
1. Voytovich E.D., Luk'yanova R.G. *Istoriya opoiskovaniya, osobennosti strukturno-tektonicheskogo rayonirovaniya, sovremennoe stroenie i osnovnye etapy tektonicheskogo i paleotektonicheskogo razvitiya Tatarstana i sopredel'nykh territoriy* [The history of prospecting, special aspects of structural-tectonic zonation, existent building and the main stages of tectonic and paleotectonic development on the territory of Tatarstan and cross-border region]. Kazan, 2004, 296 p.
2. Larochkina I.A., Gatiyatullin N.S., Anan'ev V.V. *Tektonika kristallicheskogo fundamenta na territorii Tatarstana* [Tectonics of the crystalline basement in Tatarstan]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 1994, issue 1, pp. 15–18.
3. Larochkina I.A. and oth. *Perspektivy neftenosnosti eyfel'sko-zhivetskikh otlozheniy devona na territorii Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Oil potential of the Eifel-Givetian Devonian deposits on the territory of Romashkinskoye field]. Work report 23.079, Bugulma: Tatar Oil Research and Design Institute, 1994, 104 p.
4. Larochkina I.A. *Kontseptsiya sistemnogo geologicheskogo analiza pri poiskakh i razvedke mestorozhdeniy nefti na territorii Tatarstana* [A systematic analysis of the geological concept in prospecting and exploration of oil deposits on the territory of Tatarstan]. Kazan: *Fen AN RT*, 2013, 232 p.
5. Postnikov A.V., Popova L.P. and oth. *Sostavlenie tsifrovoy karty rifey-fanerozoyskogo etapa pererabotki kristallicheskogo fundamenta v predelakh Respubliki Tatarstan masshtaba 1:200 000* [Preparing digital maps Riphean-Phanerozoic stage processing of the crystalline basement in the Republic of Tatarstan in 1:200 000 scale]. Kazan, 2006, 241 p.
6. Stepanov V.P., Baranov V.V. and oth. *Sostavlenie strukturno-tektonicheskoy karty poverkhnosti kristallicheskogo fundamenta Respubliki Tatarstan* [Making structural-tectonic map of the surface of the crystalline basement of the Republic of Tatarstan]. Kazan, 1994.
7. Stepanov V.P., Tarasov E.A. and oth. *Sostavlenie tektonicheskoy karty territorii Tatarstana masshtaba 1:200 000* [Preparing of the tectonic map of the territory of Tatarstan, scale 1: 200 000]. Kazan: Tatar Geology and Prospecting Administration, 1998, 113 p.
8. *Tekhnologii, kotorye otlichayut Isoline ot drugikh sistem* [Technologies that differentiate Isoline from other systems]. Available at: http://www.изолиния.рф
9. Larochkina I.A., Luk'yanova R.G. and oth. *Otsenka perspektiv neftenosnosti otlozheniy zhivetskogo yarusa Romashkinskogo mestorozhdeniya, slaboizuchennykh glubokim bureniem* [Evaluation of oil potential sediments of zhivetskij layer on the territory of Romashkinskoe field, underexplored by deep drilling]. Materials of the Scientific and Research Conference, dedicated to the 50-th anniversary of the discovery of devonskaja oil of Romashkinskoye field. Kazan: *Novoe Znanie*, 1998, pp. 133–135.
10. Khisamov R.S., Gatiyatullin R.N., Baratov A.R. and oth. *Sistema operativnogo monitoringa za deformatsiyami v neftedobyvayushchikh rayonakh kompanii «Tatneft'» v Tatarstane s edinym tsentrom sbora i obrabotki seysmologicheskikh i referensnykh sputnikovykh dannykh* [The system operational monitoring of deformations in the oil producing areas of the company "Tatneft" in Tatarstan with a single seismic acquisition and processing center and the reference satellite data]. V International scientific-practical conference "Actual problems of geodesy and geoinformation systems", Kazan, 2016, pp. 25–32.

г. Ижевск, ул. Новосмирновская 23
тел: 8 800 250 83 55, +7 (3412) 566-516
info@z-magnum.ru, www.z-magnum.ru

МАГНУМ
ГРУППА КОМПАНИЙ

Группа компаний «Магнум» была основана специалистами, работающими в нефтегазовой отрасли с 2006 года. Объединение ряда предприятий в этой отрасли позволяет оказывать полный цикл работ от проектирования до пусконаладки циркуляционных систем и ёмкостного оборудования в кратчайшие сроки.

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Предназначены для бурения нефтегазовых скважин. Оборудование и комплектация циркуляционных систем могут различаться в зависимости от задач и требований наших заказчиков.

ВИБРАЦИОННЫЕ СИТА И СГУ

Доработанный аналог Китайского вибросита «KOSUN» из вибростойкой российской стали взрывозащищенного исполнения. Возможность использования кассет российского и американского производства. Наши вибросита и СГУ активно использует компания «IDS» при ЗБС.

ЕМКОСТИ ДЛЯ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ

В 2016 году было поставлено 70 емкостей для питьевой воды для подразделений «Роснефть».

БЛОКИ КОАГУЛЯЦИИ И ФЛОКУЛЯЦИИ

За 3 месяца были спроектированы и изготовлены БКФ для компаний «Татнефть» и «Роснефть» в количестве 15 штук.

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

БиРС · IDS GROUP · ИЖТОРМЕТАЛЛ · БАШНЕФТЬ · БЕЛОРУСНЕФТЬ · ТМС ГРУПП · РОСНЕФТЬ · TATNEFT · КРС

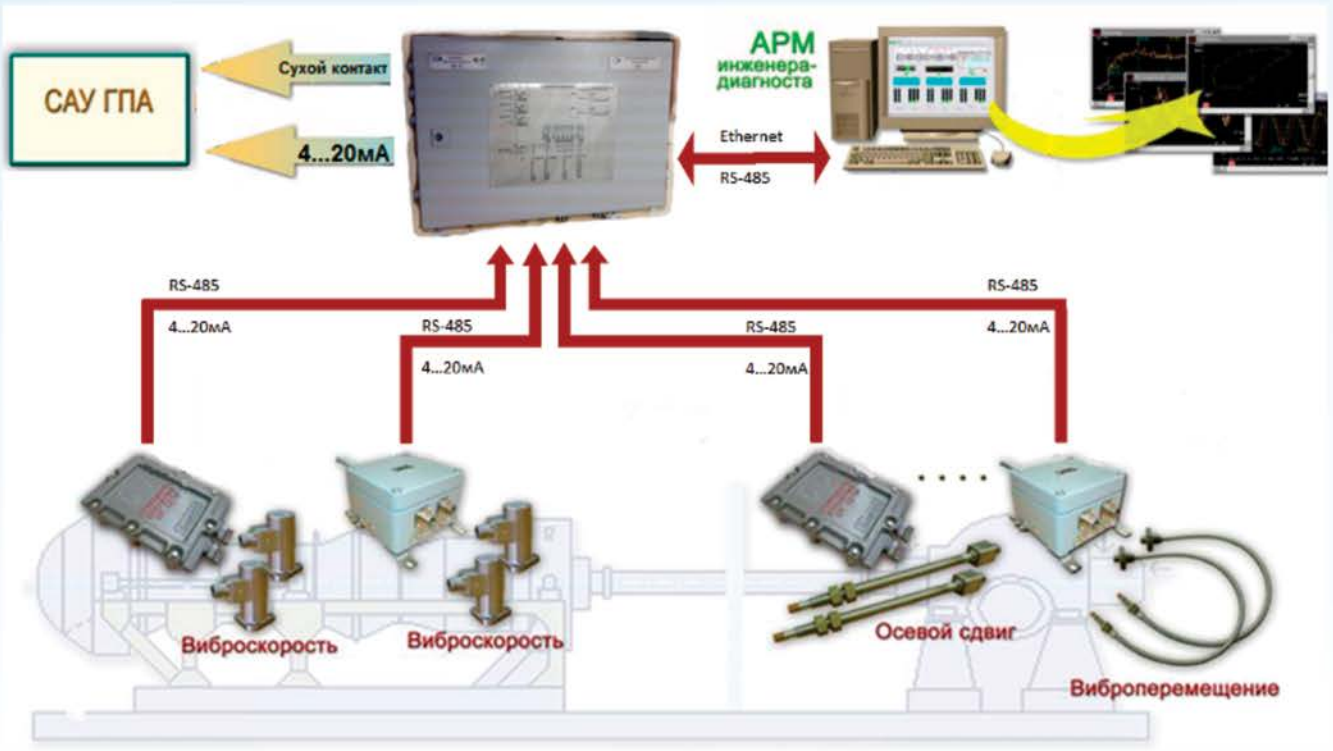
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ

- *БОЛЕЕ 3000 КВ. М. ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПЛОЩАДЕЙ НА 2 ГЕКТАРАХ ЗЕМЛИ*
- *СТАНОЧНЫЙ ПАРК, ВКЛЮЧАЯ СТАНКИ С ЧПУ (ДЛЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И ПЛАЗМЕННОЙ РЕЗКИ)*
- *ОТДЕЛ ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ: ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ И УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ, ИСПЫТАНИЕ НАЛИВОМ ЖИДКОСТИ*
- *КРАН-БАЛКИ, МОСТОВЫЙ КРАН 10 Т, СВАРОЧНЫЕ ПОСТЫ*
- *ВАЛЬЦЫ ТРЕХВАЛКОВЫЕ ЛИСТОЧГИБОЧНЫЕ ИВ-2222Б – 2 ШТ.*
- *КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ПЕРСОНАЛ – БОЛЕЕ 100 ЧЕЛОВЕК.*

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Комплексы виброконтрольные КВ-А



Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчики перемещения ДП-И

Датчики виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

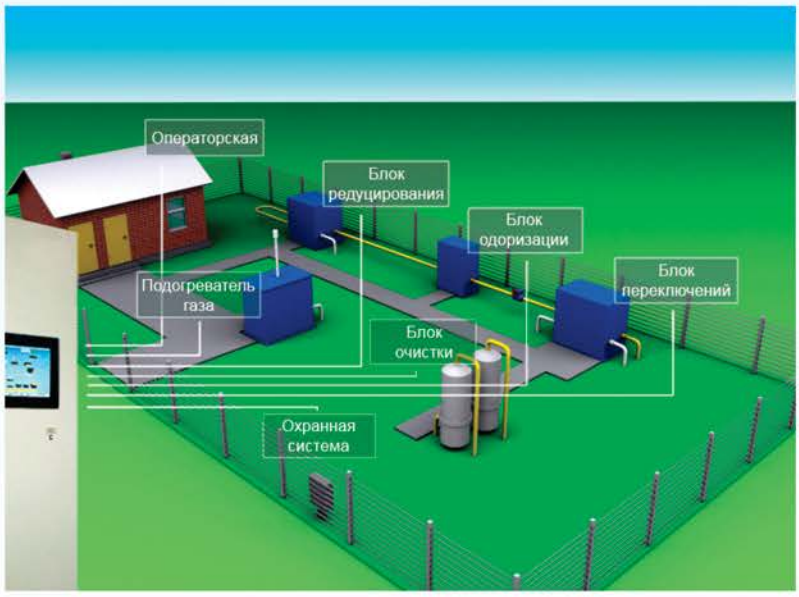
Аппаратура измерения вибрации ИВА-И, ИВА-М

Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

ООО «ЭНЕРГОГАЗПРИБОР»
Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий для ГРС КУРС-НГ ИЦФР.421451.020



Указатель уровня магнитный визуальный РУУ-М

Автоматическая система одоризации газа АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15

(блочное исполнение для любых типов ГРС)

Автоматическая система одоризации газа АСОГ ИЦФР.423314.001...-09

(на замену капельницы для любых типов ГРС)

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15
Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45
E-mail: ooovolgogaz@mail.ru

УДК 551

О восполняемости запасов углеводородов

И.В. Шевченко
к.г.-м.н., технический директор
ivshevch@dol.ru

Управляющая Компания «КорСарНефть», Москва, Россия

Существуют несколько распространённых обоснований в пользу возможной восполняемости запасов. Дискуссия на данную тему является крайне интересной, так как переплетается с другими фундаментальными вопросами, связанными с различными взглядами на развитие земной коры и планеты в целом, на происхождение нефти и воды, а также различными подходами к вопросам миграции нефти и формирования залежей и месторождений. Одним из краеугольных моментов данного обсуждения является принятие многими исследователями ключевой роли дегазации Земли, при одновременном широком различии взглядов на коренные причины глобальной дегазации и её последствий. В статье предлагается рассмотрение проблемы возможного восполнения запасов УВ на основе подбора критериев, позволяющих анализировать вероятность восполнения запасов в условиях различных нефтегазоносных бассейнов.

Материалы и методы
При подготовке статьи использованы различные публикации по нефтегазоносным бассейнам мира и своей собственной базой данных. На этой основе предложен вариант сравнения условий формирования месторождений УВ в нескольких крупнейших нефтегазоносных бассейнах мира и выработка подходов к анализу степени вероятности восполнения запасов нефти и газа в них.

Ключевые слова
восполняемость запасов УВ, перспективы нефтегазоносности, глубинный флюидопоток, глобальная дегазация Земли, водород

В последние годы в прессе появилось много материалов, прямо или косвенно упоминающих о возможной восполняемости запасов нефтегазовых месторождений [3, 4, 5, 13, 14, 16 и др.]. В большинстве публикаций концептуальным фактором в пользу восполняемости запасов является фактор, связанный с многообразием явлений, подтверждающих идеи глобальной дегазации Земли. Ещё Д.И. Менделеев выдвинул концепцию абиогенного происхождения УВ на основе глубинной реакции воды и карбида железа, с последующим движением метана к поверхности. На большие масштабы выделения глубинных ювенильных газов: углекислоты, азота, метана и гелия обращал внимание В.И. Вернадский. В дальнейшем, развитие теории дегазации Земли связано с именами П.Н. Кропоткина, А.Б. Ронова, В.А. Успенского, Г.И. Войтова, Дмитриевского [5], Б.М. Валяева [1]. В 80-х гг. американский исследователь Т. Голд [14, 15] выдвинул идею, связывающую метановую дегазацию мантии и земной коры с сейсмической активностью Земли. В 90-х гг., прошлого века В.Н. Ларин [7] сформулировал теорию гидридной Земли, построенной на доминирующем значении содержания водорода в ядре Земли и цикличной дегазации водорода ядра в мантию и кору.

Одним из частых аргументов в пользу восполняемости запасов является то, что фактическая аккумулированная добыча на целом ряде крупных месторождений нередко превышает прогнозируемый объём добычи и объём первоначально оценённых извлекаемых запасов.

Благоприятным фоном для обсуждения неисчерпаемости и восполнения УВ сырья, является сегодняшняя ситуация в нефтегазовой отрасли. Успешное проведение поисково-разведочных работ с применением новых технологий сейсморазведки и моделирования привели к открытию в 90-е и нулевые годы целого ряда крупных месторождений, особенно в морских условиях. Одновременно на суше произошёл технологический прорыв в увеличении КИН (коэффициента извлечения нефти) за счёт применения новейших технологий интенсификации работы пластов-коллекторов, а также за счёт активного вовлечения в процесс разработки месторождений с нетрадиционными запасами УВ, включая сланцевую нефть и газ, месторождений с низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов. Все эти успехи отрасли незамедлительно привели к превышению предложения над спросом на рынке нефти и газа, и в условиях целой серии финансовых и экономических кризисов повлияли на сегодняшние и прогнозируемые цены на УВ сырьё. Всё вышеперечисленное породило волну не совсем обоснованного, на наш взгляд, сверхоптимистического взгляда на перспективы обеспечения человеческой цивилизации УВ ресурсами. Следуя логике, можно просто ждать восполнения запасов на большинстве из уже открытых и эксплуатируемых месторождений. Однако кризисные времена в мировой экономике неизбежно пройдут, и новый рост объёмов производства рано или поздно исчерпает упомянутые выше технологические резервы отрасли и потребует новых идей и методов поиска и освоения УВ запасов.

Наши взгляды на существующую проблему можно сформулировать следующим образом:

1. Дегазация Земли является глобальным процессом, определяющим геологическое и биологическое развитие планеты, подтверждённым огромным количеством геологических, геохимических, геофизических и др. данных. Однако явным заблуждением является мнение о восполняемости запасов всех или большей части месторождений и залежей УВ. Один из основных аргументов о превышении величин фактически отобранных запасов, по отношению к начально оценённым запасам, является достаточно слабым аргументом, в связи с большими неопределённостями в методиках оценки и подсчёта запасов, особенно используемых несколько десятилетий назад.
2. Восполняемость, в тех случаях, когда она физически возможна, должна являться в значительной степени функцией времени, в большинстве случаев, несопоставимого с продолжительностью жизни человека. Хотя полностью не исключается существование уникальных зон относительно быстрого восполнения запасов.
3. Причины и механизмы восполняемости весьма сложны и индивидуальны в региональном, локальном плане, а также в плане глобальных и локальных структурно-тектонических, стратиграфических, литологических факторов.
4. Исходя из одновременного существования осадочно-миграционной теории происхождения углеводородов и различных вариантов глубинных неорганических теорий происхождения нефти и газа, очевидно, что залежи и месторождения, формирование которых связанно с глубинными флюидопотоками, имеют больше шансов на восполнение запасов УВ.
5. Варианты восполняемости нефтяных и газовых залежей будут существенно разниться между собой, в пользу газовых залежей. Формирование запасов гидратов является отдельным перспективным аспектом.
6. Должна существовать корреляция во времени и пространстве между бассейнами, месторождениями и залежами восполняемого типа и зонами дегазации Земли.
7. Перечисленные выше положения предполагают целесообразность районирования нефтегазоносных бассейнов относительно зон и сегментов коры, вовлечённых в дегазационные процессы Земли во времени и пространстве.

Несмотря на сплочённость большого количества исследователей в вопросе признания факта существования процессов

дегазации [1, 2, 5, 7, 8, 10, 11], единого мнения о механизмах и причинах дегазации в научной среде до сих пор нет. Однако многими исследователями признаётся тот факт, что продукты дегазации могут принимать активное участие в формировании скоплений углеводородов.

Различие взглядов на процессы дегазации, конечно, создает предпосылки для различных подходов и к поисково-разведочному процессу на нефть и газ. Кроме того, признание той или иной глобальной тектонической концепции вносит существенную разницу в понимание роли и масштабов дегазации в возможном восполнении запасов УВ. Например, в значительной степени, взаимоисключающие друг друга глобальная тектоника плит [3, 9, 12 и др.], и концепция гидридной расширяющейся Земли [7], будут предполагать совершенно разное рассмотрение роли дегазации, причин и механизмов появления в литосфере и атмосфере основных углеводородных элементов: водорода и углерода. Так же, по-разному, сторонниками той и другой концепций будет трактоваться роль, масштабы и механизмы полного или частичного круговорота углерода и водорода в верхних оболочках Земли.

Не вдаваясь в контексте данной статьи в детальное обсуждение вышеупомянутых очень важных различий, предлагается новый взгляд на классификацию нефтегазоносных бассейнов, исходя из региональной истории и динамики дегазационных процессов. А именно: новый формат рассмотрения перспективности как нефтегазоносных бассейнов и зон нефтегазонакопления (по критериям «восполняемый», «не восполняемый»), так и месторождений, и залежей, базирующийся на ранжировании по критерию восполняемости: невосполняемый, восполняемый и транзитный типы.

Основные положения и терминология

1. Характер процессов нефтегазообразования на континентах и в океанах имеет существенные различия и особенности.
2. Главная фаза нефтегазообразования определяется не только типом органического вещества, температурой и давлением, но, в первую очередь, характеристиками глубинного газового потока, в котором на больших глубинах изначально преобладает водород, а в дальнейшем — углекислота и метан. Кроме того, недооценённой является роль бактерий и других микроорганизмов в процессах формирования углеводородов.
3. Есть много подтверждений тому, что дегазация Земли циклична. По мнению автора, дегазация одновременно является цикличным и непрерывным процессом. Между крупными циклами дегазационный процесс происходит в менее интенсивном масштабе и режиме. Каждый цикл дегазации, а также «фоновая» или «вне-цикловая» дегазация, могут в различной степени влиять на формирование и восполнение УВ запасов бассейнов и отдельных залежей.
4. Крупные объекты или зоны в подкоровом пространстве верхней части мантии (или в «металлосфере») и в астеносфере, концентрирующие в себе аномальное количество продуктов дегазации Земли, должны получить свои терминологические наименования. Например, удачным является термин «тектоноген», предложенный В.Н. Лариным, в новом дегазационном контексте. Ранее данный термин использовался и другими исследователями: Haarman (1926), Hess (1958), Zapletal (1968), Щерба (1970) и др.
5. Нефтегазовые бассейны могут рассматриваться в новом ракурсе как восполняемые и невосполняемые, в зависимости от их вовлечения в процессы дегазации.
6. Залежи и месторождения могут классифицироваться как невосполняемые, восполняемые и транзитные.
7. С учётом таких терминов как зона нефтегазонакопления и зона генерации УВ, существует целесообразность введения дополнительных терминов, позволяющих осуществлять районирование поверхности планеты в плане процессов дегазации: зона дегазационного потока, зона дегазационного накопления УВ, зона палео-дегазационного потока, зона палео-дегазационнго накопления УВ.

Районирование по зонам дегазации

1. Для выработки среднесрочных и долгосрочных подходов к выбору приоритетных направлений поисково-разведочных работ на нефть, газ и воду, имеет смысл выделение на поверхности Земли различных типов дегазационных зон, на основе различных видов данных.
2. В первом приближении такие зоны будут делиться на континентальные, океанические и переходные.
3. Дегазационные зоны могут включать в себя зоны действующих тектоногенов (разных стадий развития), зоны рифтов и палеорифтов, зоны континентальных синеклиз и антеклиз, зоны предгорных прогибов и складчатых поясов, зоны дегенерации и переработки старой континентальной коры, зоны активных и пассивных континентальных окраин, зоны срединно-океанических хребтов, зоны островных дуг.
4. Конфигурация дегазационных зон необязательно может точно совпадать с тектоническими или географическими названиями и терминами; и может включать в себя тектонические, географические, геоморфологические и др. ориентационные признаки.
5. Границы таких зон должны уточняться с помощью детальной наземной газовой съёмки, включая водородную и гелиевую съёмку, космосъёмку для изучения морфологии рельефа континентов и океанов, зон образования гидратов, данных бурения скважин, наблюдения за неотектоническими событиями и др.
6. Перспективы нефтегазоносных (осадочных) бассейнов целесообразно анализировать с учётом принадлежности территории бассейна к той или иной Зоне дегазации или к территориям нескольких таких зон.

В предлагаемой версии таб. 1, отсутствуют критерии, связанные с историческими гидродинамическими данными по месторождениям отдельных нефтегазовых (НГ) бассейнов. Несмотря на сложность получения, такие данные будут накапливаться и учитываться в процессе анализа, так как они будут крайне полезны для оценки скорости возможного восполнения запасов отдельных месторождений и залежей.

Исходя из информации, приведённой в таб. 1, наиболее перспективными в плане восполнения запасов УВ выглядят бассейны Западной Сибири (северная часть),

Рис. 1 — Слева: разноразмерные дегазационные воронки на п-ве Ямал. Справа: зоны дегазации, остров Сахалин

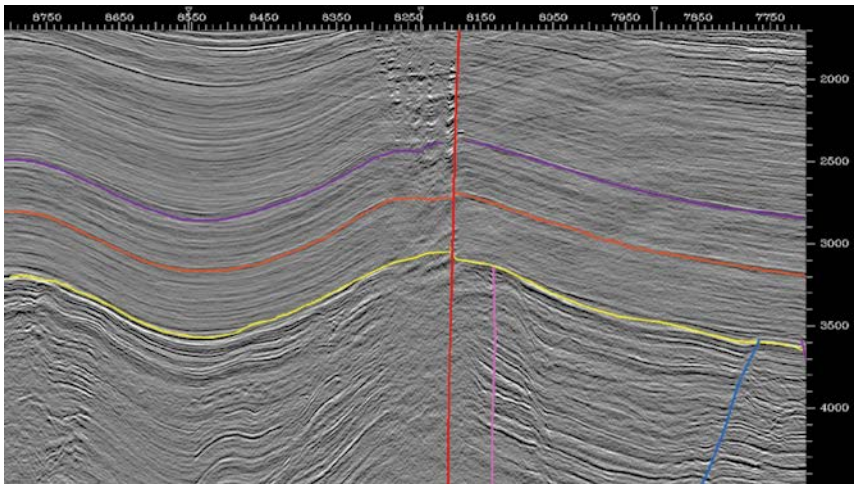


Рис. 2 — Зона газового сипа над каналом глубинного потока, осложнённая сквозным разрывным нарушением. Южный Каспий. (С разрешения компании Mitro International Ltd.)

бассейн Мексиканского залива и Южно-Каспийский бассейн. Эти территории и акватории отвечают наиболее благоприятному сочетанию критериев, позволяющих рассчитывать на восполнение запасов УВ. В этих бассейнах присутствуют многочисленные «свежие» морфологические признаки активной дегазации, как газовые, так и нефтяные многопластовые месторождения, имеющие широкий литолого-статиграфический диапазон нефтегазонасыщения.

Мексиканская и Южно-Каспийская впадины являются молодыми, до сих пор развивающимися тектоногенами, водородная дегазация в которых имеет действующий характер, что подтверждается наличием грязевого вулканизма, открытыми НГ проявлениями на поверхности. Выявлены залежи нефти и газа на большой и уникальной глубине залегания. В Каспийском море, Мексиканском заливе, Карском море и на его побережье обнаружены гидраты. Факторами, контролирующими глубинную дегазацию и миграцию глубинных флюидов и

Осадочный бассейн (название)	Время заложения	Структурно-теконический аспект	Морфологические признаки дегазации наличие гидратов, грязевый вулканизм	Продуктивные отложения
1. Маракаибский	Конец мезозоя	Бассейн действующего «тектоногена» впадина	Единичные кольцевые объекты и озёра округлого вида. Грязевые вулканы	Основной комплекс KZ-неоген (плиоцен, миоцен). Вторичные KZ-палеоген. Редкие: MZ (юра, мел)
2.Западно-Сибирский (Юг)	Палеозой — начало мезозоя. Активизация рифтогенеза в раннем триасе	Обширная зона разновозрастного фундамента с протерозойскими ядрами, раздробленного рифтогенными процессами основном раннетриасового возраста	Многочисленные кольцевые объекты и озёра округлого вида	Основной комплекс MZ-(верхняя юра, мел). Особенно сеноман Вторичные:J3-R1 баженовская свита Редкие: MZ-(J1)PZ – (T,D,S) кора выветривания)
3.Западно-Сибирский (Север)	Палеозой — начало мезозоя. Активизация рифтогенеза в раннем триасе	Обширная зона разновозрастного фундамента с протерозойскими ядрами, раздробленного рифтогенными процессами основном раннетриасового возраста	Многочисленные кольцевые объекты и озёра округлого вида. Гидраты	Основной комплекс MZ-(верхняя и средняя юра, мел). Особенно сеноман Вторичные: J3-R1 баженовская свита Редкие: MZ (J2, кора выветривания)
4. Мексиканский	Начало мезозоя	Бассейн действующего «тектоногена». Впадина	Кольцевые объекты на Мексиканском побережье и группы округлых озёр во Флориде. Гидраты. Грязевые вулканы	Основной комплекс KZ-неоген (плиоцен, миоцен). Вторичные: KZ- палеоген. Редкие: MZ (юра, мел)
5. Персидского залива	Кембрий и активизация в кайнозое	Бассейн активированного палео-рифта	Отдельные грязевые вулканы на Иранском побережье	Основной комплекс KZ-неоген (плиоцен, миоцен). Вторичные: KZ- палеоген, MZ (юра, мел) Редкие: PZ (Пермь, триас, пермь, ордовик, кембрий) Газовые месторождения Сауди, Катар (пермь) Газовые месторождения Иран (пермь, триас) Газовые месторождения Ирак (нижний палеозой, ордовик) Газовые месторождения Оман (кембрий)
6. Южно-Каспийский	Конец Мезозоя	Бассейн действующего «тектоногена» впадина	Развитый грязевый вулканизм на суше, газовые сипы в море. Гидраты	Основной комплекс KZ-Неоген (плиоцен, миоцен). Вторичные: KZ- палеоген. Редкие: MZ (юра, мел)

Таб. 1 — Пример классификации нефтегазоносных бассейнов восполняемого типа. Вероятность восполнения запасов УВ для каждого бассейна характеризуется условными категориями A, B, C, 0 в порядке убывания (начало таблицы)

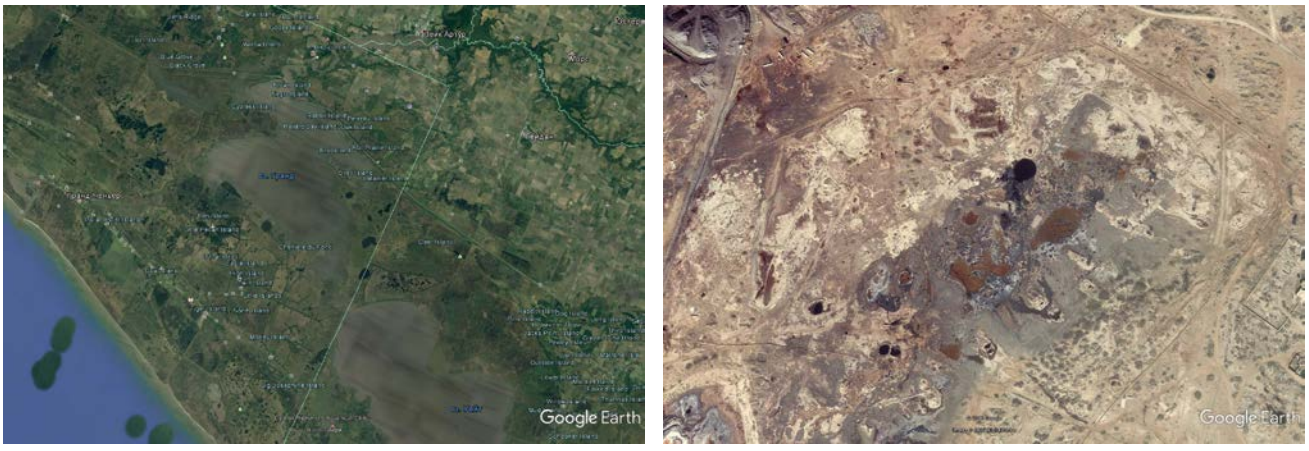


Рис. 3 — Слева: дегазационные округлые структуры на побережье Мексиканского залива. Справа: зона действующих и палео-грязевых вулканов. Челекенский п-ов. Южный Каспий. (Google Earth 2016)

Обрамляющие горные сооружения	Типы покрышек	Процесс седиментации сегодня	Нео-тектоническая активность	Процесс дегазации сегодня	Эндогенные факторы	Песпектив. на нефть и газ	Вероятность восполняемости A,B,C,0
Да	Глины и аргиллиты. В отдельных случаях, залежи запечатаны киром и асфальтом	Активный	Сильная	Средний	–	Нефть	Восполняемый С
Да, в западной части	Туронско-палеогенновая гинистая покрышка. Верхнеюрские глины	Средний	Слабая	Активный	Присутствуют	Нефть и газ	Восполняемый В
Да, в западной части	Туронско-палеогенновая покрышка. Верхнеюрские глины	Активный	Слабая	Активный	Присутствуют	Газ и нефть	Восполняемый А
Да	–	Активный	Средняя	Активный	–	Нефть и газ	Восполняемый А
Да	Миоцен-соленосно-глинистая свита Фарс (500 м), юрская соляная покрышка, верхнеюрская, ангидритовая покрышка хит Эвапоритвые покрышки газовых залежей верхняя пермь. Кембрийская соляная покрышка (Оман)	Слабый	Сильная	Слабый	–	Нефть и газ, газоконденсат	Восполняемый 0
Да	Глины и аргиллиты плиоцена и миоцена	Активный	Сильная	Активный	Присутствуют	Нефть и газ	Восполняемый В

Таб. 1 — Пример классификации нефтегазоносных бассейнов восполняемого типа. Вероятность восполнения запасов УВ для каждого бассейна характеризуется условными категориями А, В, С, 0 в порядке убывания

в той, и в другой впадине являются наличие разнонаправленных неотектонических движений, включая погружение в центральные части впадин и изостатическое воздымание в периферийных сегментах, а также большое разнообразие тектонических нарушений.

Разнородность, разновозрастность отдельных сегментов фундамента Западной Сибири [6], обрамляющих древние осколки протерозойской коры, наличие большого количества разрывных нарушений, все это, по-видимому, является фактором, стимулирующим поступление глубинных дегазационных потоков в осадочный чехол на огромной площади, в том числе, через грабенообразные раннетриасовые зоны растяжения.

Глубинные региональные исследования (сейсморазведка, гравиметрия, магниторазведка) в Западной Сибири [4], Южно-Каспийской мегавпадине и в Мексиканской впадине подтверждают наличие и влияние на дегазационные процессы эндогенных факторов, включая выявляемые некоторыми исследователями различные верхнемантийные и глубинные коровые аномалии, имеющие в отдельных случаях столбообразную и трубообразную форму, предположительно представляющие собой зоны разуплотнения и изменения структуры фундамента и зоны накопления агентов дегазации в подкоровых слоях.

Все три рассматриваемые выше мегабассейна и, одновременно, дегазационные зоны имеют непосредственное отношение к глобальным мезозойским процессам перестройки земной коры, с точки зрения мобилистов, связанных с раскрытием океанов и активизацией плитных перемещений. С точки зрения сторонников теории растущей Земли, с началом крупнейшего цикла водородно-углеродной дегазации и, соответственно, цикла роста Земли.

Для автора выглядит совершенно нелогичным взаимоисключение большим количеством исследователей органического или неорганического происхождения углеводородов, в то время как очевидно, что наличие углерода и водорода различного происхождения определяет разнообразие условий формирования, расположения и свойств залежей и месторождения нефти, и газа, а также характеристик самих УВ флюидов.

В связи с этим не только осадочный чехол, но и фундамент континентов и некоторые сегменты фундамента океанов, в случае наличия покрышек, также являются перспективными зонами поисков залежей углеводородов и водорода, с высокой степенью вероятности существования восполняемых залежей именно в зонах активной дегазации.

Действующие тектоногены, зоны активного рифтогенеза, зоны дегенерации и разрушения континентальной коры, в отдельных случаях, и сегменты молодой океанской коры находятся на разных стадиях своего развития, являются территориями наиболее интенсивной дегазации и позволяют прогнозировать открытие здесь «восполняемых» и «транзитных» залежей углеводородов при определённых уникальных геологических условиях. При этом диапазон разновидностей пород, являющихся покрышками, может быть расширен. Вышесказанное, никоим образом, не означает возможность восполняемости запасов всех бассейнов, месторождений и залежей.

Проблема поиска залежей или зон потока водорода является отдельной задачей. Водородные залежи или зоны потока могут существовать там, где почти отсутствуют условия быстрых и массовых химических реакций с водородом, который является крайне химически активным элементом. Наличие мощного осадочного чехла — отрицательный фактор для существования водорода в чистом виде, т.к. он быстро соединяется с кислородом, серой, углеродом и другими элементами. Поэтому основная зона поиска водородных скоплений — это литологические, стратиграфические ловушки на границе фундамента и осадочного чехла или переходного комплекса. Идеальными покрышками для таких залежей могли бы являться магматические покровы, различные надвиговые и поднадвиговые структуры, эвапориты и соли.

Понимание всех вышеперечисленных условий, в формате дегазационного районирования, позволит существенно усовершенствовать методологию поиска всех типов углеводородов и сформулировать новые поисковые задачи.

Итоги

Предлагается новый подход к районированию нефтегазоносных бассейнов в связи с их приуроченностью к той или иной активной или палео-зоне глубинной дегазации Земли, с целью определения перспективности нефтегазоносного бассейна, месторождений и залежей на предмет возможного восполнения запасов УВ.

Выводы

Предварительный анализ имеющейся геолого-геофизической информации по различным нефтегазоносным бассейнам мира, в формате концепции глобальной дегазации Земли, включая гипотезу гидридной Земли, позволяет выявить определённую связь между наличием определённых геолого-тектонических, морфологических и других признаков глобальной дегазации и особенностей определённых нефтегазоносных бассейнов в связи с перспективой и степенью вероятности восполнения в них УВ запасов. На этой основе возможен более детальный подбор и расширение количества критериев с целью выявления возможно восполняемых залежей и месторождений учёте таких данных в поисково-разведочном процессе.

Список литературы

1. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторожнений: теоретические аспекты и практическая значимость. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: Геос, 2006. С. 14–22.
2. Виноградов В.И. Изотопный состав элементов и проблема дегазации мантии и формирование газоводной оболочки Земли. Дегазация Земли и геотектоника. М.: Наука, 1980. С. 20–23.
3. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. 2008. №1. С. 56–64.
4. Гатаулин Р. М. Цилиндрические зоны коллапса – «газовые трубы» севера Западной Сибири. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. СПб.–М.: Геос, 2006.
5. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л, Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Lambert Academie Publishing, 2015.
6. Иванов К.С., Ерохин Ю.В. и др. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты // Литосфера. 2012. №4. С. 91–106.
7. Ларин В.Н. Наша Земля. М.: Агар, 2005. 248 с.
8. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов. Бюлл. МОИП. 1985. Е. 60, Вып. 6.
9. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. М.: МГУ, 2002. 506 с.
10. Шевченко И.В. Изучение перспектив нефтегазоносности Южного Каспия на основе новых представлений о геодинамическом развитии региона // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 4 (29). С. 9–17.
11. Шевченко И.В. Изучение распределения концентраций водорода в осадочном чехле юго-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 6 (45). С. 30–32.
12. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: МГУ, 2005. 560 с.
13. Cooke R. Oil fields are refilling... naturally - sometimes rapidly, Staff Writer - Newsday.com4-10-5.
14. Galimov E. M., Kamaleeva A. I. Source of hydrocarbons in the supergiant Romashkino oilfield (Tatarstan): Recharge from the crystalline basement or source sediments // Geokhimiya, 2015, issue 2, pp. 103–122.
15. Gold T., Soter S. The deep earth gas hypothesis // Scientific American, 1980, issue 242 (6), pp. 155–161.
16. Muslimov R. Kh. Replenishment of hydrocarbon resources in Tatarstan: doomed areas promise brighter prospects Geophysical Research Abstracts, 2005, Vol. 7, 01595.

Recruitment rate of hydrocarbon reserves

UDC 551

Author:
Igor V. Shevchenko — Ph.D., technical director; ivshevch@dol.ru

Management Company "Corsarneft", Moscow, Russian Federation

Abstract
There are some arguments in support of possible recruitment rate of hydrocarbon reserves. Discussion on the topic is very interesting because it is intertwined with other fundamental issues, concerned with different views on the development of the earth's crust and the planet as a whole, on the oil and water origin, as well as different approaches to oil migration and formation of hydrocarbon deposits. One of the key questions of the discussion is the key role of the Earth degassing — the point of view, accepted by most of researchers. But there are different opinions, concerning with root causes of the global degassing and its consequences. The author raises the possibility of recruitment rate of hydrocarbon reserves, based on the criteria of likelihood analysis.

Materials and methods
Preparing the article, the author used his own database and a variety of publications, concerning with oil and gas basins. Alternatively, the comparison of conditions of hydrocarbon accumulations in major oil and gas basins of the world, as well as the degree of possibility of recruitment rate of oil and gas reserves, is described in the article.

Results
The new approach of zoning oil and gas basins, due to their confinedness to the area or paleo-zone of the Earth degassing, in order to determine hydrocarbon prospectivity for possible recruitment rate of hydrocarbon reserves, is described in the article.

Conclusions
Preliminary review and analysis of available geological and geophysical information for various oil and gas basins of the world, taking into account the conceptual foundation of the Earth degassing, including hypothesis hydride Earth, reveals connection between some geological, tectonic, morphological and other global features of degassing; keeping in mind peculiarities of oil and gas basins and possible recruitment rate of hydrocarbon reserves. An execution plan and increasing of the number of criteria are possible based on the above mentioned materials in order to identify possible recruitment rate of hydrocarbon reserves, while exploration venture.

Keywords
recruitment rate of hydrocarbon reserves,
hydrocarbon prospects,
deep fluid flows,
global degassing of the Earth,
Hydrogen

References

1. Valyaev B.M. *Problema genezisa neftegazovykh mestorozhneniy: teoreticheskie aspekty i prakticheskaya znachimost'* [The problem of the genesis of oil and gas deposits: theoretical aspects and practical significance]. Genezs hydrocarbon fluids and deposits, Moscow: *Geos*, 2006, pp. 14–22.
2. Vinogradov V.I. *Izotopnyy sostav elementov i problema degazatsii mantii i formirovanie gazovodnoy obolochki Zemli* [The isotopic composition of elements and the problem of degassing mantle and formation of gas-water shell of the Earth]. *Degazatsiya Zemli i geotektonika*, Moscow.: *Nauka*, 1980, pp. 20–23.
3. Gavrilov V.P. *Vozmozhnye mekhanizmy estestvennogo vospolneniya zapasov na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh* [On possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields]. Oil and gas geology, 2008, issue 1, pp. 20–23.
4. Gataulin R. M. *Tsilindricheskie zony kollapsa – «gazovye truby» severa Zapadnoy Sibiri* [Cylindrical collapse zone - "gas pipes" north of Western Siberia]. Genesis of hydrocarbon fluids and deposits. Moscow: *Geos*, 2006.
5. Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L, Puanova S.A. *Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri — novyy etazh neftegazonosnosti* [Pre-Jurassic complex of West Siberia - a new horizon oil and gas potential]. Lambert Academie Publishing, 2015.
6. Ivanov K.S., Erokhin Yu.V. , i dr. *Novye dannye o stroenii fundamenta Zapadno-Sibirskoy plity* [New data on the structure of the West-Siberian Platform basement]. *Litosfera*, 2012, issue 4, pp. 91–106.
7. Larin V.N. *Nasha Zemlya* [Our Earth]. Moscow: *Agar*, 2005, 248 p.
8. Kropotkin P.N. *Degazatsiya Zemli i proiskhozhdenie uglevodorodov* [Degassing of the Earth and the origin of the hydrocarbons]. Bulletin MOIP, 1985, Vol. 60, issue 6.
9. Sorokhtin O.G., Ushakov S.A. *Razvitie Zemli* [Earth Development]. Moscow: *MGU*, 2002, 506 p.
10. Shevchenko I.V. *Izuchenie perspektiv neftegazonosnosti Yuzhnogo Kaspiya na osnove novykh predstavleniy o geodinamicheskom razvitii regiona* [The South Caspian oil and gas perspectives study based on new conception of the regional geodynamic development]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 4 (29), pp. 9–17.
11. Shevchenko I.V. *Izuchenie raspredeleniya kontsentratsiy vodoroda v osadochnom chekhle yugo-zapadnoy chasti Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [The study of the hydrogen concentration structure in the sedimentary cover of the south-western part of the Volga-Ural oil and gas province]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 6 (45), pp. 30–32.
12. Khain V.E., Lomize M.G. *Geotektonika s osnovami geodinamiki* [Geotectonics with the basics of Geodynamics]. Moscow: *MGU*, 2005, 560 p.
13. Cooke R. Oil fields are refilling... naturally - sometimes rapidly, Staff Writer - Newsday.com4-10-5.
14. Galimov E. M., Kamaleeva A. I. Source of hydrocarbons in the supergiant Romashkino oilfield (Tatarstan): Recharge from the crystalline basement or source sediments // Geokhimiya, 2015, issue 2, pp. 103–122.
15. Gold T., Soter S. The deep earth gas hypothesis // Scientific American, 1980, issue 242 (6), pp. 155–161.
16. Muslimov R. Kh. Replenishment of hydrocarbon resources in Tatarstan: doomed areas promise brighter prospects Geophysical Research Abstracts, 2005, Vol. 7, 01595.

БМРЗ-150

Оптимальное решение для распределительных сетей

Общие сведения

Устройства серии БМРЗ-150 предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики различных присоединений напряжением 6-35 кВ. Устройства серии БМРЗ-150 относятся к семейству компактных устройств БМРЗ, которые могут быть установлены в местах с ограниченным пространством.

Устройства обладают высокой надежностью, имеют обширные функциональные возможности, высокотехнологичные программные и аппаратные средства. Это делает устройства серии БМРЗ-150 эффективным решением для реализации самых сложных решений с максимальной гибкостью и удобством.

Единое для всех устройств НТЦ «Механотроника» программное обеспечение «Конфигуратор-МТ» имеет графический редактор логики, библиотеку функций, пусковых органов и логических элементов, позволяя адаптировать блок под самые разные условия на объекте.

МЭК 61850

Аппаратная унификация

Единое ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики

Сертификат соответствия International Users Group IEC 61850 Edition 2

ООО «НТЦ «Механотроника» более 25 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих и создает новые устройства и решения, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**
www.mtrele.ru

УДК 551

Идентификация типа пластового флюида по результатам интерпретации гидродинамических исследований разведочных скважин

А.Г. Козубовский
гл. специалист управления промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин[1]
KozubovskiiAG@tmn.lukoil.com

Т.В. Кузьмина
зав. лабораторией анализа, планирования и мониторинга отдела гидродинамических исследований скважин[1]
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

А.Д. Ефимов
начальник управления промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин[1]
EfimovAD@tmn.lukoil.com

Д.Г. Фатеев
зав. лабораторией анализа разработки ачимовских залежей[2]
fateev@tngg.ru

[1]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
[2]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Росиия

В работе рассмотрена процедура идентификации типа пластового флюида при анализе кривых восстановления давления, интерпретированных по алгоритму композитной модели. Использовать процедуру предполагается для оперативной оценки типа пластового флюида на стадии поисково-разведочных работ.

Материалы и методы
Авторами, посредством моделирования композитных пластов, охарактеризованных двумя зонами с различными свойствами пластового флюида, выявлена взаимосвязь между соотношением уклонов m_2/m_1 (Slope Ratio) соответствующих прямолинейных участков на кривой восстановления забойного давления во времени (КВД) и параметром M/D (Specific Storage Ratio, $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$). Итоговый объем интерпретационных моделей составил 54 варианта.

Ключевые слова
газогидродинамические исследования, оценка типа флюида, композитная модель, интерпретация ГДИ, давление насыщения

По мере смещения акцентов поиска перспективных в плане нефтегазонасыщения объектов на глубине свыше 3500 м, в открываемых залежах возрастает доля низко проницаемых коллекторов, насыщенных флюидами с высокой концентрацией: с одной стороны, жидких углеводородов группы C_{5+} для газоконденсатных систем и, с другой —летучих, для нефтяных. В области повышенных пластовых давлений и температур для данных флюидов их физико-химические свойства сближаются, происходит нивелирование различий между ними [1, 2, 3 и др]. Отмеченное обстоятельство является источником неопределенности в оценках фазового состояния и поведения таких природных углеводородных газожидкостных композиций.

При подготовке исходной информации о свойствах пластовых флюидов на этапе разведки месторождений в научно-производственной практике широко используется накопленный на сегодняшний день отечественный и зарубежный опыт применения методов диагностирования вида насыщения залежей [4, 5, 9 и др].

Рассматриваемые методы достаточно хорошо зарекомендовали себя для условий залегания залежей до глубин 3500 м. На больших глубинах, различия в свойствах нефти и газоконденсатных систем становятся менее явными, вследствие чего получение однозначной оценки отличия углеводородов по их фазовому состоянию применяемыми традиционными приемами распознавания типа флюида представляется весьма проблематичным.

Нефтяные системы с высоким газосодержанием в отечественной практике принято называть нефтями «переходного состояния» [10]. Зарубежными аналогами данной формулировки являются такие определения как «летучая нефть» [6] или «около критическая» нефть [7]. Газоконденсатные системы, в которых увеличение доли C_{5+} ведет к снижению давления начала конденсации, специалистами идентифицируются тоже как «околокритические» [1].

Используемая терминология обусловлена фактом существования рассматриваемых углеводородных композиций в области переходной зоны между жидкостью и газом в непосредственной близости от критической точки на P-T диаграмме.

Данная особенность фазового поведения существенным образом влияет на режим фильтрации газожидкостной смеси в пористой среде. Состояние же флюида в пласте и на забое, в свою очередь, в значительной степени определяет степень кондиционности отбираемых проб.

При опробовании высокопористых и высокопроницаемых коллекторов существует возможность использовать запас недонасыщенности систем и производить работы в диапазоне давлений, позволяющих сохранять флюид в однофазном состоянии.

В этом случае для «летучей» нефти отбор глубинных образцов без проблем производится непосредственно у перфорированного интервала.

В недонасыщенных газоконденсатных пластах, для условий превышения забойного давления ($P_{заб}$) над давлением начала конденсации ($P_{н.к}$), флюид в ствол скважины поступает тоже в гомогенном, газовом состоянии. В процессе подъема газожидкостной смеси по лифтовым трубам давление в них может снизиться ниже давления в точке росы. Поэтому к скорости восходящего потока газа у «башмака» НКТ предъявляется дополнительное требование — она должна быть не менее критической величины $V_{кр}$, при которой обеспечивается полный и равномерный вынос из скважины капельной жидкости [8].

Совершенно иная ситуация имеет место при испытании объектов с околокритическими флюидами в условиях их непредельного или предельного насыщения в низко проницаемых резервуарах.

В разведочных скважинах для достоверной коммерческой оценки потенциальных возможностей открытых залежей в части добычи из них нефти или газа стремятся получать устойчивые промышленные дебиты углеводородов, насыщающих пористую среду. В коллекторах с низкими фильтрационными характеристиками достичь этого возможно только при создании высоких депрессий на пласт. При этом на момент проведения газогидродинамических исследований вблизи ствола скважины уже может иметь место область с давлением, меньшим давления фазового перехода, сформированная на стадии вызова притока из объекта опробования. Комплекс технологических операций по отработке скважины на режимах в процессе исследований, реализуемый при условии $P_{заб}<P_{ф.п}$ способствует расширению указанной области, в которой присутствует одновременная фильтрация газа и жидкости. Данный факт представляет собой источник серьёзных отклонений в определяемых по отобранным пробам флюида соотношений «газ-нефть», как в меньшую, так и в большую сторону от их истинных значений.

Искажение состава отбираемого пластового флюида, а, следовательно, и его свойств, начинает происходить уже в прискважинной области коллектора и продолжается в стволе скважины и наземных коммуникациях. Как следствие, извлекаемая на поверхность углеводородная газожидкостная композиция имеет смещенные оценки физико-химических характеристик по отношению к их естественным значениям.

Поскольку неоднозначность определений свойств анализируемой пробы смеси предопределяет неоднозначность выводов о типе флюида, то для данной цели, на наш взгляд, целесообразным и привлекательным видится использование таких методов, которые позволяли бы осуществлять подобные оценки без привлечения информации о соответствующих параметрах жидкостей и газов.

Существенным потенциалом для решения проблемы в такой постановке обладают методы зондирования пласта гидродинамическими исследованиями (ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации. Суть зондирования сводится к возмущению стационарного состояния пласта и изучению реакции пласта на это возмущение. Характер изменения давления во времени отражается в виде кривых восстановления давления (КВД).

В процедуре идентификации типа флюида предлагается исходить из факта отличия отклика давления на изменение стационарного состояния пластовой системы в условиях фильтрации газоконденсатной смеси от аналогичного параметра для случая движения в пористой среде летучей нефти.

Различие обусловлено появлением латеральной специфики характера насыщения коллектора по фазе, в состоянии которой флюид находится при начальных термобарических условиях существования залежи. Например, если взять за основу сравнения жидкую фазу нефтяной залежи, S_o, то распределение насыщенности по ней, в зависимости от расстояния до стенки забоя скважины будет противоположно в тенденциях изменения (увеличение, уменьшение) в сравнении с подобным профилем S_o для условий газоконденсатного пласта. То же самое справедливо и для газовой фазы.

Такое проявление изменения термодинамического состояния пластовых систем в процессе притока многокомпонентной углеводородной смеси к скважине в режиме, когда пластовое давление в зоне фильтрации ниже давления фазового перехода подтверждено многочисленными исследованиями как отечественных, так и зарубежных специалистов (рис. 1) [11, 12, 13 и др].

Из рис. 1 следует, что за время отбора углеводородного сырья из скважины, для анализируемых условий притока, вокруг нее, как уже было отмечено ранее, формируются области с различным насыщением и различными свойствами флюидов. В настоящее время интерпретация ГДИ для таких случаев предусматривает привлечение достаточно эффективных аналитических решений, которые принято называть композитными (составными) моделями [16].

При моделировании композитной системы предполагается, что в пределах каждой области свойства флюида остаются постоянными, но резко меняются на поверхности раздела. По результатам интерпретации, оценивается соотношение подвижностей M и соотношение коэффициентов пьезопроводности D [16].

$$M=(k/\mu)_1(k/\mu)_2 \quad (1)$$

где, k — проницаемость; μ — вязкость; ct — сжимаемость; $\varnothing$ — пористость; $1,2,\ldots n$ — индексы выделенных зон.

$$D=(k/\varnothing\mu c_t)_1/=(k/\varnothing\mu c_t)_2 \quad (2)$$

$$M/D= (\varnothing\mu c)_1/ (\varnothing\mu c)_2 \quad (3)$$

Из выражения 3 видно, что объединение параметров M и D в виде комплекса M/D представляет собой меру различия в упругоемкости пластовой системы в смежных зонах, в рассматриваемом случае 1 и 2. При равенстве комплекса единице и неизменности k, μ, $\varnothing$, расхождения в свойствах отсутствуют, так как флюид находится в однофазном состоянии.

В условиях совместной фильтрации жидкости и газа к забою скважины, после ее остановки импульс возмущения давления последовательно проходит через области с изменяющимся соотношением сосуществующих в пористой среде фаз. Для анализируемых профилей насыщенности (рис. 1), исходя из очевидных физических представлений, можно полагать, что применительно к нефти, комплекс M/D должен быть больше единицы, в отношении газоконденсатных систем, справедливо противоположное утверждение.

Интерпретация КВД подразумевает обязательное использование в расчетах значений свойств коллектора и физико-химических характеристик, насыщающих пористую среду углеводородов. Поэтому результаты вычислений таких комплексных параметров, как гидропороводность и пьезопроводность, а, следовательно, и M/D, будут обусловлены указанными показателями, что естественно. В рассматриваемой ситуации интерпретатор изначально попросту не располагает сведениями о типе флюида, и, следовательно, не может аргументированно привлекать численные определения его свойств для производства соответствующих оценок.

Не позволяет однозначно распознавать характерные признаки для решения проблемы и визуальная диагностика КВД, хотя сопоставление рассчитанных по композитным моделям гипотетических кривых для газоконденсатных и нефтяных систем дает основание утверждать, что их конфигурация в нюансах различна. Однако, в силу того, что уровень и интенсивность различия зависит от конкретных характеристик флюида и емкостной среды в системе «пласт-скважина» на момент проведения исследований, данный фактор проявляет себя в самом широком диапазоне возможных форм и значений, от рельефного выражения до полного отсутствия. В результате, в практической деятельности, когда интерпретатор, по понятным причинам, располагает только кривой одного вида, без базы сравнения, сделать однозначное и убедительное заключение о типе залежи исходя лишь из формы КВД (или формы ее производной) не представляется возможным, особенно для условий низкопроницаемых коллекторов. Иллюстрация подобного случая представлена на рис. 2.

Суть рассмотренных выше обстоятельств определяет конкретизацию требований к критерию идентификации типа флюида, оцениваемому по данным исследований нестационарной фильтрации. На наш взгляд, они должны отражать следующие обязательные атрибуты:

- численное значение критерия;
- вычисление критерия на основе показателей, характеризующих специфику изменения забойного давления во времени в закрытой скважине без использования информации о свойствах флюида: плотности, вязкости, газовом факторе, объемном коэффициенте и т.д.

Для реализации обозначенного подхода к решению рассматриваемой проблемы, в качестве основы предлагается использовать представленные в работе [14] результаты анализа кривых падения давления в водо- и газо- нагнетательных скважинах. Авторами, посредством моделирования композитных пластов, охарактеризованных двумя зонами с различными свойствами флюида, выявлена взаимосвязь между соотношением уклонов m_2/m_1 [по источнику Slope Ratio] соответствующих прямолинейных участков на кривой изменения забойного давления во времени и параметром M/D [по источнику Specific Storage Ratio, $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$]. Расчеты выполнены в широком диапазоне изменения параметра M [по источнику Mobility Ratio].

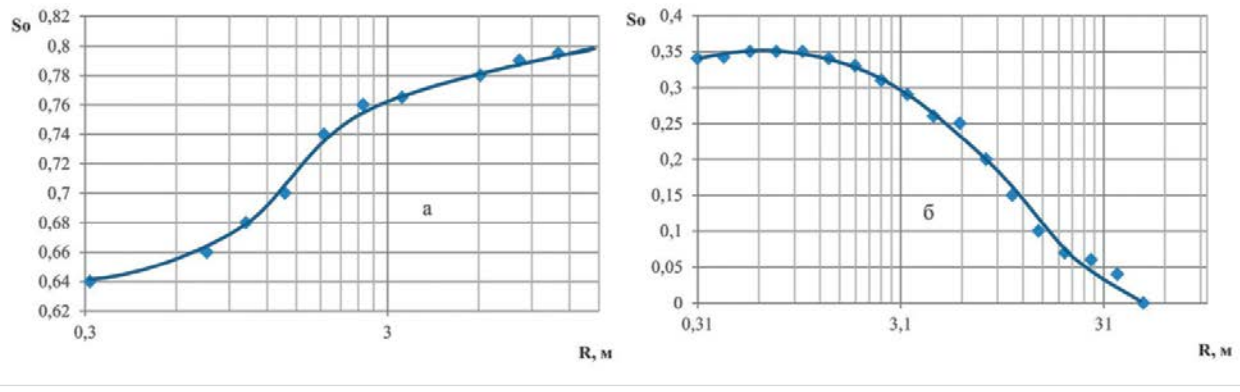


Рис. 1 – Профили насыщенности а) нефть, б) конденсат

Полученная связь m_2/m_1 – $f[(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2]$ представляет собой совокупность кривых, ранжированных по величине значения комплекса Mobility Ratio в интервале его изменения от 0,5 до 10.

С целью адаптации данного алгоритма к анализируемым условиям, для скважин, осуществляющих добычу флюидов околокритического состояния, была сформирована исходная выборка из численных интерпретационных моделей процесса исследования двухзонных композитных пластов методом восстановления давления. Изучалась возможность применимости подобной схемы вычислений для ситуаций, когда зональная неоднородность характеристик флюидальных систем обусловлена проявлением фазовых превращений в них при фильтрации к забою скважин.

Все расчеты выполнены в программном комплексе Saphir для условий скважины, расположенной в центре идеализированной круглой залежи. По высоте залежи модель представлена эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта.

В процессе моделирования осуществлялась имитация эксплуатации скважины по следующей схеме:

- режим отбора пластового флюида при забойных давлениях ниже давления фазового перехода;
- закрытие скважины на КВД.

Дифференциация ФЕС коллектора и физико-химических свойств флюидов контролировались набором из шести факторов. При этом каждый фактор задавался в виде трех уровней вариации его значений.

Для объектов с нефтяным насыщением в качестве влияющих факторов были определены следующие переменные:

X_1 — степень недонасыщенности системы при диапазонах заданного изменения на каждом из трех уровней: $0.7 \le x_1^1 \le 0.8$, $0.81 < x_1^2 \le 0.9$ и $0.91 < x_1^3 \le 1$;

X_2 — проницаемость, мД: $2 \le x_2^1 \le 5$, $5.1 \le x_2^2 \le 10$ и $11 \le x_2^3 \le 15$;

X_3 — газовый фактор, м³/м³: $500 \le x_3^1 \le 700$, $701 \le x_3^2 \le 900$ и $901 \le x_3^2 \le 1200$;

X_4 — пористость, д.е.: $0.12 \le x_4^1 \le 0.14$, $0.141 \le x_4^2 \le 0.15$ и $0.151 \le x_4^3 \le 0.16$;

X_5 — критическая насыщенность по газу, д.е.: $0 \le x_5^1 \le 0.1$, $0.11 \le x_5^2 \le 0.2$ и $0.21 \le x_5^{-3} \le 0.25$;

X_6 — эффективная нефтенасыщенная толщина, м: $2 \le x_6^1 \le 4$, $4.1 \le x_6^2 \le 8$ и $8.1 \le x_6^3 \le 15$.

Для объектов с газоконденсатным насыщением факторы X_2, X_4, X_6 оставлены без изменений. Факторы X_1, X_3 и X_5 трансформированы и закреплены в следующем виде:

X_1 — давление начала конденсации, МПа: $25.0 \le x_1^1 \le 30.0$, $30.1 < x_1^2 \le 35.0$ и $35.1 < x_1^3 \le 40.0$;

X_3 — потенциальное содержание углеводородов группы C_{5+} в пластовой смеси, г/м³: $400 \le x_2^1 \le 600$, $601 \le x_2^2 \le 800$ и $801 \le x_2^3 \le 1100$;

X_5 — критическая насыщенность по конденсату, д.е.: $0 \le x_5^1 \le 0.15$, $0.151 \le x_5^2 \le 0.25$ и $0.251 \le x_5^3 \le 0.35$.

Выполняемый анализ представляет собой многофакторное исследование. Для осуществления полномасштабного факторного эксперимента при заявленном количестве факторов (6) и уровней их изменения (3) необходимо исполнить по 729 (3^6) вариантов вычислений для каждого типа флюида и, следовательно, всего 1458. Практическое создание такого объема моделей, возможно, но нецелесообразно, так как сопряжено со значительными временными и ресурсными затратами. В таких ситуациях прибегают к использованию приемов, позволяющих сократить число возможных сочетаний получаемых выходных оценок. Одним из них является метод рационального планирования экспериментов. Особенность метода состоит в том, что на основе минимального числа опытов выявляют общие закономерности в пределах заданного изменения каждого фактора. Достигается это тем, что каждый эксперимент отличается от остальных неповторяющимся сочетанием выбранных параметров. При числе факторов более двух, широкое применение получил метод комбинационного квадрата, который и был использован авторами. Составленный для данных конкретных условий квадрат, представлен на рис. 3. Он сформирован таким образом, чтобы ни в одной строке и ни в одном столбце не было повторных сочетаний. Проведение вычислений в соответствии с комбинациями исходных переменных в закрашенных клетках обеспечивает выполнение минимизации расчетов. Как видно из рис. 3, для одного квадрата таких клеток 27, следовательно, итоговый объем интерпретационных моделей составит 54 варианта вместо 1458.

При проведении расчетов, в качестве выходных параметров фиксировались значения комплексов M, D и их отношение, т.е. M/D. Кроме этого, на сгенерированных кривых восстановления давления, в полулогарифмических координатах «$P_{заб}$-ln (безразмерное время суперпозиции, t)» выделялись прямолинейные участки, характеризующие гидропроводности внешней и внутренней зон коллектора с различными свойствам флюидов и оценивались уклоны этих участков, соответственно m_2 и m_1.

Реализация вычислений позволила сформулировать следующие выводы:

- изменение параметра M установлено в диапазоне от 1,0 до 0,542 при средневзвешенном значении 0,78. Для используемых значений проницаемости и пористости такой уровень комплекса Mobility Ratio представляется естественным;
- вариация величин отношения $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$ выявлена в интервале от 6,5 до 0,3;
- для всех объектов с газоконденсатным насыщением, численное выражение параметра Specific Storage Ratio меньше единицы. Для всех объектов с нефтяным насыщением, наоборот, больше единицы;
- в пределах области установленных оценок параметров M и D между переменными m_2/m_1 и $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$ существует корреляционная зависимость, аналогичная, представленной в работе [14]. Графическая иллюстрация полученной зависимости демонстрируется рис. 4.

Оценка соответствия модельных расчетов реальным фактическим измерениям производилась посредством процедуры экзаменационного тестирования. В результате вычислений определялись фактические численные значения m_2/m_1 и $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$ с последующим нанесением их соотношения в виде точки на график, рис. 4. Точки, полученные таким образом, помечены круглым, желтым маркером. Из рис. 4 видно, что результаты интерпретации конкретных КВД не противоречат корреляции между признаками m_2/m_1 и $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$, а находятся в степени существенной согласованности с ней. Совокупность количественных оценок связи между m_2/m_1 и $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$ описывается нелинейным уравнением парной регрессии вида:

$$y = -a\ln(x) + b \qquad (4)$$

где, a, b — параметры кривой.

Коэффициент детерминации, равный 0,92 при уровне вероятности 95%, позволяет воспринимать его как статистически значимое. Отмеченный факт рассматривается авторами в качестве аргумента в пользу того, что выявленная зависимость может служить инструментом для идентификации типа флюида по данным исследований на нестационарных режимах фильтрации.

Озвученное утверждение поясним примером исследования объекта испытания в конкретной поисково-разведочной скважине одного из месторождений Севера Тюменской области.

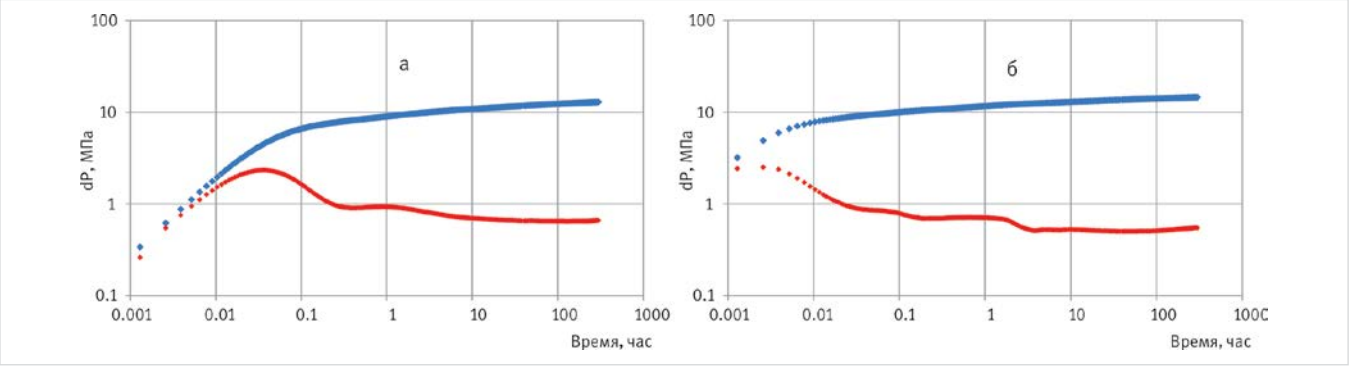


Рис. 2 — Диагностическая модель реальных скважин: а) нефтяная, б) газоконденсатная

По данным ГИС, в интервале опробования пористость изменяется от 16 до 14%, проницаемость варьирует от 12 до 8 мД. Характер насыщения оценивается как «продукт». Определениями фильтрационно-емкостных свойств на керне зафиксированы значения пористости в диапазоне от 12 до 9% и проницаемости от 3,5 до 0,5 мД соответственно.

После перфорации пласта производилось освоение скважины в течение 220 ч. Газодинамические исследования на стационарных режимах фильтрации и промысловые исследования при эксплуатации скважины через сепаратор осуществлялись за временной интервал, равный 250 ч. Время закрытия скважины на КВД составило 100 ч.

В процессе исследовательских работ произведены замеры пластового давления и температуры. Пластовое давление соответствует гидростатическому.

Дифференциация удельных выходов насыщенной углеводородной жидкости выявлена в пределах от 1200 см^3/м^3 до 850 см^3/м^3 при изменении забойных давлений от 17 до 21 МПа. Плотность стабильной жидкой углеводородной фазы равна 770–780 кг/м^3.

Полученные результаты, на наш взгляд, представляются неоднозначными с точки зрения идентификации типа пластового флюида, поскольку не характерны для классических газоконденсатных или нефтяных систем.

В такой ситуации можно использовать возможности предлагаемого метода. На рис. 5 представлена зарегистрированная на забое кривая восстановления давления. Из рис. 5 видно, что время записи КВД оказалось достаточным для того, чтобы на кривой отразились линейные участки, характеризующие свойства насыщенного коллектора в околоскважинной (внутренней, 1) и удаленной (внешней, 2) области пласта. Отношение уклонов m_2/m_1 составило 0,546.

Используя рис. 4 или уравнение 4, нетрудно оценить значение комплекса $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$, которое оказалось равным 0,28.

Полученный результат позволяет сделать вывод о том, что испытываемый объект по характеру насыщения является газоконденсатным. Данное заключение, на наш взгляд, можно использовать в качестве дополнительного, весомого довода для повышения однозначности принимаемого решения о типе пластового флюида.

Итоги

Предложенная методика подтвердила свою эффективность посредством процедуры экзаменационного тестирования соответствия модельных расчетов реальным фактическим измерениям (КВД). Совокупность количественных оценок связи между исследуемыми параметрами описывается нелинейным уравнением парной регрессии

Выводы

1. В основе вывода о типе флюида лежит косвенная оценка упругих характеристик газожидкостной системы в области проявления фазовых превращений, произошедших в ней именно в пористой среде, а не на забое в процессе выполнения скважинных работ;
2. Для получения соответствующих оценок не требуются сведений о физико-химических свойствах пластового флюида;
3. Оперативность поступления предварительных заключений, позволяет более рационально и предметно планировать последующий комплекс технологических мероприятий на скважине с целью выявления истинных параметров пластовой смеси.
4. Обозначенные выводы справедливы для терригенных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами не осложненных наличием газовых «шапок» (нефтяных оторочек), естественной или техногенной трещиноватостью в диапазоне изменения моделируемых параметров: проницаемости, пористости, насыщенности и т.д.

Список литературы

1. Гриценко А.И., Юшкин В.В., Островская Т.Д. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.
2. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов // Геология нефти и газа. 2006. № 2. С. 55–60.
3. Тихомиров В.И. Распознавание типа флюидов по составу н-алканов // Геология нефти и газа. 1991. №8. С. 20–23.
4. Брусиловский А.И. Нугаева А.Н., Хватова И.Е. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов// Газовая промышленность. 2009. № 13. С. 13–18.
5. Лапшин В.И., Волков А.Н., Кульков А.Н., Константинов А.А. К вопросу классификации пластовых флюидов нефтегазоконденсатных залежей // Вести газовой науки. 2014. №2 (18). С. 113–119.
6. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть. Газ и нефтехимия за рубежом. 1979. №4. С. 21–32.
7. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems. JPT. 1986. 715 p.
8. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин, часть 2.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Салманов Ф.К., Нестеров И.И. и др. Методическое руководство для прогнозирования

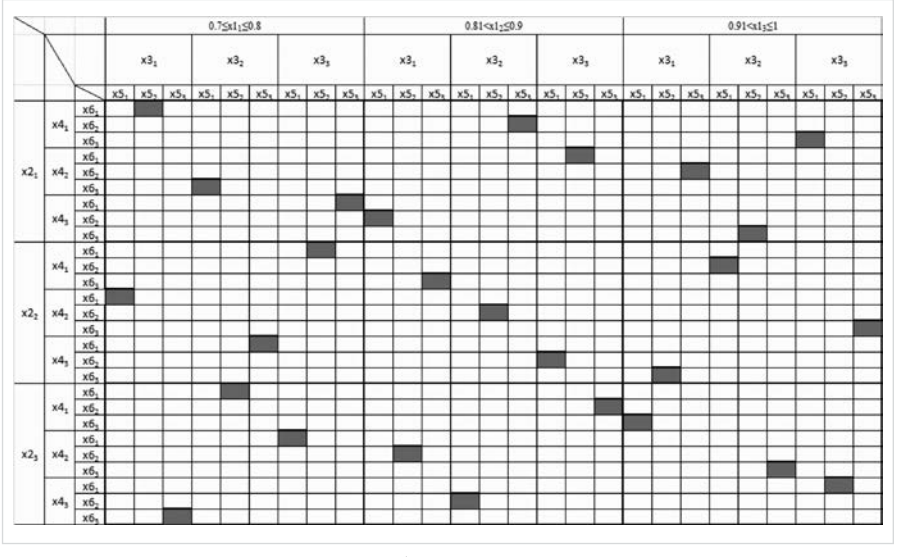


Рис. 3 — Комбинационный квадрат

Рис. 4 — Корреляционная зависимость между переменными m_2/m_1 и $(\varnothing ct)_1/(\varnothing ct)_2$

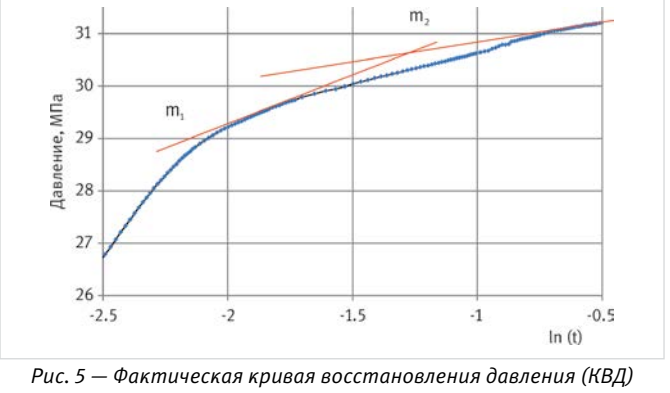


Рис. 5 — Фактическая кривая восстановления давления (КВД)

свойств газоконденсатнонефтяных систем месторождений Западной Сибири. Тюмень: Труды ЗапСибНИГНИ, 1978. 84 с.
10. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. М.: Недра, 1974. 423 с.
11. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин, часть 1.
12. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я. и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. М.: Недра, 1988. 355 с.
13. Bozorgzadeh M., Gringarten A. Estimating productivity — controlling parameters in gas/condensate wells from transient pressure data // SPE: 2007. № 2. pp. 100–111.
14. Merrill L.S., Kazemi H. , Gogarty W.B. Pressure falloff analysis in reservoirs with fluid banks //JPT. 1974. pp. 809–818.
15. Основы испытания пластов. Пер. с англ. под ред. Загуренко А.Г., ред. Гилаев Г.М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 432 с.
16. Kazemi H., Merrill L.S. Problems in interpretation of pressure fall-off test in reservoirs with and without fluid banks // JPT. 1972. № 9. pp. 1147–1156.

ENGLISH **GEOLOGY**

Identification of formation fluid type by interpretation of exploration well tests

UDC 551

Authors:
Alexander G. Kozubovsky — chief specialist of field geophysics and well flow tests department[1]; KozubovskiiAG@tmn.lukoil.com
Tatiana V. Kuzmina — laboratory head of analysis, planning and monitoring of well flow tests section[1]; KuzminaTV@tmn.lukoil.com
Alexander D. Efimov — department head of field geophysics and well flow tests department[1]; EfimovAD@tmn.lukoil.com
Dmitry G. Fateev — laboratory head of Achimov deposits development analysis[2]; fateev@tngg.ru

[1]LUKOIL-Engineering "KogalymNIPIneft" Branch, Tyumen, Russian Federation
[2]LLC "TyumenNIIgiprogas", Tyumen, Russian Federation

Abstract
The procedure of formation fluids identification by analysis of pressure build-up curves, interpreted with the use of the composite model algorithm, is presented in the article. The procedure is intended for rapid determination of the formation fluid type while exploration.

Materials and methods
The authors found the interrelation between the slopes m2/m1 (Slope Ratio) of the corresponding straight-line sites in the pressure build-up plot and M/D parameter (Specific Storage Ratio, (∅ct)1/(∅ct)2), using the compositional formations modeling, characterized by two zones with various properties of the formation fluid. The total scope of the interpretation models is 54 options.

Results
The test procedure of the evaluation of model calculations and actual measurements (pressure build-up), proved the efficiency. A non-linear equation of the pair regression shows a complex of quantitative assessment of the relations between the test parameters.

Conclusions
It is obvious that the steam-tightness performance of lightweight cement slurry with 5% of HGM or DHGM meets the modern waterproofing construction materials. The steam-tightness for all other formulations examined in this article is considerably higher than that of the stone formed from 100% oil-well portland cement. This is due to gas and water resistance of hollow glass microspheres and imporosity structure of lightweight grouting stone with hollow glass microspheres. Tightness of the cement sheath can be indirectly estimated from steam-tightness. Currently, authors of the article developed technology (technological regulations) and regulations (specifications) preparation and application of lightweight cement slurries with HGM and DHGM under production conditions of the Tomsk region.

Keywords
Well tests, fluid type evaluation, composite model, well flow test interpretation, saturation pressure

References
1. Gritsenko A.I., Yushkin V.V., *Ostrovskaya T.D. Nauchnye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem* [Scientific basis of the phase behavior of the gas-condensate systems prediction]. Moscow: *Nedra*, 1995, 432 p.
2. Bylinkin G.P. *Otsenka fazovogo perekhoda glubokopogruzhennykh plastovykh flyuidov* [Evaluation of phase transition of deep-buried formation fluids]. Oil and Gas Geology, 2006, issue 2, pp. 55–60.
3. Tikhomirov V.I. *Raspoznavanie tipa flyuidov po sostavu n-alkanov* [Recognizing formation fluid types from the composition of n-alkane]. Oil and Gas Geology, 1991, issue 8, pp. 20–23.
4. Brusilovskiy A.I. Nugaeva A.N., Khvatova I.E. *Kriterii opredeleniya tipov plastovykh uglevodorodnykh flyuidov* [The criteria for determining types of the reservoir hydrocarbon fluids]. GAS Industry of Russia, 2009, issue 13, pp. 13–18.
5. Lapshin V.I., Volkov A.N., Kul'kov A.N., Konstantinov A.A. *K voprosu klassifikatsii plastovykh flyuidov neftegazokondensatnykh zalezhey* [On the problem of classification of stratal fluids in oil/gas/condensate deposits]. *Vesti gazovoy nauki*, 2014, issue 2(18), pp. 113–119.
6. Kronkvist Ch. *Otsenka i razrabotka plastov s letuchey neft'yu* [Evaluation and development of the reservoirs with volatile oil]. Hydrocarbon Processing, 1979, issue 4, pp. 21–32.
7. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems. JPT, 1986, 715 p.
8. R Gazprom 086-2010. The instruction on the integrated exploration of gas and gas condensate wells, part 2.
9. Mirzadzhanzade A.Kh., Salmanov F.K., Nesterov I.I. and oth. *Metodicheskoe rukovodstvo dlya prognozirovaniya svoystv gazokondensatnoneftyanykh sistem mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Guideline for forecasting the characteristics of the gas-condensate systems of the West Siberia fields]. Tyumen: *Trudy ZapSibNIGNI*, 1978, 84 p.
10. Trebin G.F., Charygin N.V., Obukhova T.M. *Nefti mestorozhdeniy Sovetskogo Soyuza* [Oil fields of the Soviet Union]. Moscow: *Nedra*, 1974.
11. R Gazprom 086-2010. The instruction on the integrated exploration of gas and gas condensate wells, part 1.
12. Zakirov S.N., Somov B.E., Gordon V.Ya. and oth. *Mnogomernaya i mnogokomponentnaya fil'tratsiya* [Multidimensional filtering and multicomponent filtration]. Moscow: *Nedra*, 1988, 355 p.
13. Bozorgzadeh M., Gringarten A. Estimating productivity — controlling parameters in gas/condensate wells from transient pressure data. SPE, 2007, issue 2, pp. 100–111.
14. Merrill L.S., Kazemi H. , Gogarty W.B. Pressure falloff analysis in reservoirs with fluid banks. JPT, 1974, pp. 809–818.
15. *Osnovy ispytaniya plastov* [Fundamentals of the reservoir testing]. Ed. Gilaev G. M. Moscow–Izhevsk: Institute of computer science, 2012, 432 p.
16. Kazemi H., Merrill L.S. Problems in interpretation of pressure fall-off tests in reservoirs with and without fluid banks. JPT, 1972, issue 9, pp. 1147–1156.

АРКТЕХ

АО «АРКТЕХ» российский производитель взрывозащищённого оборудования.

Продукция отвечает всем требованиям для работы во взрывоопасных зонах и учитывает эксплуатационные особенности различных климатических условий.

НАДЕЖНОСТЬ В СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ

ЗАЩИТНЫЕ МОДУЛИ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

РАСХОДОМЕРЫ

СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

ГИБКИЕ ЗАЩИТНЫЕ МОДУЛИ

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ЭЛЕКТРООБОГРЕВ

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ

+7 (495) 215-16-66
info@arctex.ru
г. Москва, Пресненская наб., д. 12,
Башня Федерация «Запад»

www.arctex.ru/www.arctex-ex.ru

УДК 551

Повышение достоверности геологической модели объекта со сложной разломной тектоникой на основе привлечения горизонтальных скважин

С.З. Мутаев
главный специалист отдела геологии и разработки
szmutaev@novatek.ru

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», Тюмень, Россия

В настоящее время при разработке залежей углеводородов активно используется бурение горизонтальных скважин по ряду экономических и технологических преимуществ. При построении геологической модели учет горизонтальных скважин может оказаться сложной задачей, поскольку данные по этим скважинам имеют ряд особенностей, а исключение этой информации ведет к существенным неопределенностям. В данной работе описана методика учета всей информации по горизонтальным скважинам, что повышает достоверность геологической модели и, как следствие, повышает обоснованность принятия решений.

Материалы и методы
Трехмерное моделирование пласта в программе Petrel, промысловые, геофизические и геолого-технологические исследования.

Ключевые слова
геологическая модель, горизонтальные скважины, разломы, имидж плотности, геонавигация

В данной работе рассмотрена методика учета горизонтальных скважин в геологической модели для целей уменьшения структурно-тектонических неопределенностей и моделирования свойств. Технология интеграции горизонтальных скважин подготовлена на основе анализа мирового опыта с возможностью использования всей информации по горизонтальным скважинам [1–4]. Технология создания геомодели рассмотрена на примере одного из месторождений ЯНАО. Объект моделирования осложнен сетью тектонических нарушений, отложения характеризуются высокой расчлененностью и латеральной изменчивостью. Разработка залежи ведется рядами горизонтальных скважин.

Особенности горизонтальных скважин

Информация, получаемая по результатам бурения горизонтальных скважин, имеет свои особенности. Комплекс геофизических исследований в процессе бурения горизонтальных (сильнонаклонных) скважин (LWD — logging while drilling) дает большое количество информации, что позволяет определить не только параметры пласта (литологию, пористость, насыщенность), но и поведение структурной поверхности объекта по интерпретации имиджей плотности (сопротивления), инверсии с прибора картировщика границ и по повторяющимся секциям каротажа [5].

В процессе бурения горизонтальных скважин производится запись имиджа плотности, который регистрирует информацию на 360° вокруг оси скважины, что дает возможность определения взаимного положения слоев относительно друг друга. Кроме того, имидж плотности позволяет определить направление вскрытия пропластка скважиной (сверху вниз или снизу вверх). После записи и обработки данных выполняется их развертка, то есть цилиндрическое сечение скважины разворачивают в прямую плоскость. При вскрытии пропластка сверху вниз на развертке имиджа плотности регистрируются «грустные улыбки», при вскрытии пропластка снизу вверх, соответственно, «веселые улыбки» (рис. 1).

Стандартный подход к интерпретации ГИС был разработан для вертикальных и наклонно-направленных скважин и хорошо работает для плоско-параллельного напластования. В случае с горизонтальными скважинами сложная геометрия ствола не позволяет использовать коаксиально-цилиндрическую модель для оценки параметров [6]. Таким образом, для интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах необходимо использовать индивидуальный подход. Выделение интервалов коллекторов должно быть выполнено с использованием данных имиджей. Прогноз свойств рекомендуется выполнять по методам с низкой глубинностью, чтобы показания приборов не были искажены влиянием вмещающих пород при малой толщине пропластков коллектора [7]. Особенно это касается разреза с высокой расчлененностью, каким и является изучаемый объект месторождения.

Помимо информации о свойствах пласта, горизонтальные скважины, ввиду латерального прохождения по пласту, дают информацию об углах поведения структуры и уточнении положения разломов.

Корреляция горизонтальных скважин

Корреляция является важным этапом в построении структурной модели, особую важность имеет корреляция горизонтальных скважин. Правильное определение стратиграфических границ дает возможность соединения в межскважинном пространстве одновозрастных отложений. Ввиду сложного тектонического строения залежи, горизонтальные скважины часто пересекают одноименные стратиграфические поверхности в разных блоках.

В процессе бурения при прохождении разлома необходимо выполнять позиционирование ствола в разрезе для того, чтобы понимать, в какой части находится текущий забой, и какую стратиграфическую поверхность ствол скважины может пересечь. Таким образом, для корреляции

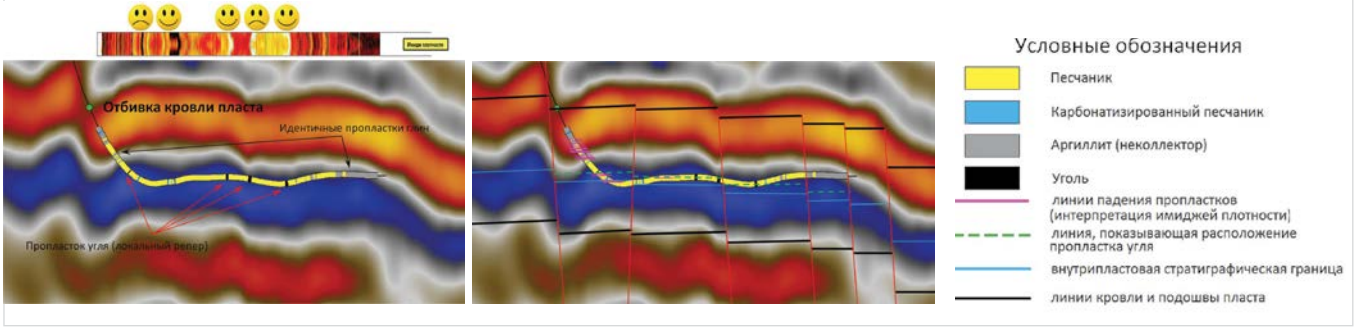


Рис. 1 — Пример корреляции горизонтальной скважины с учетом углов залегания пласта

скважин в обязательном порядке используются сейсмические разрезы в комплексе с результатами структурной интерпретации имиджей плотности (рис. 1). Кроме того, для прослеживания одноименных пропластков в горизонтальной скважине в качестве ориентира привлекаются планшеты, построенные по результатам геонавигации скважин. Прослеженные одноименные пропластки используются в качестве локальных реперов при корреляции горизонтальных скважин, что обеспечивает соединение однотипных слоев в межскважинном пространстве и корректное восстановление расчлененности.

Выделение разломов

Для эффективной разработки залежи важно учитывать наличие и положение разломов, поскольку они могут быть тектоническими экранами и оказывать влияние на потоки флюидов, а также влиять на распределение давления в залежи.

При выделении разломов на месторождении был выполнен анализ большого объема информации (сейсмические данные, промыслово-геофизические исследования (ПГИ), геолого-технологические исследования (ГТИ), имиджи плотности, данные ГИС), в том числе, ранжирование разломов.

Основная часть разломов выделена по результатам интерпретации трехмерных сейсмических данных. Данная серия разломов характеризуется амплитудой сдвига более 5–10 м и протяженностью от первых сотен метров. Тектонические нарушения малого масштаба и смещения, по данным одной лишь сейсморазведки, идентифицируются с некоторой неопределенностью. Поэтому по стволу горизонтальных скважин с использованием сейсмических атрибутов, результатов интерпретации имиджей плотности и данных ГТИ выполнялось уточнение положения уже выделенных разломов и выделение дополнительной серии более мелких (локальных) малоамплитудных (амплитудой до 5 м) и безамплитудных разломов. Прослеживание этой группы разломов выполнялось по кубу вероятности разломов, полученному в модуле FaultSpark программного пакета Insight Earth. Данный куб использовался не в качестве альтернативы, а как дополнительный источник информации.

По стволу горизонтальных скважин производилось выявление только тех мелких разломов, наличие которых не вызывало сомнений, то есть разлом подтверждался рядом методов. Выделение таких разломов лишь по одному из методов не является надежным.

Разлом выделяется, если:

- по сейсмическим материалам однозначно идентифицируется по сдвигу фаз на временном разрезе, прослеживается в вертикальном и латеральном направлениях по кубу вероятности разломов (рис. 2);
- по имиджам плотности наблюдается прерывание слоистости четкой субвертикальной границей (рис. 3 а);
- по ГИС видны значительные изменения значений сопротивления и радиоактивных методов (УЭС, ГК, ННК, ГГК-п) при пересечении дизъюнктивной границы (рис. 3 а);
- по материалам ГТИ наблюдается резкое изменение параметров буровой механики (наиболее представительна d-экспонента, характеризующая буримость пород), а также изменение других данных (температура, плотность), поглощение бурового раствора в процессе бурения (рис. 3 б);
- по материалам ПГИ в ряде случаев наблюдается прямая корреляция между аномалиями термометрии и интервалами разломов, что может свидетельствовать о прорывах газа через разломы (рис. 4).

Эти принципы прямо либо косвенно характеризуют наличие разломного нарушения. Таким образом, принимая во внимание важность учета всех тектонических нарушений, было выполнено выделение максимального числа разломов по комплексу данных.

Построение структурной модели

Затем выполнялось ранжирование разломов и оценивание необходимости и целесообразности включения разлома в цифровую модель. В качестве критериев ранжирования использовались следующие параметры разломов:

- амплитуда;
- протяженность распространения;
- проводимость.

На основе этих параметров делался вывод о включении/невключении разломов в структурную модель. В итоге в геологическую модель были включены амплитудные (амплитуда смещения более 5 м), протяженные (распространяющиеся на два и более ряда скважин), предположительно проводящие (в процессе бурения в точках пересечения ствола скважины и поверхности разлома получено поглощение бурового раствора) разломы. Таким образом, определены наиболее значимые тектонические нарушения, которые могут влиять на процессы движения флюидов и распределение давления в залежи. В текущей геомодели принято решение о минимальных влияниях на процесс разработки небольших разломов, которыми можно пренебречь. Соответственно, мало- и безамплитудные разломы были исключены с целью оптимизации гидродинамических расчетов, но, при необходимости, они могут быть привлечены и заданы при гидродинамических расчетах в неявном виде.

Построение структурной поверхности для геологической модели выполнялось с учетом углов поведения структуры, полученных по результатам интерпретации имиджей плотности. Углы, связанные с локальными неоднородностями, были исключены из анализа и не использовались при структурных построениях. При интерпретации имиджей плотности получены элементы залегания (азимут падения и зенитный угол) пропластков вдоль горизонтальных стволов, результаты представлены на рис. 5. График стереонет показывает направление доминирующего падения пропластков (длинные лучи зеленого цвета), результирующее направление падения пропластков показано красной стрелкой. Небольшие красные лучи характеризуют локальные неоднородности и разломы. Азимутальный график проходки показывает значения элементов, полученных при интерпретации имиджей плотности по горизонтальному стволу.

Для уверенности на качественном уровне выполнялось сопоставление значений углов по имиджам с поведением исходной структурной поверхности кровли пласта, построенной по результатам интерпретации трехмерных сейсмических материалов. В большинстве случаев наблюдалось подтверждение направления падения структуры (рис. 6).

Кроме того, для оценки углов поведения структуры использовались данные геонавигации, которые основывались на принципе совмещения диаграмм ГИС в горизонтальном стволе и соседней наклонно-направленной скважине. Однако следует понимать, что расчет углов по такой методике может нести в себе неопределенности, особенно в сильно расчлененном разрезе, каким и является изучаемый объект. Поэтому может быть несколько вариантов такой настройки.

При настройке поведения структурной поверхности и общих толщин объекта применялись фиктивные скважины.

При встраивании разломов в геологическую модель выполнялась оценка амплитуд разломов по сейсмическим данным. В качестве дополнительного инструмента для оценки амплитуды разлома привлекались материалы геонавигации.

Построение моделей свойств

Комплекс исследований, выполненных в горизонтальных скважинах, позволяет

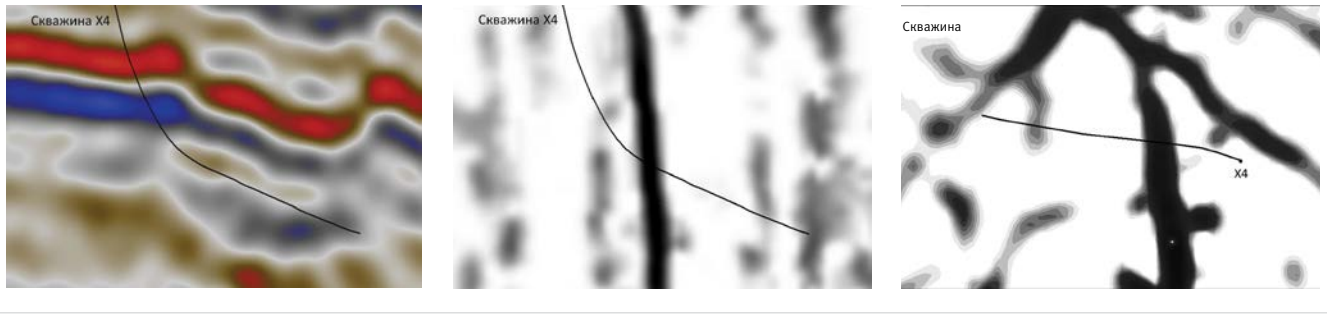
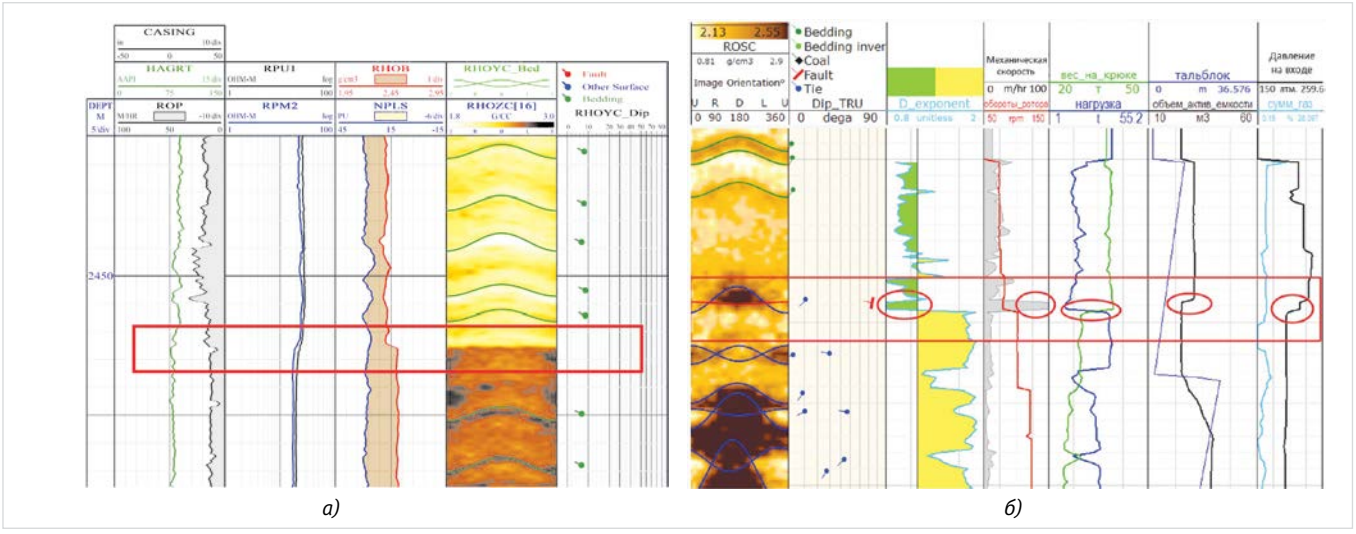


Рис. 2 — Принципы выделения разломов по комплексу сейсмической информации



а) *б)*

Рис. 3 — Принципы выделения разломов по стволу горизонтальной скважины по комплексу ГИС и ГТИ

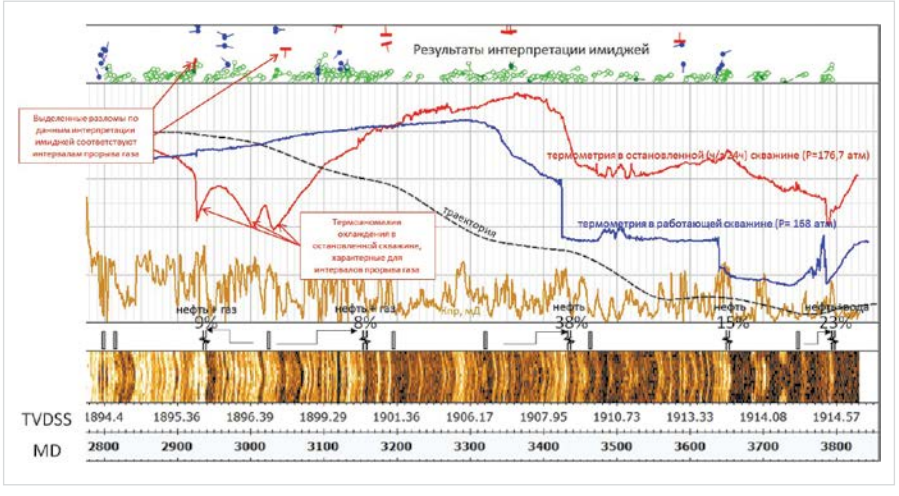
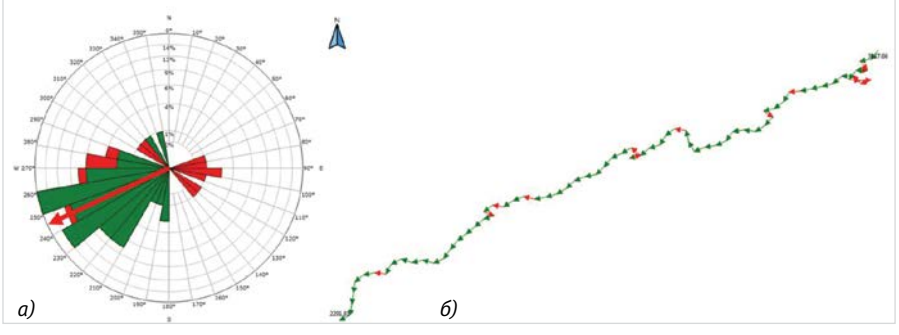


Рис. 4 — Принципы выделения разломов по стволу горизонтальной скважины по комплексу ПГИ



а) *б)*

Рис. 5 —Результаты структурной интерпретации на примере скважины X32: а — график стереонет; б — азимутальный график проходки

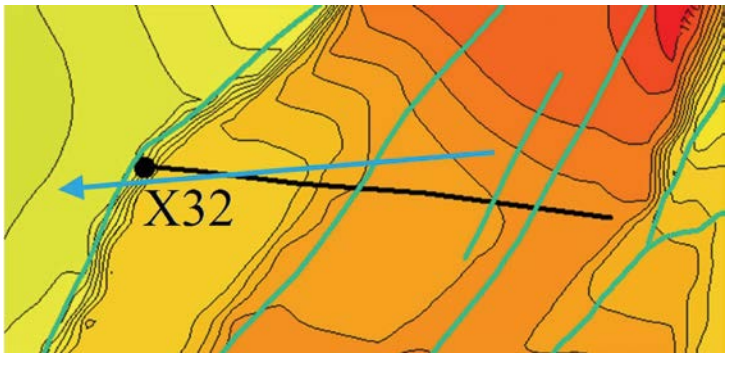


Рис. 6 — Фрагмент структурной кровли пласта в районе скв. X32 (направление падения структурной поверхности показано синей стрелкой)

определить интервалы коллекторов и значения пористости. Определение насыщенности по электрическим методам сопряжено с неопределенностью ввиду значительного влияния вмещающих пород. При моделировании свойств (литология, пористость) в обязательном порядке используются данные по горизонтальным скважинам, поскольку в условиях большого объема горизонтального фонда и изменчивости пласта, неучет этой информации ведет к существенным геологическим неопределенностям.

Ввиду того, что проводку горизонтальных стволов стараются выполнить в пропластках с наилучшими ФЕС и максимальной проходкой по коллектору, статистика по ним не дает реалистичной характеристики разреза. Таким образом, при интерполяции параметров в межскважинном пространстве учитываются все скважины, но из статистики исключается информация по горизонтальным стволам. Данные в интервалах транспортных секций горизонтальных скважин (до башмака) негативного влияния на статистику не оказывают и поэтому включаются в статистическую выборку при моделировании свойств.

При построении модели литологии необходимо выполнять контроль положения кровли коллектора в геологической модели по данным шлама из материалов ГТИ.

Итоги

В данной статье рассмотрена методика учета информации горизонтальных скважин при построении геологической модели.

Выводы

Подготовлена и опробована методика учета горизонтальных скважин для целей уточнения структурно-тектонического строения и уменьшения неопределенностей распределения свойств объекта:

- детальная корреляция разреза горизонтальных скважин обеспечивает соединение одновозрастных слоев в межскважинном пространстве и восстановление корректной расчлененности,
- интерпретация имиджей плотности в комплексе с дополнительными методами исследований позволила уточнить положение тектонических нарушений и поведение структурной поверхности продуктивного объекта,

- учет результатов интерпретации геофизических исследований горизонтальных скважин с учетом специфики и использование их в распределении свойств увеличивает корректность геологической модели.

Таким образом, использование описанных рекомендаций обеспечивает построение корректной геологической основы для гидродинамических расчетов, что серьезно повышает обоснованность и достоверность принятия решений.

Список литературы

1. Omeragic D., Polyakov V., Shetty S., Brot B., Habashy T., Mahesh A., Friedel T., Denichou J-M. Integration of well logs and reservoir geomodels for formation evaluation in high-angle and horizontal wells. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, CO, United Stated, May 14–18, 2011.
2. Polyakov V., Omeragic D., Shetty S., Brot B., Habashy T., Mahesh A., Friedel T., Vik T., Flugsrud L. 3D reservoir characterization workflow integrating high angle and horizontal well log interpretation with geological models. International petroleum technology conference, China, 26–28 March, 2013.
3. Pranata Haruji Muda, Lei Wu, Singh Navpreet, Wu Su, Li Xu, Yatao Yang, Pincheng Wu, Ping Yang. Integrating horizontal wells in 3D geological model using sequence stratigraphic framework in braided channel complex of the Changbei gas field, Ordos Basin, China. International petroleum technology conference, China 26–28 March, 2013.
4. Taoufik Ait-Ettajer, Laurent Fontanelli, Almudena Diaz-Aguado. Integration of horizontal wells in the modeling of carbonates reservoir. Upscaling and economical assessment challenges. Offshore technology conference. Texas, USA, 5–8 May, 2014.
5. Бондарев Е., Леонтьева О., Шаров М. Новые технологии в геологической проводке на примере Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения. SPE 166917.2013.
6. Воробьев В.С., Петров А.Н. Использование горизонтальных скважин при построении геологических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Москва. ОАО ВНИИОЭНГ. 2014. №12. С. 24–32.
7. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. Москва: ФБУ «ГКЗ», 2014.

ENGLISH **GEOLOGY**

Increasing the accuracy of geological model of the object with complicated fault system by horizontal wells engaging

UDC 551

Author:
Salavat Z. Mutaev — chief specialist; szmutaev@novatek.ru

"NOVATEK Scientific and Technical Centre" LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Nowadays drilling horizontal wells for hydrocarbon deposits development is in great request, as it has number of economic and technological advantages.

It should be noted, that correction of horizontal wells in geological modeling can be challenging, because the data from these wells has a number of features and data exception leads to substantial uncertainties. The article describes the methodology for using horizontal wells data, that improves the accuracy of geological model, and thus it increases accuracy of decision-making.

Materials and methods

3D modeling of geologic horizon in Petrel, industrial, geophysical, geological and technological investigations.

Results

The methodology for correction horizontal wells data in geological model is described in the article.

Conclusions

The methodology for horizontal wells correction is prepared and tested to improve structural model and decrease the uncertainty of property parameters:

- detailed correlation of horizontal wells provides connection of time-equivalent layers in interhole dimension and correct compartmentalization,
- density image log interpretation in conjunction with additional investigation data affords to specify the location of faults and behavior of structure,
- correction of specific well log interpretation and applying it in property distribution increases accuracy of geological model.

As a result, consulting the instructions provides conversion of well-formed geological model and flow assurance, it increases accuracy of decision-making.

Keywords

geological model, horizontal wells, faults, azimuthal density image log, geosteering

References

1. Omeragic D., Polyakov V., Shetty S., Brot B., Habashy T., Mahesh A., Friedel T., Denichou J-M. Integration of well logs and reservoir geomodels for formation evaluation in high-angle and horizontal wells. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, CO, United Stated, May 14-18, 2011.
2. Polyakov V., Omeragic D., Shetty S., Brot B., Habashy T., Mahesh A., Friedel T., Vik T., Flugsrud L. 3D reservoir characterization workflow integrating high angle and horizontal well log interpretation with geological models. International petroleum technology conference, China, 26-28 March 2013.
3. Pranata Haruji Muda, Lei Wu, Singh Navpreet, Wu Su, Li Xu, Yatao Yang, Pincheng Wu, Ping Yang. Integrating horizontal wells in 3D geological model using sequence stratigraphic framework in braided channel complex of the Changbei gas field, Ordos Basin, China. International petroleum technology conference, China 26-28 March, 2013.
4. Taoufik Ait-Ettajer, Laurent Fontanelli, Almudena Diaz-Aguado. Integration of horizontal wells in the modeling of carbonates reservoir. Upscaling and economical assessment challenges. Offshore technology conference. Texas, USA, 5-8 May, 2014.
5. Bondarev E., Leont'eva O., Sharov M. *Novye tekhnologii v geologicheskoy provodke na primere Yuzhno-Tambeyskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Innovative technologies in geosteering by the example of Yuzhno-Tambeiskoye gas condensate field]. SPE 166917, 2013.
6. Vorob'ev V.S., Petrov A.N. *Ispol'zovanie gorizontal'nykh skvazhin pri postroenii geologicheskikh modeley* [Use of horizontal wells while building geological models]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2014, issue 12, pp. 24–32.
7. *Rekomendatsii k metodike postroeniya geologicheskikh modeley pri podschete zapasov uglevodorodnogo syr'ya* [Recommendations to the procedure of construction of geological models in the calculation of hydrocarbon reserves]. Moscow: *FBU "GKZ"*, 2014.

Р.Т. г. Альметьевск, ул. Базовая, д 2
Тел./факс: **+7 (8553) 38-94-00**
Электронная почта:
info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»

ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС

Низкооборотный высокомоментный электродвигатель производства ООО «УК «Система-Сервис» (ЭДСС) для эксплуатации винтовых насосов.

Область применения:
- Диапазон по дебиту – от 1,6 до 96 м^3/сут;
- Высоковязкая нефть до 5000 сПз и водонефтяная эмульсия;
- Газосодержание до 50%;
- Механические примеси до 50%;
- Искривленные и горизонтальные скважины.

Основные преимущества ЭДСС в компоновке с винтовым насосом:
- Частота вращения от 50 до 480 об/мин обеспечивает максимальную наработку винтовых насосов;
- Точность регулирования до 7 л/сут., шаг – 0,43 об/мин;
- Стандартная станция управления для асинхронных ПЭД;
- Высокий удельный крутящий момент;
- Отсутствие в компоновке штанг и связанных с ними проблем.

Результаты (по отзывам Заказчиков):
- повышение дебита на 30% и более;
- повышение наработки на отказ до 2,5 раз и более;
- снижение удельного потребления электроэнергии на добычу 1 м^3 жидкости свыше 30%;
- сокращение периодических обработок;
- снижение эксплуатационных затрат.

ВИНТОВОЙ НАСОС

УЗЕЛ РАЗГРУЗКИ

ГИДРОЗАЩИТА

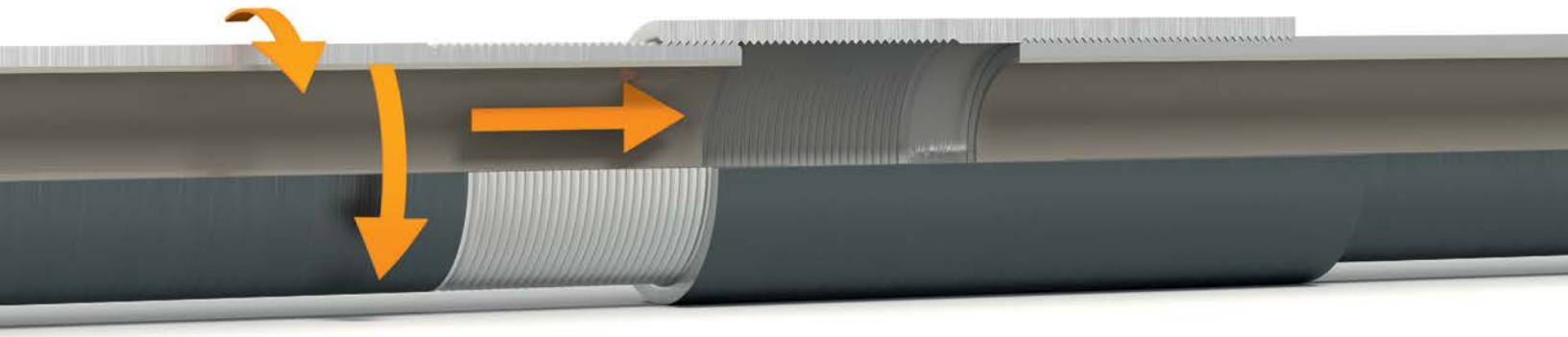
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ (ЭДСС)

ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Насосно-компрессорные трубы ГОСТ 633-80 ТУ 53366-2009

Изготовление и ремонт насосно-компрессорных труб

Насосно-компрессорные трубы применяются в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин для транспортировки жидкостей и газов внутри обсадных колонн, а также для ремонтных и спуско-подъемных работ.



Процесс изготовления труб включает весь комплекс операций:

- 100% входной контроль трубных заготовок от надёжных поставщиков.
- Шаблонирование высокоточными калибрами.
- Нарезание и упрочнение резьб.
- Комплектация муфтами необходимого класса прочности.
- Поставка труб с резьбами типа Премиум©.
- Гидроиспытания P_{max} до 1000 кгс/см².
- Нанесение внутренних защитных полимерных покрытий ТРЭПП℗ и Amercoat©.
- 100% выходной контроль готовой продукции методами неразрушающего контроля.
- Упаковка и маркировка под требования Заказчика.
- Обеспечивает полный цикл ремонта НКТ.

Технология и комплекс оборудования для диагностики и ремонта обеспечивают полный цикл восстановления насосно-компрессорных труб, состоящий из следующих видов технологических операций:

- мойка;
- механическая чистка труб;
- шаблонирование;
- дефектоскопия;
- отворот муфт;
- удаление дефектных участков трубы;
- зачистка и контроль резьбы;
- перенарезка резьбы;
- наворот муфт;
- гидроиспытания;
- замер длины;
- клеймение;
- комплектация защитными колпачками;
- формирование транспортных пакетов.

Современные методы неразрушающего контроля (ультразвук, электромагнитный контроль, спектротест и прочее) позволяют:

- определить остаточную толщину стенки трубы;
- определить дефекты как на поверхности, так и в теле трубы;
- определить химический состав структуры металла;
- распределять насосно-компрессорные трубы по группам прочности.

Предприятие выполняет услуги по нанесению полимерных покрытий на внутреннюю поверхность труб диаметром от 60 до 89 мм.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

УДК 551

Анализ литолого-петрографических характеристик образцов керна эколого-гидрогеологических скважин

М.В. Петрова
студент
Peter.mil@yandex.ru

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань, Россия

В статье рассматриваются результаты анализа коллекторских свойств образцов керна сакмарских, уфимских и казанских отложений, полученных при бурении и опробовании наблюдательных скважин на территории залежей сверхвязких нефтей для изучения гидрогеологических условий.

Материалы и методы
Материалом послужили результаты отбора и обработки образцов керна наблюдательных скважин на 9 перспективных поднятиях разработки сверхвязких нефтей для организации гидромониторинга подземных вод. Были выделены интервалы отбора керна, в соответствии с интервалами опробования наблюдательных скважин, выбраны необходимые характеристики образцов керна для дальнейшей оценки их коллекторских свойств. Выполнен анализ характеристик как по геологическому разрезу, так и по площади распространения залежей сверхвязких нефтей.

Ключевые слова
залежь, сверхвязкая нефть, наблюдательная скважина, пористость, плотность, проницаемость, карбонатность

В связи с сокращением запасов углеводородного сырья в ПАО «Татнефть» все больше внимания уделяется сверхвязким нефтям (СВН) и природным битумам как альтернативным источникам топливно-энергетического сырья. По оценкам ученых Казанского Университета и института «ТатНИПИнефть», суммарные запасы и ресурсы СВН Татарстана соизмеримы с запасами жидких нефтей; сосредоточены на небольшой глубине (приурочены к пермским отложениям) и относятся к трудноизвлекаемым, что обусловлено высокой вязкостью сырья и низкой битумонасыщенностью залежей.

В 2005 г. в ПАО «Татнефть» была принята программа по освоению запасов СВН, в соответствии с которой в 2006 г. начаты опытно-промышленные работы на одном из месторождений. Запасы СВН залегают в отложениях уфимского яруса нижней перми, в зоне активного водообмена. В этом же разделе осадочной толщи сконцентрированы основные запасы пресных подземных вод. Покрышкой для залежей является региональный водоупорный слой «лингуловые глины». Из залегающих выше казанских водоносных горизонтов осуществляется водоснабжение населенных пунктов региона. Постановка эколого-гидрогеологических исследований на месторождениях вызвана необходимостью изучения и уточнения геологического строения и гидрогеологических условий залежей СВН, прогнозированию возможных экологических последствий.

Песчаная пачка уфимских (шешминских) отложений является продуктивной и достаточно хорошо изучена в процессе проведения поисковых и оценочных работ на территории разрабатываемых поднятий СВН и перспективных залежей Черемшано-Бастрыкской зоны (ЧБЗ). Геологическое и гидрогеологическое строение выше и нижезалегающих отложений изучалось в 70–80 гг. отрывочно, попутно, работы носили региональный характер. Детальные гидрогеологические исследования проводились лишь на одном из поднятий.

Осваиваемые поднятия ЧБЗ являются слабоизученными в гидрогеологическом отношении, особенно верхняя часть разреза, которая, в первую очередь, требует особого внимания с позиции экологического контроля. В связи с началом освоения поднятий СВН ЧБЗ изучение геологического строения и гидрогеологических условий возобновилось при решении экологических задач и постановке мониторинга окружающей среды. Получение гидрохимических и гидродинамических характеристик выше и нижележащих отложений относительно продуктивного, позволяет оценивать состояние пресных вод и геологической среды. Создание системы и ведение гидромониторинга реализуется во исполнение условий лицензионного соглашения на разведку и разработку ЧБЗ в части мониторинга геологический среды.

В 2011 г. в контуре залежи СВН пробурено 6 эколого-гидрогеологических скважин для наблюдений за водоносными горизонтами верхнеказанского, нижнеказанского подъярусов. В 2014–2015 гг. была создана режимная сеть наблюдений за подземными водами на каждом из перспективных поднятий путем бурения кустов скважин [1]. Для изучения геологического строения разреза, выделения опробуемых интервалов водоносных горизонтов одна из скважин куста проходится с полным отбором керна до вскрытия первого от подошвы уфимских отложений водоносного горизонта сакмарских отложений, анализом керна для изучения покрышки «лингуловые глины» и других водоносных и водоупорных слоев и проведением геофизических исследований в ней по всему стволу скважины. На основании полученных результатов анализа керна, для расчленения разреза и результатов геофизических работ по выделению водоносных интервалов, проводится разбуривание и опробование остальных скважин куста.

Основной интерес с позиции гидрогеоэкологии представляют водоносные горизонты нижнеказанских отложений, т.к. они являются вышележащими относительно продуктивного. Отложения нижнеказанского подъяруса вскрыты на всех поднятиях, опробованы породы «среднеспириферовый известняк» и «верхнеспириферовый известняк». Верхнеказанские отложения вскрыты и изучены на поднятиях №1 и 2, неогеновые – на поднятии №8, а также получена информация по сакмарским отложениям на поднятиях №6 и 8. Отложения песчано-глинистой пачки уфимских отложений вскрыты на поднятиях №4, 5, 6, 7.

Пермские отложения в объеме двух отделов (нижний и средний) имеют сложное строение. Породы сакмарского яруса также залегают на отложениях ассельского яруса и представлены доломитами и известняками.

Нижнепермские отложения включают в себя также и уфимский ярус. В уфимском ярусе выделяются две пачки: нижняя песчано-глинистая и верхняя песчаная.

Песчано-глинистая пачка ($P_1u_2^1$) сложена в основном глинами красновато-коричневыми, алевролитами: глинистыми, зеленовато-серыми, красновато-коричневыми и песчаниками. Литологически, песчаная пачка ($P_1u_2^2$), к которой приурочены залежи СВН, представлена песчаниками буровато-темно-серыми и зеленовато-серыми (в зависимости от степени пропитки густой нефтью), полимиктовыми, мелкозернистыми, известковистыми.

Поднятие/ Порода	Возраст	Интервал опробования/ Интервал отбора керна, м	Пористость открытая, %	Объемная плотность, 10^3 кг/м^3	Подвижная вода, %	Проницаемость по газу, 10^{-3} мкм^2	Карбонатность,%	Содержание кальцита Содержание CaO, %
Поднятие №1								
Песчаник	$P_2kz_1^1$	119,0–129,0 118,0–129,0	12–28	1,9–2,3	15,4–73,4	0,9–1698	12,8–15,8	-
Поднятие №2								
Песчаник	P_2kz_2	42,0–45,0 42,0–46,0	10,7	2,5	23,5	20,2	5,8	-
Песчаник	$P_2kz_1^{2-3}$	75,0–95,0 75,0–90,0	4,2–19,5	2,1–2,4	13,8–47,1	2,0–18,9	12–15	-
Известняк	$P_2kz_1^1$	175,0–185,0 166,0–181,0	10,4–18,0	2,2–2,5	6,1–48,2	8,2–13,7	-	81,2/47,8
Поднятие №3								
Песчаник	P_2kz_2	42,0–45,0 40,6–44,6	29,3	1,8	89,0	1123	-	-
Известняк	$P_2kz_1^{2-3}$	95,0–100,0 98,4–102,6	23,3	1,9	72,2	335,5		26,5/36,0
Известняк	$P_2kz_1^1$	132,0–141,0 131,8–138,0	11,2–13,0	2,3–2,4	35,9–36,7	1,5–1,9	-	73,4/46,1
Поднятие №4								
Песчаник	$P_2kz_1^{2-3}$	20,0–27,0 19,0–23,0	11,9	2,4	49,4	0,2	8,3	-
Известняк	$P_2kz_1^1$	114,0–120,0 63,0–67,2	17,9	2,2	11,0	7,0	-	-
Песчаник	$P_1uf_2^1$	114,0–120,0 113,0–117,0	19,2	2,2	38,5	246,4	12,5	-
Поднятие №5								
Известняк	$P_2kz_1^1$	50,0–54,0 46,2–50,4	6,3	2,2	48,8	0,1	-	57,6/40,5
Известняк	$P_1uf_2^1$	99,0–107,0 113,0–117,0	19,0	3,0	16,0	283,0	-	-/37,3
Поднятие №6								
Песчаник	$P_2kz_1^{2-3}$	46,0–56,0 46,0–49,0	10,7–16,3	2,0–2,2	-	11,2–420,4	18,8	
Известняк	$P_2kz_1^1$	78,8–84,6 83,0–84,8	6,8	2,3	-	20,2	-	53,6/53,2
Песчаник	$P_1uf_2^1$	130,0–138,0 130,8–134,0	-	-	-	-	1,7–22,8	-
Доломит	P_1s	175,0–181,0 175,8–181,0	3,8–11,3	2,3–2,4	-	-	-	11,1/33,7
Поднятие №7								
Песчаник	$P_2kz_1^{2-3}$	34,5–41,7 33,3–36,3	25,8	1,7	45,3	141,8	13,7	-
Песчаник	$P_2kz_1^1$	141,3–144,9 113,0–115,0	20,3	2,0	64,8	12,0	26,2	-
Песчаник	$P_1uf_2^1$	173,6–184,5 181,2–183,2	7,9	2,2	15,8	27,5	17,1	-
Доломит	P_1s	225,0–235,0 222,0–225,0	6,7	2,5	34,8	27,9	-	21,8/36,2
Поднятие №8								
Песчаник	N_2	37,2–48,5 36,0–40,0	-	-	-	-	17,9	-
Известняк	$P_2kz_1^1$	92,7–96,1 95,0–98,0	7,9	2,2	37,6	-	-	63,1/40,4
Поднятие №9								
Песчаник	$P_2kz_1^{2-3}$	47,0–126,0 56,0–109,0	4,2–18,6	2,0–2,4	33,2–53,8	-	10,9–21,0	-
Известняк	$P_2kz_1^1$	145,0–149,0 145,0–147,0	4,4	2,6	25,6	-	-	61,7/40,2

Таб. 1 — Сравнительная характеристика свойств образцов керна наблюдательных (эколого-гидрогеологических) скважин на поднятиях СВН

К среднему отделу относится казанский ярус, представленный отложениями нижнеказанского и верхнеказанского подъярусов. Нижнеказанский подъярус (P_2kz_1) подразделяется на байтуганскую, камышлинскую и барбашинскую толщи. Мощность нижнеказанских отложений в наиболее полных разрезах достигает 122 м.

Байтуганская толща ($P_2kz_1^1$) делится на глинистую нижнюю и верхнюю известняковую пачки. Нижняя пачка, именуемая «лингуловыми глинами», слагается глинами стально-серыми, известковистыми, с раковинками лингул, с обуглившимися растительными остатками, с кристаллами пирита. В основании «лингуловых глин», на границе кровли уфимского яруса, встречается прослой известняка (до 0,10 м) органогенного, с перемятой мелкой фауной криноидей, мшанок, часто битуминозного.

Верхняя пачка слагается известняками темно-серыми, глинистыми, с многочисленными раковинами спирифер и других брахиопод, иногда с кавернами, заполненными густой, очень вязкой нефтью, именуемой «среднеспириферовым известняком». К «среднеспириферовому известняку» приурочен нижнеказанский локально-водоносный горизонт ($P_2kz_1^1$). Отложения байтуганской толщи перекрываются породами камышлинской толщи ($P_2kz_1^2$).

Камышлинская толща представлена двумя пачками. Нижняя пачка сложена переслаивающимися песчаниками и глиной. Песчаник светло-зеленый, среднезернистый, иногда сильно глинистый, косослоистый. Глина темно-зеленая, плотная, с раковистым изломом, с включениями кристалликов пирита, с остатками обуглившихся растительных остатков. В подошвенной части в глинах встречаются редкие загипсованные раковины спирифер.

Верхняя пачка горизонта сложена известняком светло-серым, частично отрицательно-оолитовым, тонкослоистым с прослойками плотной глины, с кристалликами пирита (маркирующий горизонт «верхнеспириферовый известняк»).

Выше по разрезу залегают породы барбашинской толщи ($P_2kz_1^3$), в которой также повторяется цикличность двух пачек — нижней терригенной (песчано-глинистой) и верхней — карбонатно-терригенной. К отложениям барбашинской и камышлинской толщ приурочен водоносный нижнеказанский карбонатно-терригенный комплекс ($P_2kz_1^{2-3}$).

Верхнеказанский подъярус (P_2kz_2) представлен в различном объеме вследствие неравномерного размыва его в предчетвертичное и четвертичное время. Общая мощность отложений меняется в широких пределах от 73 до 129 м.

Подъярус подразделяется на приказанскую, печищинскую, верхнеуслонскую и морквашинскую толщи. К этим отложениям приурочен водоносный верхнеказанский карбонатно-терригенный комплекс (P_2kz_2).

Изучение керна нижнеказанских и верхнеказанских отложений месторождений СВН проведено впервые. Для настоящих исследований были выбраны интервалы изучения керна в интервалах залегания водоносных пород и опробованных эколого-гидрогеологическими скважинами. Для анализа керна выбраны следующие петрофизические свойства: объемная плотность, открытая пористость, содержание подвижной воды, проницаемость по газу перпендикулярно напластованию. Поскольку водоносные горизонты сложены карбонатными и терригенными породами, в песчаниках анализировалась карбонатность, а для известняков — процентное содержание кальцита и CaO. В результате обработки собранных материалов, получена сравнительная характеристика коллекторских свойств отложений, в основном нижнеказанского подъяруса как по поднятиям, так и по разрезу в пределах каждого изучаемого поднятия (таб. 1).

Открытая пористость верхнеказанских отложений в интервалах опробования водоносного комплекса (P_2kz_2) изменяется от 10,7 до 29,3 % при плотности от 2,5 до $1{,}8*10^3$ кг/м^3. Нижележащие породы водоносного нижнеказанского карбонатно-терригенного комплекса ($P_2kz_1^{2-3}$) и нижнеказанского локально-водоносного горизонта ($P_2kz_1^1$) на поднятии №2 характеризуются более высокими коллекторскими свойствами с открытой пористостью песчаников до 19,5%, плотностью до $2{,}4*10^3$ кг/м^3 и содержанием подвижной воды до 48% . При этом проницаемость по газу выше в отложениях $P_2kz_1^{2-3}$. На поднятии №3 при рассмотрении коллекторских свойств сверху-вниз картина получается обратной. Наибольшей водообильностью и проницаемостью характеризуются песчаники верхнеказанского подъяруса с проницаемостью $1123*10^{-3}$ мкм^2. Такие различные коллекторские характеристики водоносных горизонтов сверху-вниз, установленные по анализу образцов керна, свидетельствуют о различных защитных свойствах вышележащих отложений относительно продуктивных уфимских отложений.

Низкая проницаемость по газу, меньшая пористость и большая плотность «среднеспириферового известняка» с высокими содержаниями кальцита (73,4%) по сравнению с характеристиками «верхнеспириферового известняка» на поднятии №4 свидетельствует о достаточной защищенности зоны пресных вод снизу. Количество подвижной воды в верхнеказанских и нижнеказанских отложениях («верхнеспириферовый известняк») достигает 89%, что говорит о водоообильности зоны пресных вод.

Породы песчано-глинистой пачки уфимских отложений на поднятиях №5 и 6 характеризуются пористостью 19% и невысокой плотностью со значениями проницаемости по газу $246–283*10^{-3}$ мкм^2, что может свидетельствовать о наличии легко разрушаемых пород снизу относительно продуктивных, а также об открытости залежи снизу со стороны песчано-глинистой пачки, ввиду отсутствия водоупорных пород в песчано-глинистой пачке и подстилающих их сакмарских отложениях.

На основе анализа содержания кальцита на всех исследуемых залежах установлено, что «среднеспириферовые известняки» ($P_2kz_1^1$) на 50–80 % состоят из кальцита, что подтверждает ранее сделанные выводы о запечатанности залежей сверху [2].

Результаты рассмотрения количества подвижной воды в отложениях нижнеказанского подъяруса характеризуют отложения барбашинских и камышлинских толщ ($P_2kz_1^{2-3}$) как более водообильные по сравнению с байтуганскими отложениями ($P_2kz_1^1$). Такая закономерность по керну установлена на поднятиях №3, 4, 7, 9. Результаты опробования указанных отложений в наблюдательных (эколого-гидрогеологических) скважинах путем проведения опытных откачек указывают на сдренированность «среднеспириферового известняка». Более высокие полученные дебиты откачек из отложений «верхнеспириферового известняка» позволяют выделить указанный водоносный комплекс ($P_2kz_1^{2-3}$) в качестве основного, регионально выдержанного для постановки мониторинговых гидрохимических и гидродинамических наблюдений.

Итоги

Наиболее возможным направлением миграции теплоносителя за пределы паровой камеры при разработке месторождений СВН являются зоны поглощения, расположенные выше по разрезу в сводовой части [3]. Результаты настоящих проведенных исследований свидетельствуют о преимущественном расположении таких коллекторов — водоносных пород в водоносном нижнеказанском карбонатно-терригенном комплексе.

Выводы

Исследование образцов керна при бурении наблюдательных (эколого-гидрогеологических) скважин с последующим анализом литолого-петрографических характеристик позволяет: проводить детальное, послойное эколого-гидрогеологическое изучение разреза на залежах сверхвязких нефтей; учитывать полученную информацию при планировании и расширении системы гидромониторинга посредством бурения наблюдательных скважин; использовать полученные коллекторские характеристики для оценки защищенности подземных вод и залежей сверхвязких нефтей при разработке паротепловым методом.

Список литературы

1. Гареев Р.М., Боровский М.Я., Петрова Г.И., Кубарев П.Н., Богатов В.И., Шакуров С.В., Филимонов В.Н. Разработка месторождений сверхвязких нефтей паротепловым воздействием: эколого-геофизический мониторинг // Ихлас. 2015. С. 139–144.
2. Хисамов Р.С, Гатиятуллин Н. С., Шаргородский И.Е. , Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов республики Татарстан. Казань: Фэн, 2007. 295 с.
3. Ахметшин А.З., Сухов К.А. Выделение в верхнепермском разрезе залежей СВН поглощающих пластов и прослеживание зон поглощения в плане с целью оценки их влияния на разработку тепловыми методами. Международная научно-практическая конференция «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы», тезисы докладов. Казань, 2014

Lithological and petrographical core samples analysis of ecological and hydrogeological wells

UDC 551

Author:
Milyausha V. Petrova — student; Peter.mil@yandex.ru

Kazan (Volga region) Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan, Russian Federation

Abstract
The article is concerned with the results of the reservoir properties analysis of core samples from Sakmarian, Ufimian and Kazanian deposits (chronostratigraphic analogues of ICS: Sakmarian, Upper part of Kungurian, Roadian deposits). Core samples were selected by drilling and testing observation wells in heavy oil deposits localization to research hydrogeological conditions.

Materials and methods
Results of separation and handling of core samples from observation wells were taken from nine perspective structures with high-viscosity oil for hydro monitoring of ground waters. Intervals of selected core samples were correlated with intervals of observation wells, essential characteristics for evaluation of reservoir qualities were selected. Core sample analysis of oilfields with high viscosity oil upon bore log and areal limit was done.

Results
Absorption zones, located above crest of reservoir section, are considered to be the most probable area for migration of the coolant outside the steam pocket in operation of super-viscous oil field's development. The results of actual researches indicate predominate localization of such reservoirs as water-bearing formation in Lower Kazanian water-bearing carbonate-terrigenous complex.

Conclusions
Researching core samples in operation of observation well drilling (ecological and hydrogeological) with analysis of lithological and petrographical characteristics provides the detailed, layer by layer, ecological and hydrogeological research of high-viscosity oilfields; it is necessary to use information for planning and extending system of hydromonitoring for observation well-drilling; to use reservoir characteristics for ground waters and oilfields of high-viscosity oil protection by steam-heat methods.

Keywords
oil deposit,
high-viscosity oil,
observation well,
porosity, density, permeability,
carbonate content

References
1. Gareev R.M., Borovskiy M.Ya., Petrova G.I., Kubarev P.N., Bogatov V.I., Shakurov S.V., Filimonov V.N. *Razrabotka mestorozhdeniy sverkhvyazkikh neftey paroteplovym vozdeystviem: ekologo-geofizicheskiy monitoring* [Field development of heavy oil steam stimulation: ecological and geophysical monitoring]. *Ihlas*, 2015, pp. 139–144.
2. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodsky I.E, Voytovich E.D., Voytovich S.E. *Geologiya I osvoenie zalezhey prirodnykh bitumov Respubliki Tatarstan* [Geology and exploration of natural bitumen on the territory of Tatarstan]. Kazan: *Fen*, 2007, p.295.
3. Ahmetshyn A.Z., Sukhov K.A. *Vydelenie v verhnepermskom razreze zalezhey SVN pogloshaushikh plastov I proslezhivanie zon poglosheniya v plane s cel'u ocenki ikh vliyaniya na razrabotku teplovymi metodami* [Super-viscosity oil reservoir indification of absorbing layers in High Permian section and tracking absorption zones to estimate their influence on the development by steam-heat methods]. International research-to-practice conference "Difficult and non-conventional oil reserves: experience and geological targeting", scientific conference reports. Kazan, 2014.

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

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

Эффективные ГТМ на нефтяных месторождениях.
Увеличение нефтеотдачи.
Технологии ОРЭ, ОРЗИД И ВСП

14-15 сентября г. Ижевск

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

26-27 ноября 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.

«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;

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

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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

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

Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

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

neftemash@sapcon.ru
WWW.SAPCON.RU

Изготовление биметаллов

Сварка взрывом

НЕРАЗЪЕМНОЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Технология СВ

ООО «Технология-СВ» — производственное предприятие, основанное в 2007 году. Основной вид деятельности: изготовление методом сварки взрывом промышленных партий биметаллов различных марок (сталь низколегированная + сталь высоколегированная, сталь + алюминий (его сплавы), сталь + титан (его сплавы), сталь + медь (ее сплавы), алюминий + медь, алюминий + титан, сталь + цирконий и др.).

На базе предприятия ООО «Технология-СВ» разработано и изготовлено теплообменное устройство, важнейшим преимуществом которого является неразъемность, обеспеченная методом сварки взрывом. В результате этого устройство имеет ряд преимуществ:

- компактность;
- высокая прочность соединения элементов конструкции;
- большая площадь теплообмена;
- долговечность (до 30 лет);
- возможность варьировать материалы различных элементов конструкции;
- за одну технологическую операцию можно изготовить практически готовое изделие (рис. 1).

Рис. 1 — Индукционный нагреватель

Рис. 2 — Сотово-ячеистый теплообменник

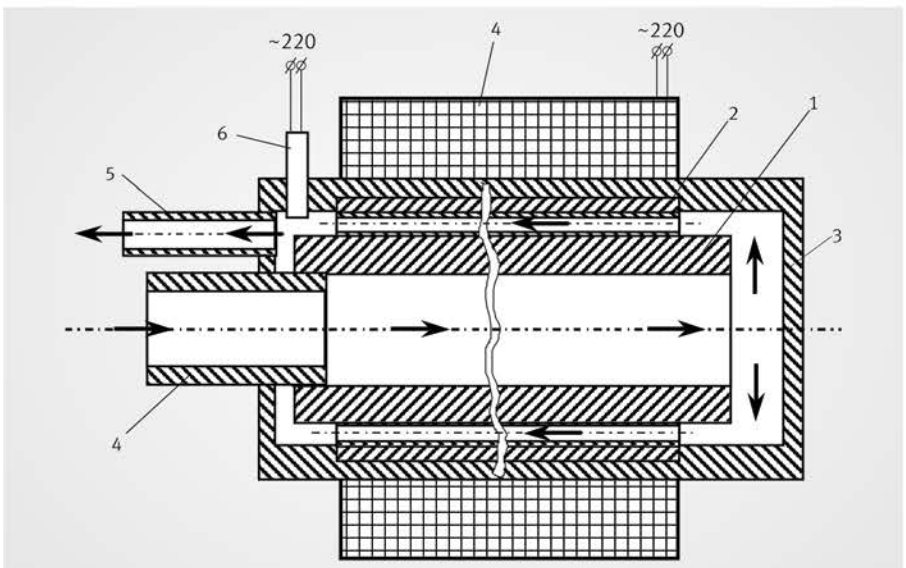


Рис. 3 — Схема движения воды в индукционном нагревателе жидких сред

Возможен и другой вариант изготовления, например, сотово-ячеистый теплообменник (рис. 2). Основное его преимущество — увеличенная площадь контакта.

Область возможного применения данных теплообменных устройств очень широка: охлаждение (нагрев) воды, пара, любых других жидкотекучих и газообразных веществ, обеспечение текучести тяжелых нефтепродуктов при их хранении и транспортировке.

Также на базе данных теплообменных устройств на нашем предприятии был разработан и изготовлен индукционный нагреватель жидких сред, состоящий из стального стержня *1*, трубы алюминиевой *2*, алюминиевого корпуса *3*, медной шины *4*, выходного патрубка *5* и электрической вилки *6* (рис. 3).

Работа данного нагревателя основана на нагреве ферромагнитных частей и передаче теплоты от них к жидкости или газу через материал с высокой теплопроводностью.

Такие конструкционные элементы могут использоваться для установки в отдельно стоящих зданиях для обогрева и снабжения водой, применяться в многоквартирных домах для временной подачи горячей воды во время плановых ремонтов, в медицинских учреждениях для стерилизации инвентаря и пр.

В настоящее время готовятся образцы с заданными характеристиками для установки в жилом помещении.

Более подробная информация представлена на нашем сайте www.tsv-34.ru

404171, Волгоградская область,
Светлоярский р-н,
в 1 км западнее р.п. Светлый Яр
+7 (8442) 41-12-10, +7 (8442) 41-83-78
ooo.tsv@mail.ru

УДК 550.3

Изучение субвертикальных геофизических и геохимических полей над нефтяными залежами на примере Елабужского месторождения

Р.И. Гатауллин
заместитель начальника НПЦ ГГХМ
tgru@tatneft.ru

Ю.А. Гринько
ведущий геолог НПЦ ГГХМ

М.Г. Чернышова
к.г.-м.н. Начальник НПЦ ГГХМ

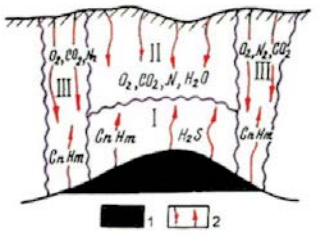
ТГРУ ПАО «Татнефть», Казань, Россия

Изучение явления парагенезиса субвертикальных зонально-кольцевых геофизических и геохимических полей проводилось с целью выяснения возможности картирования зоны водо-нефтяного контакта (ВНК) нефтяных залежей наземными геохимическими и геофизическими методами с применением современного аппаратурно-математического комплекса и нового подхода технологии изучения эксплуатируемых месторождений и их периферийных областей. Работа направлена на определение основных закономерностей изменения геофизических и геохимических полей над залежью углеводородов и за ее пределами.

Материалы и методы
Геофизические и геохимические методы, статистический анализ.

Ключевые слова
геохимическое поле, геофизическое поле, Елабужское месторождение, водо-нефтяной контакт, электроразведка, метод вызванной поляризации, расстояние Махаланобиса

Активные эпигенетические процессы, протекающие над залежами углеводородов, приводят к образованию аномальных геохимических и геофизических полей в вышележащих толщах и на дневной поверхности (рис. 1).



1 — залежь углеводородов;
2 — направление миграции газов и флюидов.
I — зона восстановления;
II — зона окисления;
III — зона субвертикальных неоднородностей

Рис. 1 — Схема формирования окислительно-восстановительной системы над углеводородной залежью (по Э.К. Швыдкину, 2000)

Елабужское месторождение открыто в 1958 г., продуктивные породы представлены нефтенасыщенными песчаниками и песчаными алевролитами в девонских отложениях. Месторождение достаточно хорошо изучено бурением, что позволяет в полной мере оценить изменение геофизических и геохимических полей.

Исследования базируются на теории миграции углеводородов из залежей нефти и газа в верхние слои разреза, формируя в вышележащих породах вторичные ареалы рассеяния, тем самым вызывая эпигенетические преобразования вмещающих пород (рис. 2) [1, 5]. Вторичные преобразования, как в минеральном составе, так и в физических свойствах пород, достаточно контрастируют с их фоновыми значениями. Это дает возможность применять комплексные геофизические и геохимические методы не только в качестве поисков углеводородных скоплений, но и для изучения влияния процесса разработки месторождений и анализа состояния водо-нефтяного контакта залежи нефти.

На Елабужском месторождении был проведен комплекс методов, включающий электроразведку в модификации съемки естественного электрического поля методом вызванной поляризации, высокоточную магниторазведку и геохимическую съемку по технологии пассивной адсорбции углеводородных газов.

Основные результаты проведения геохимических и геофизических методов сводятся к следующему:

- на Елабужском поднятии четко проявляются парагенетические субвертикальные зонально-кольцевые геофизические и

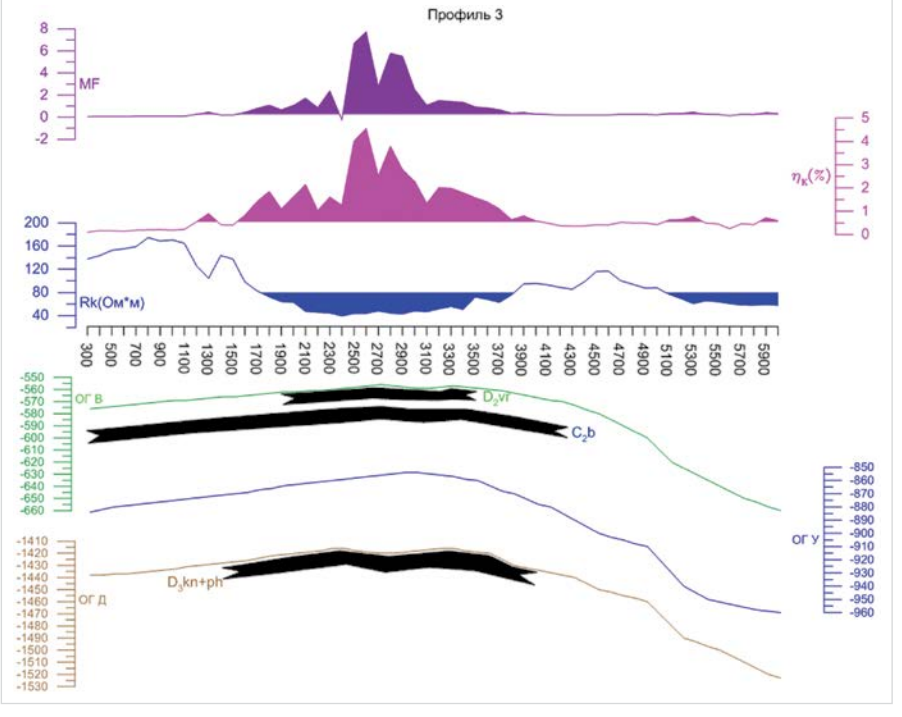


Рис. 2 — Графики электроразведочных параметров над залежью в пределах Елабужского месторождения

геохимические аномалии как сигналы от глубокозалегающих УВ залежей;

- в центральной часть залежи, приуроченной к Елабужскому валу, отмечаются контрастные аномалии естественного магнитного и электрического полей (рис. 3);
- электромагнитное поле вызванной поляризации в пределах Елабужского поднятия имеет прямую зависимость от проявления вторичных изменений около залежного пространства (рис. 4) [3]. Выделены аномалии повышенных значений кажущейся поляризации и пониженных значений кажущегося сопротивления, приуроченные в плане к контурам нефтеносности [4];
- по геохимическим данным, наиболее контрастные аномалии наблюдаются в восточной периферии Елабужского поднятия, что связано с интенсивным, преимущественно фильтрационным, субвертикальным углеводородным потоком от залежи, ориентированным по зонам активной трещиноватости и разуплотнения осадочных пород в области тектонического разлома (рис. 5) [2];
- установлено, что по одним лишь повышенным концентрациям тех или иных параметров, без учета реальных геолого-геохимических условий, возможны ошибочные прогнозные оценки нефтеносности (рис. 6).

Проведен статистический анализ, моделирование по комплексу геоэлектрохимических, геомагнитных и газо-геохимических признаков изучаемого объекта, установленных от возможного взаимодействия миграционных углеводородов с окружающей средой, т.е. образованных, предположительно, от углеводородной залежи, а именно – определение значимых корреляционных зависимостей между характером распределения значений вышеперечисленных полей в многомерном пространстве (рис. 7).

Статистический анализ позволил отсеять переменные, которые плохо коррелируются между собой или интерпретируются как сходные признаки (рис. 8).

Весь набор геофизических и геохимических значений с помощью дискриминантного анализа был разделен на 2 класса: класс углеводородов, принадлежащих к образу нефтяной скважины, и класс пустой скважины (рис. 9). Количественная вероятность при классификации наблюдаемых значений определялась с помощью расстояния Махаланобиса (мерой расстояния в многомерном пространстве). Для каждой точки исследования вычисляется расстояние между наблюдением и центром класса нефтяной скважины и пустой скважины.

Построена карта вероятности комплексного параметра нефтеносности тимано-пашийских терригенных отложений с выделением контура нефтеносности (водо-нефтяного контакта) (рис. 10).

По карте комплексного параметра вероятности достаточно четко выделяется аномальная область в центральной части изучаемого участка (75–100% вероятности КПВ), имеющая схожий контур с границами тимано-пашийской залежи. Аномалия размерами 7х2,5 км простирается с юга на запад в субмеридиальном направлении. В контуре аномалии расположены нефтяные скважины с доказанной нефтеносностью. К областям с

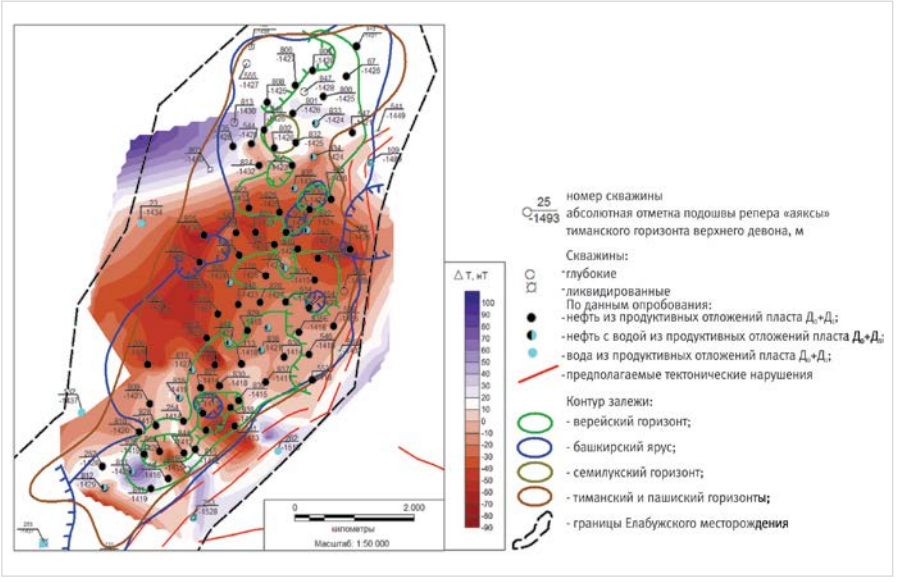


Рис. 3 — Карта остаточного магнитного поля

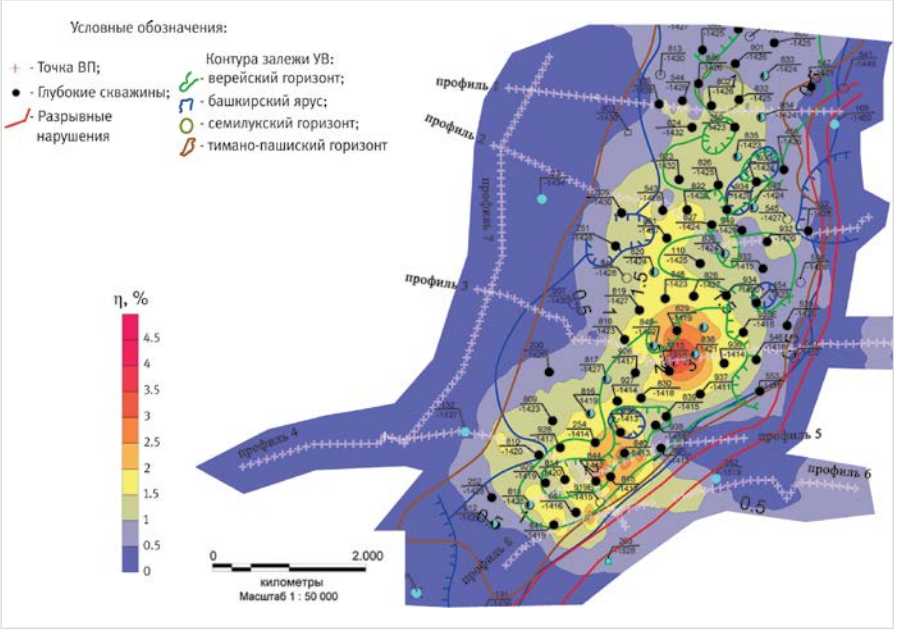


Рис. 4 — Карта распределения кажущейся поляризации

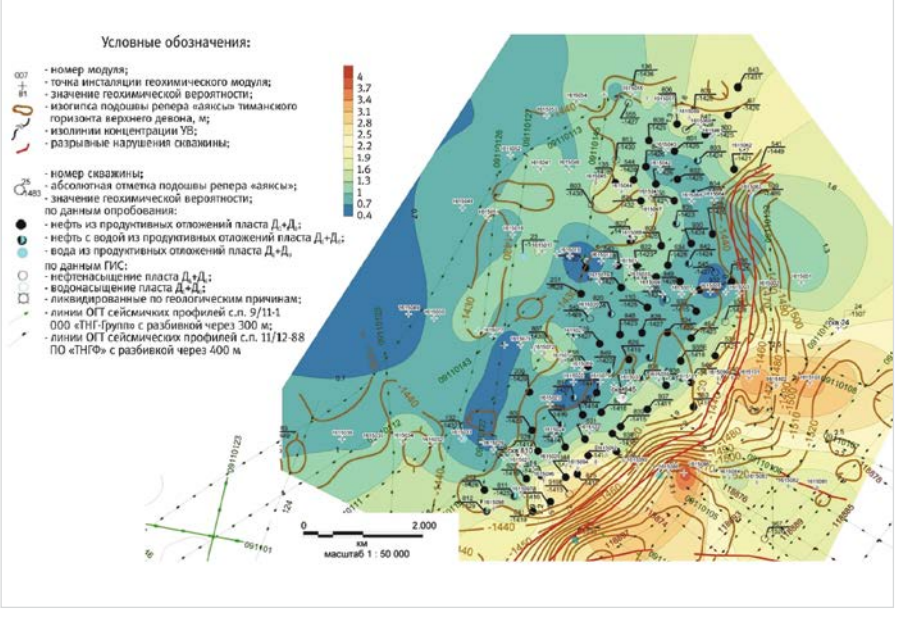


Рис. 5 — Карта распределения УВ из ряда C_2-C_4

низкими значениями вероятности комплексного параметра приурочены скважины, в которых получен приток воды.

Итоги

При помощи статистического анализа и моделирования по геофизическим и геохимическим параметрам была построена карта комплексного параметра нефтеносности изучаемого объекта. Контур аномальной области совпадает с границами ВНК залежи.

Выводы

Применение комплекса геофизических, геохимических и статистических исследований позволяет оконтурить залежь углеводородов и контролировать контур ВНК при разработке.

Список литературы

1. Бордовская М.В., Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Основы геохимии, геохимические методы поисков, разведки и контроля за разработкой месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1989. 245 с.
2. Бородин В.П., Головня В.А., Инноватов А.П. Поверхностные геохимические поиски нефтеносных объектов в условиях Восточно-Европейской платформы. Доклады Международной геофизической конференции. Санкт-Петербург, 2000. С. 167–168.
3. Максимчук В.А. Опыт использования магниторазведки для прямых поисков нефти и газа в Днепрово-Донецкой впадине (на примере Селюховского месторождения). Доклады международной геофизической конференции. Санкт-Петербург, 2000. С. 184–187.
4. Сидоров В. А. Об электрической поляризуемости неоднородных пород // Изв. АН СССР. Физика Земли. 1987. №10. С. 58–64.
5. Хисамов Р.С., Войтович С.Е., Близеев А.Б., Чернышова М.Г. Газо-геохимические исследования, как неотъемлемая часть локального прогноза нефтеносности. Доклады международной конференции. Новосибирск, 2005.

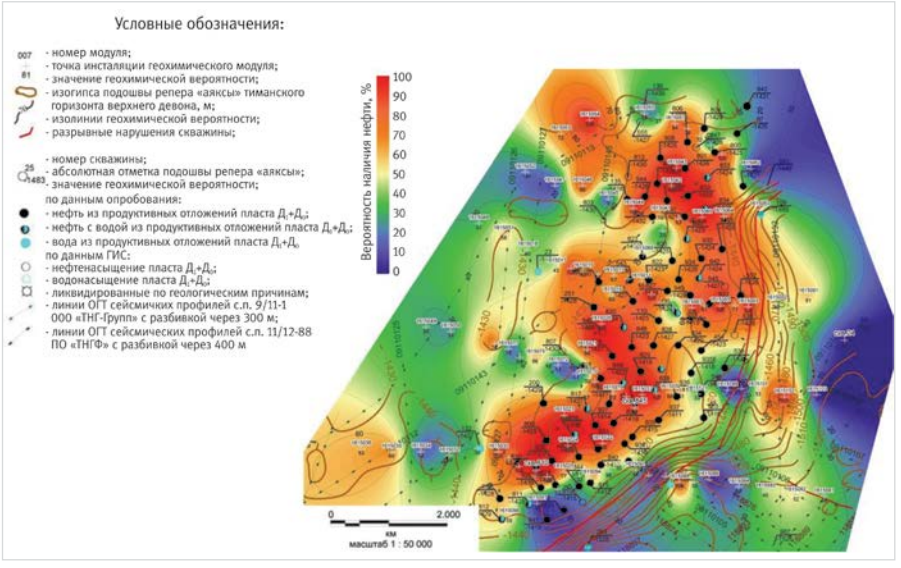


Рис. 6 — Карта распределения геохимической вероятности наличия углеводородов по типу скв. № 810

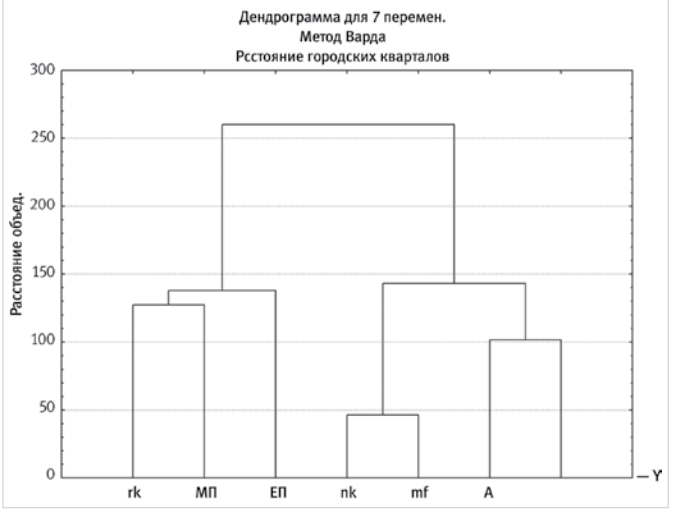


Рис. 7 — Диаграмма классификации признаков

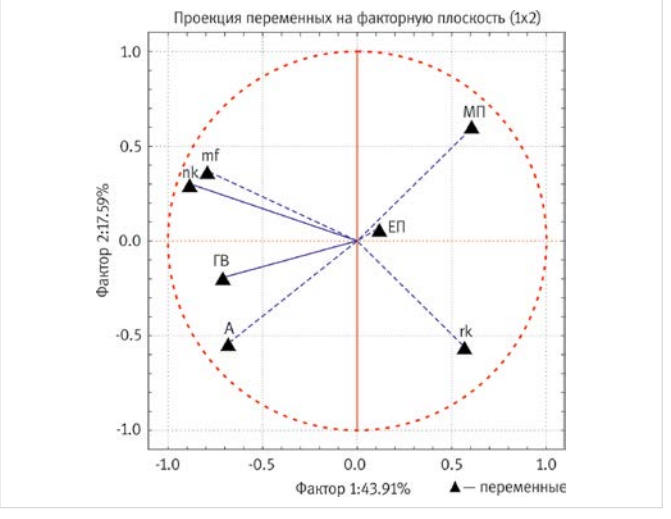


Рис. 8 — Проекция переменных на факторную плоскость

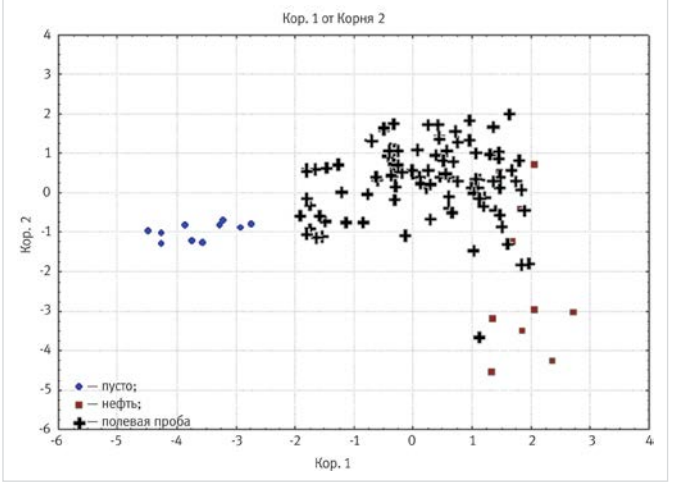


Рис. 9 — Распределение исследуемых точек относительно классов «нефть – пусто»

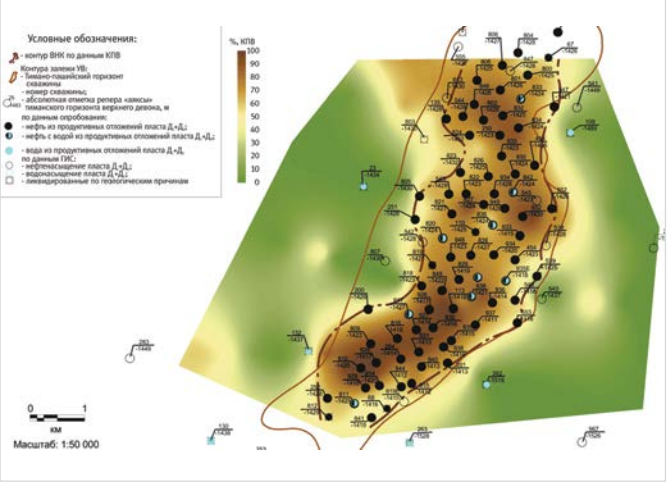


Рис. 10 — Карта комплексного параметра вероятности (КПВ) нефтеносности тимано-пашийского горизонта верхнего девона Елабужского месторождения

Subvertical, geophysical and geochemical fields exploration over oil reservoirs, on the example of Yelabuga oilfield

UDC 550.3

Authors:
Ruslan I. Gataullin — deputy head of scientific-production center; tgru@tatneft.ru
Yuriy A. Grin'ko — leading geologist of scientific-production center
Marina G. Chernyshova — Ph.D., head of the department of scientific-production center

TGRU "Tatneft", Kazan, Russian Federation

Abstract
Observing the phenomena of paragenesis, subvertical, zonary annulars, geo-physical and geochemical areas provides possibility to explore the accommodation of oil-water suppression selvages of petroleum deposits, using onshore geochemical and geo-physical methods and equipment-specific, new approach, concerning producing fields and peripheral areas. The article deals with identification of common factors of changes in geo-physical and geochemical fields above hydrocarbon reservoir and outside it.

Materials and methods
Geophysical and geochemical methods, statistical analysis.

Results
The complex parameter map of probability of oil bearing object was constructed, using statistical analysis and modeling of geophysical and geochemical parameters. The contour of the anomalous region coincides with the boundaries of the deposit.

Conclusions
Application of geophysical, geochemical and statistics research allows to delineate hydrocarbon reservoirs.

Keywords
geochemical field,
geophysical field,
Yelabuga oilfield,
water-oil contact,
electromagnetics,
induced polarization method,
the Mahalanobis distance

References

1. Bordovskaya M.V., Gadzhi-Kasumov A.S., Kartsev A.A. *Osnovy geokhimii, geokhimicheskie metody poiskov, razvedki i kontrolya za razrabotkoy mestorozhdeniy nefti i gaza* [Principles of Geochemistry, geochemical methods of prospecting, exploration and monitoring the development of oil and gas fields]. Moscow: *Nedra*, 1989, 245 p.
2. Borodin V.P., Golovnya V.A., Ingovatov A.P. *Poverkhnostnye geokhimicheskie poiski neftenosnykh ob''ektov v usloviyakh Vostochno-Evropeyskoy platform* [Superficial geochemical oil-producing facilities in terms of the East-European platform]. The international geophysical conference reports, St. Petersburg, 2000, pp. 167–168.
3. Maksimchuk V.A. *Opyt ispol'zovaniya magnitorazvedki dlya pryamykh poiskov nefti i gaza v Dneprovo-Donetskoy vpadine (na primere Selyukhovskogo mestorozhdeniya)* [Practical using of direct magnetic searching for oil and gas in the Dneprovo-Doneckaja vpadina (as exemplified by the Seljuhovskoe field)]. Reports of the International Geophysical Conference. St-Petersburg, 2000, pp. 184–187.
4. Sidorov V. A. *Ob elektricheskoy polyarizuemosti neodnorodnykh porod* [The electric polarizability of heterogeneous rocks]. Izvestiya of the Academy of Sciences of the USSR. Physics of the Solid Earth, 1987, issue 10, pp. 58–64.
5. Khisamov R.S., Voytovich S.E., Blizeev A.B., Chernyshova M.G. *Gazo-geokhimicheskie issledovaniya, kak neot''emlemaya chast' lokal'nogo prognoza neftenosnosti* [Gas-geochemical investigations, as an integral part of the local forecast oil content]. The international conference reports. Novosibirsk, 2005.

FORUM & EXPO VALVE INDUSTRY

IV МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
Valve Industry Forum & Expo '2017

7–9 июня 2017

Россия, Москва
ВДНХ, павильон 75

Промышленнная трубопроводная арматура для нефти, газа, энергетики, химии и ЖКХ

Под эгидой

Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей (НПАА)

При поддержке

Торгово-промышленная палата РФ

Министерство промышленности и торговли РФ

Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП)

Европейская Ассоциация Арматуростроителей (CEIR)

ASTM International (American Society for Testing and Materials)

www.valve-forum.ru

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

МУЛЬТИФАЗНЫЕ ВЛАГОМЕРЫ КВАЛИТЕТ

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

ПРИМЕНЕНИЕ

- Непрерывный контроль обводненности скважин
- Информация о давлении в месте установки
- Информация о температуре эмульсии
- Общий контроль работы скважины и сигнализация на пульт диспетчера в случае отклонений от заданных параметров
- Контроль эффективности работы «периодических» скважин
- Контроль эффективности работы мероприятий по увеличению нефтеодтачи пласта

ДОСТОИНСТВА

- Достоверная информация об обводненности скважин без влияния человеческого фактора
- Измерения без предварительной сепарации фаз, в реальном времени, доставка данных в АСУ ТП
- Конструкция кольцевых электродов внутри датчика не препятствует потоку и не изменяет его
- Простота установки и высокая точность измерений

Многофазный	Да
Измерения в реальном времени	Да
Удаленный доступ к данным	Да
Диапазон доли газа	0% - 90%
Диапазон обводненности	0% - 100%
Погрешность измерения обводненности (абсолютная)	
Доля газа от 0 до 20%	1%
Доля газа от 20 до 60%	2,5%
Доля газа от 60 до 90%	5%
Доля газа от 90 до 100%	Нет данных
Протоколы передачи данных	Ethernet, RS485, Modbus,
Максимальное рабочее давление	10 МПа
Максимальная плотность воды	1 300 кг/м3
Количество каналов измерений	от 1 до 8
Способ соединения	Фланцевый
Тип взрывозащиты	Exd
Тип потока	Ламинарный, турбулентный
Напряжение	24В / 220В
Установка	Горизонтальная
Температура окружающей среды	-50 +65
Диаметр трубопровода (мм)	50 - 200

Qualitet

Разработано и произведено в Российской Федерации

УДК 550.3

О выделении пластов-коллекторов доманиковых отложений по результатам углеродно-кислородного каротажа

В.В. Гарифуллина
ведущий геофизик НПЦ «Запасы»
Valentina.andreeva@rambler.ru

Н.Г. Веденина
зам. начальника НПЦ «Запасы»
Vedenina_tgru@mail.ru

ТГРУ ПАО «Татнефть», Казань, Россия

Широко известно, что для территории Республики Татарстан выработанность запасов из традиционных коллекторов по большинству месторождений увеличивается, приближаясь к критическому уровню. Для поддержания уровня ресурсной базы и уровня добычи, перед геологами ставятся новые задачи — поиск и разведка залежей нефти в нетрадиционных коллекторах.
На примерах месторождений Республики Татарстан рассмотрены особенности интерпретации данных углеродно-кислородного каротажа по разрезу доманиковых отложений.

Материалы и методы
С/О-каротаж, как метод выявления пропущенных нефтеносных горизонтов и контроля за разработкой.

Ключевые слова
коллектора, углеродно-кислородный каротаж, петрофизические исследования, доманикиты

Для решения поставленных задач необходимо:

1. Выявить основные отличия и особенности строения нетрадиционных коллекторов, признаки их нефтенасыщенности.
2. Определить стратиграфическую принадлежность и литологический состав нетрадиционных коллекторов.
3. Сравнить эффективность применения различных методов геофизических исследований скважин (ГИС) для выделения нефтесодержащих интервалов в толще нетрадиционных коллекторов.
4. Обосновать методы расчета достоверных значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для нетрадиционных коллекторов.
5. Выбрать принципы и приемы оконтуривания залежей в нетрадиционных коллекторах.
6. Произвести подсчет запасов нефти.

На территории Республики Татарстан к нетрадиционным коллекторам относятся сланцевые отложения – доманикиты семилукско-мендымской толщи и доманикоиды франско-фаменского возраста. В частности, нефтеносность нетрадиционных коллекторов доманиковых отложений франско-фаменского ярусов выявлена на ряде месторождений юго-востока Татарстана (Бавлинское, Матросовское, Бухараевское, Сабанчинское, Западно-Галицкое), а также на Баллаевском поднятии Ново-Елховского месторождения (рис. 1). Запасы месторождений были подсчитаны и поставлены на баланс в 2014–2015 гг. [1–4].

Доманиковые отложения представлены глинисто-карбонатными породами, обогащенными органическим веществом, с низкой пористостью и проницаемостью. До недавнего времени с позиции перспективной нефтенасыщенности они оценивались практически отрицательно.

В основу их изучения легли результаты, полученные при ГРП, проведенного в скважине №1144 в 2013 г. По его данным, высота трещин в отложениях достигала 22,8 м при западно-восточном направлении. Дебит нефти составил 10,6 т/сут. (рис. 2).

Основные отличия и особенности строения нетрадиционных коллекторов и признаки их нефтенасыщенности:

1. Нефтесодержащие породы в доманиковых отложениях имеют низкую пористость и проницаемость, и иной тип пустотного пространства, по сравнению традиционные коллекторы.
2. В нефтенасыщенных толщах данных отложений отмечаются большие зоны литологического замещения слабо проницаемых коллекторов непроницаемыми плотными породами.
3. Залежи в доманиковых отложениях не контролируются контуром структурных ловушек.
4. Залежи в них не имеют водонефтяного контакта.

Общепринятые методы ГИС позволяют выделять нефтесодержащие интервалы в толще с нетрадиционными коллекторами в идеальной среде, но в природе таковой не бывает.

Кроме стандартных методов ГИС, нефтенасыщенные интервалы выделяются по данным ИННК и ИНГК-С (С/О-каротаж). Последний является наиболее эффективным

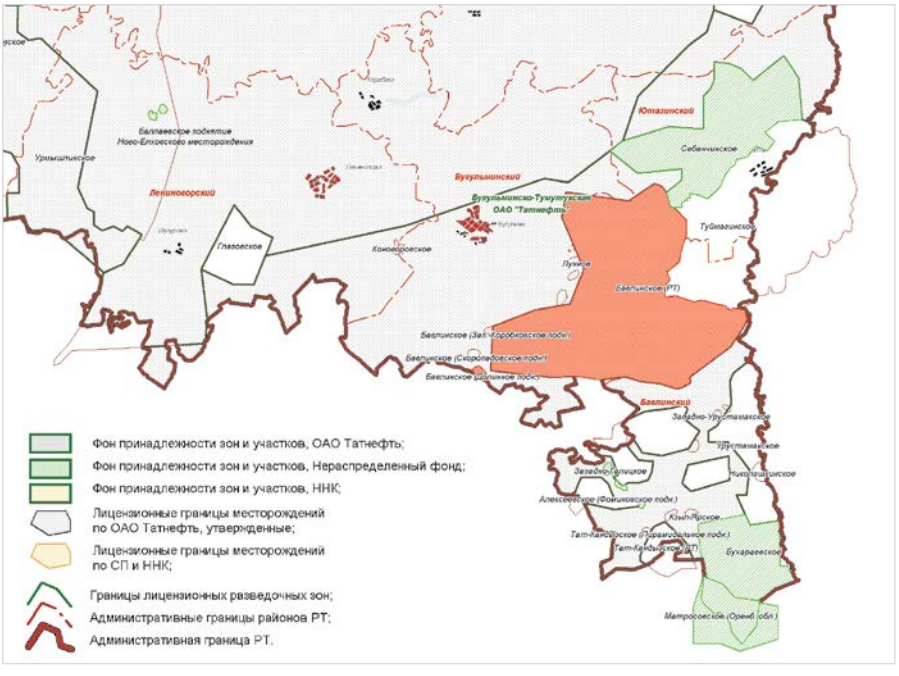


Рис. 1 — Местоположение месторождений в доманиковых отложениях

геофизическим методом для выявления пропущенных нефтеносных горизонтов и контроля за разработкой продуктивных пластов в обсаженных колонной скважинах.

В 2014 г., как эксперимент, для подтверждения характера насыщения пластов-коллекторов в ряде скважин (№115, 277, 299, 1144, 2691, 3917) старого фонда был проведен углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж) (рис. 3).

Метод основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов. В модификации углеродно-кислородного каротажа используемый генератор излучает импульсы нейтронов 14 МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц). Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, в силу индивидуальных их особенностей для элементов, составляющих породу, позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния и ряда других элементов в породе, обеспечивая тем самым решение задач оценки пористости, литологического состава, нефтенасыщенности.

При С/О-каротаже определяется параметр (COR), характеризующий распространенность в породе углерода (С) по отношению к кислороду (О). Этот параметр связан с содержанием в породе углеводородных соединений. Продуктивные пласты характеризуются избыточным содержанием углерода, по сравнению с водонасыщенными пластами (рис. 4).

Для коррекции отношения С/О по влияние вещественного состава пород рассчитываются аналогичные отношения Ca/SI (CaSI, LIRI), которые отражают содержание кальция (карбонат) и кремния (песчаник) в породе.

Качественно нефтенасыщенность коллекторов отражается положительными эффектами на кривых отношений С/О каротажа, т.е. превышением показаний COR (отношение параметров С/О) над CASI (отношение параметров Ca/SI) и пониженным хлоросодержанием в пластовом флюиде, по сравнению с хлоросодержанием водонасыщенных и глинистых пластов (кривая по хлору и углероду из спектров ИНГК-С) [6].

При подсчете запасов доманиковых отложений полностью пересматривался геолого-геофизический материал по всему фонду данных месторождений, скважин (описание керна и шлама, ФЕС, опробование, стандартный комплекс ГИС, газовый каротаж) и, с учетом данных по С/О-каротажу, выделялись нефтеносные интервалы — их границы и толщины, значения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Расчет кондиционных значений ФЕС для нетрадиционных коллекторов

Количественно нефтенасыщенность, пористость и проницаемость пластов определялась как по образцам керна в лабораторных условиях, так и по комплексу ГИС по общепринятой методике [5]. Зависимости $К_п$, $К_{пр}$, $К_н$ представлены в таб. 1.

В таб. 2 представлено сравнение кондиционных значений $К_п^{гр}$, $К_{пр}^{гр}$ и $К_н^{гр}$ для традиционных и нетрадиционных пластов-коллекторов Бавлинского нефтяного месторождения.

Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых

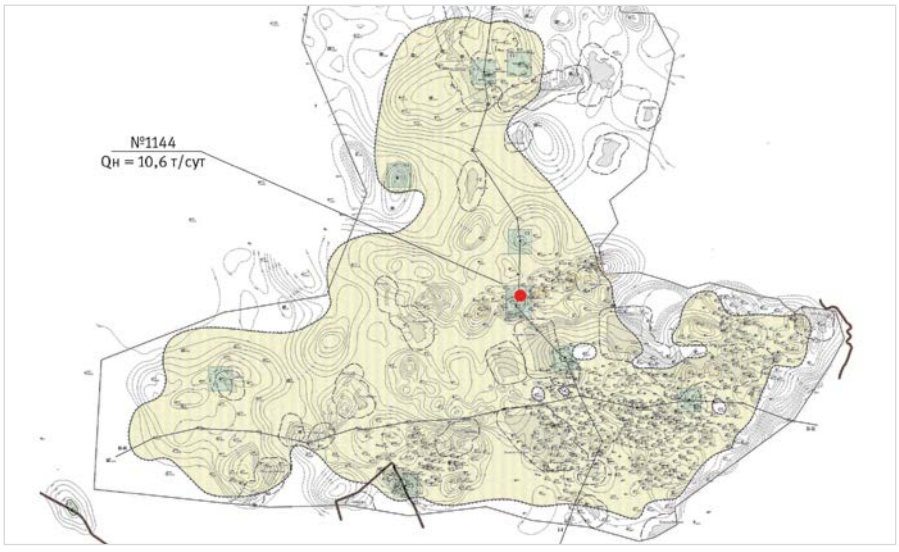


Рис. 2 — Местоположение скважины №1144 (Бавлинское месторождение)

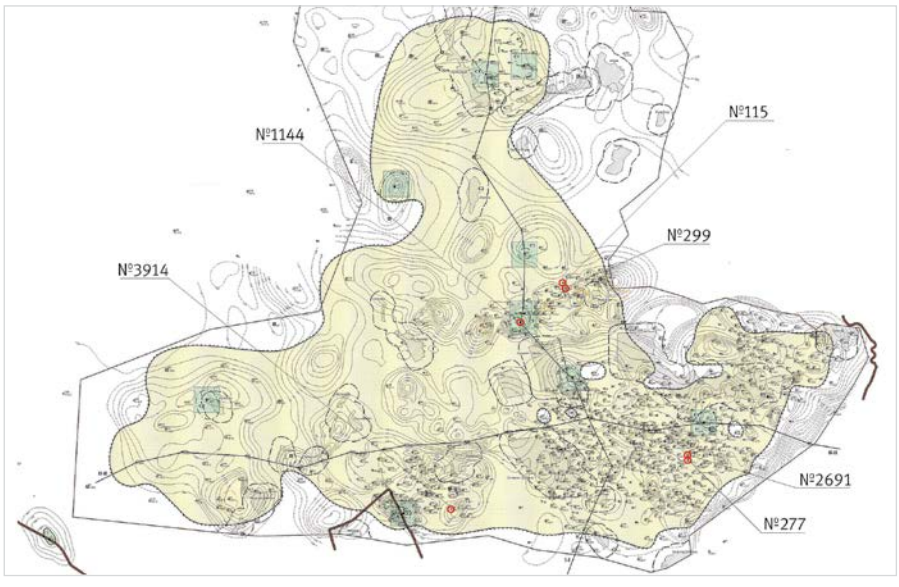


Рис. 3 — Скважины, в которых был проведен ИННК (С/О-каротаж) (Бавлинское месторождение)

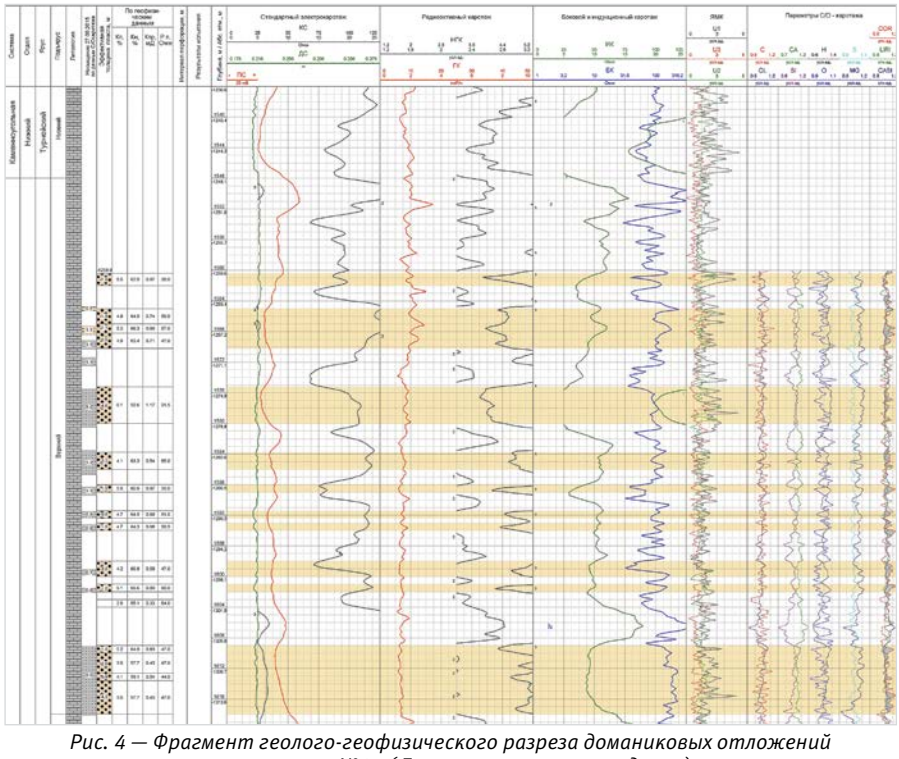


Рис. 4 — Фрагмент геолого-геофизического разреза доманиковых отложений по скважине №411(Бухараевске месторождение)

Определяемый параметр	Формула
Пористость	$K_п=0.339 * e^{(-3.46*\Delta J_{нгк})} - 0.14*\Delta J_{гк}^{1.28}$
Проницаемость	$K_{пр}=0.0441 * e^{(51,088*Kп)}$
Нефтенасыщенность	$K_н = 1 - 0,227/K_п\ 0,92 *\rho n0,61$

Таб. 1 — Зависимости для определения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности для доманиковых отложений

Коллектор	Пористость, %	Проницаемость, млД	Нефтенасыщенность, %
«традиционный»	4,0	1,0	55,0
«нетрадиционный»	3,0	0,1	40,0

Таб. 2 — Нижние кондиционные значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности для традиционных и нетрадиционных коллекторов фаменского яруса Республики Татарстан

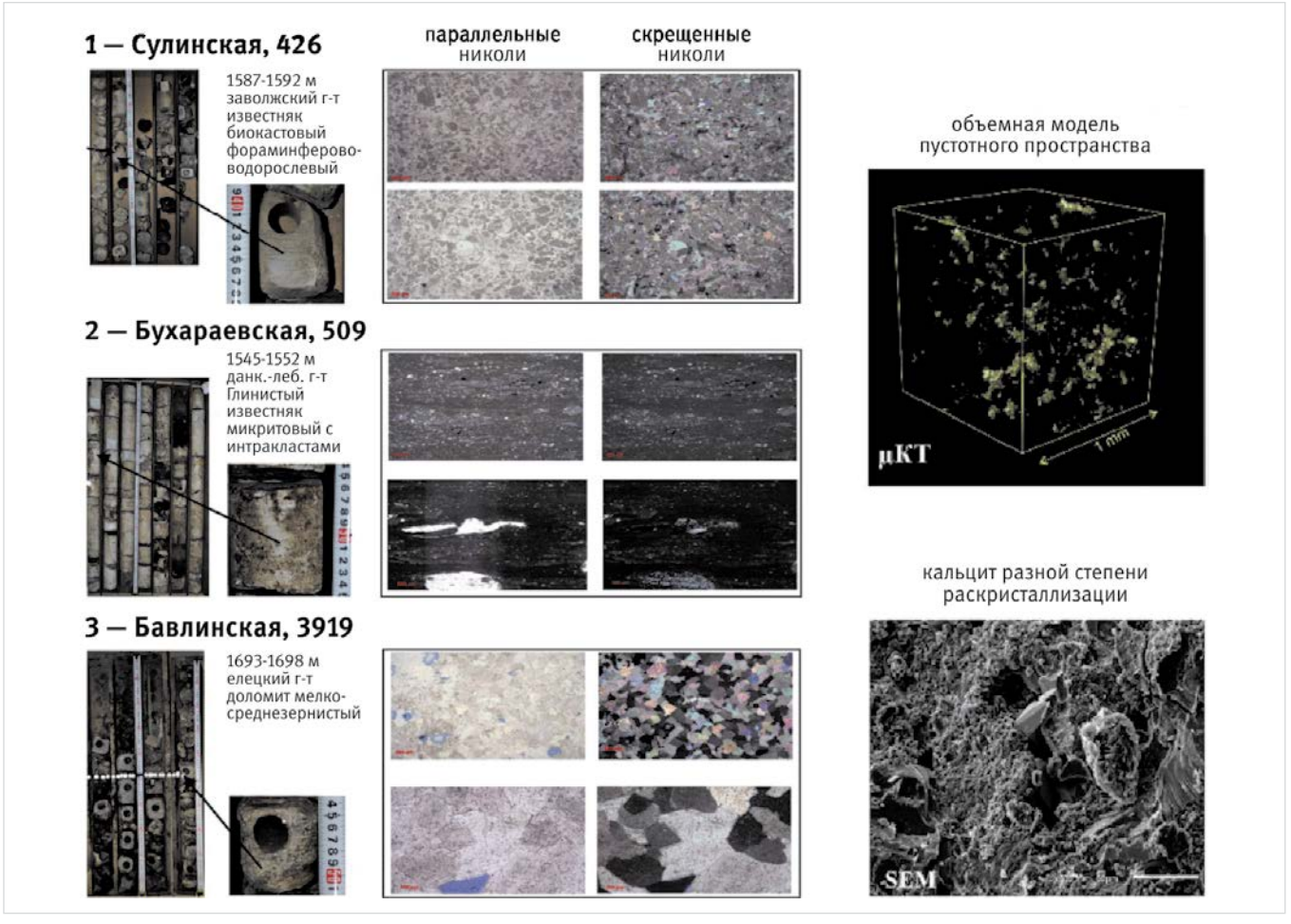


Рис. 5 — Образцы керна по скважинам № 426, 509, 3919

Рис. 6 — Структурная карта по кровле доманиковых отложений (Бавлинское месторождение)

отложений, сейсмические данные, петрофизический анализ материалов керновых данных позволяют утверждать, что продуктивные отложения доманиковой толщи являются резервуаром, широко развитым по площади изучаемого района.

В 2014 г. на кафедре геохимии МГУ проведены петрофизические и геохимические исследования образцов керна из доманиковых отложений Бавлинского и соседних с ним месторождений (рис. 5, таб. 3), которые доказывают, что породы обладают высоким генерационным потенциалом и могут являться нетрадиционными коллекторами [7].

В результате микроскопических исследований образцов установлено, что продуктивный пласт сложен микро- и тонкозернистыми

№ образца	Пористость, %	Проницаемость, млД
1	1,06	0,02
2	0,84	0,01
3	2,07	0,03

Таб. 3 — Значения пористости, проницаемости по образцам керна

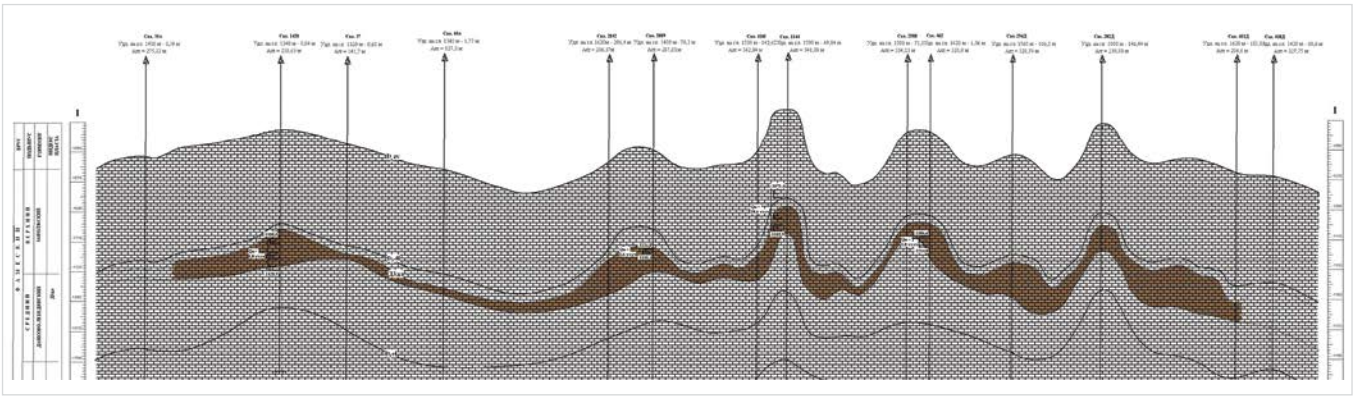


Рис. 7 — Схематический геологический профиль I-I (Бавлинское месторождение)

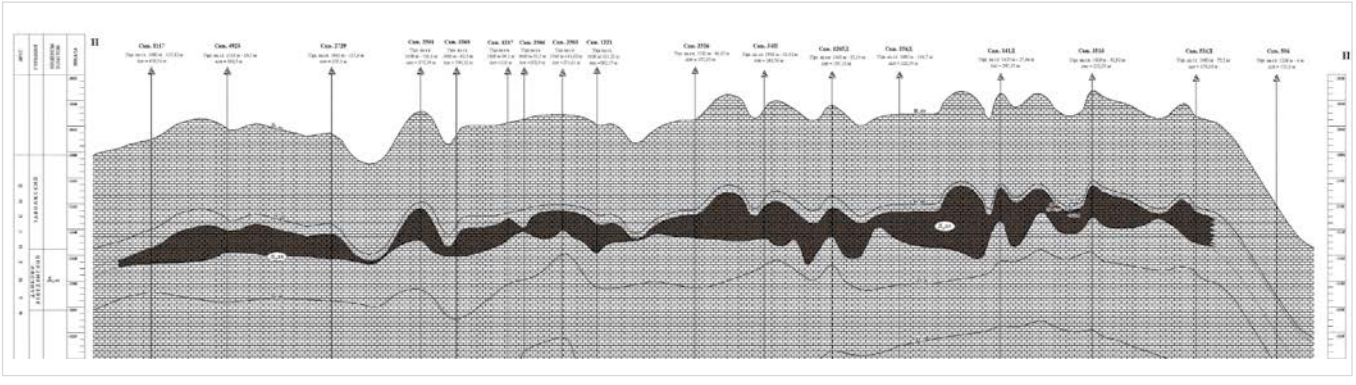


Рис. 8 — Схематический геологический профиль II-II (Бавлинское месторождение)

известняками, перекристаллизованными, неравномерно доломитизированными. Микроструктура в шлифе массивная. В породе между зернами отмечены пустоты (серый цвет — 1) размерами от 0,05 до 0,4 мм неправильной изометрической формы. Границы пустот нередко повторяют границы зерен и имеют прямолинейный характер. Прослоями выделяются перекристаллизованные шламово-детритовые известняки, доломитизированные до перехода в доломиты известковистые. Реже встречаются полидетритовые известняки, сложенные мелкими обломками и реликтами органогенных остатков, преимущественно водорослями.

Структура порового пространства этих пород межзерновая, реже межформенная. Поры тонкие (0,01–0,1 мм), иногда достигают размера 0,1–0,25 мм. Во всех этих структурных разностях карбонатных пород наблюдаются микро- и макротрещины. Первичная пористость в породах, слагающих продуктивный пласт, довольно часто залечена вторичными процессами. В коллекторах чаще развита вторичная пористость выщелачивания. Эти поры также часто приурочены к зонам трещиноватости. В структуре порового пространства наблюдаются поры перекристаллизации. Сообщаются поры посредством тонких соединительных канальцев и системы микротрещин.

Оконтуривание залежей доманиковых отложений

Условной границей развития продуктивных доманиковых отложений приняты зоны, в которых в пробуренных скважинах по стандартному, радиактивному и газовому каротажу не отмечены интервалы, перспективные на нефть. На рис. 6 показана залежь массивного типа, которая ограничена границей зоны отсутствия коллекторов.

Продуктивные интервалы хорошо выдержаны как по площади, так и по разрезу и представлены переслаиванием проницаемых, низкопроницаемых и плотных пропластков. ВНК отсутствует. Нефтенасыщенные интервалы подстилаются плотными породами. Подошва нефтенасыщенных интервалов представляет довольно неровную поверхность с резкими изменениями в отметках от -1120 до -1190 м. Эффективная толщина пластов изменяется от 2 до 22 м (рис. 7, 8).

Итоги

Предложен способ выделения пластов-коллекторов доманиковых отложений.

Выводы

Работы по изучению нетрадиционных коллекторов находятся в стадии становления и совершенствования.

Корреляция разрезов скважин доманиковых продуктивных отложений фаменского яруса, сейсмических данных, данных С/О каротажа и петрофизических анализов кернового материала позволяют утверждать, что доманиковые отложения являются протяженным в пространстве резервуаром.

Залежи в доманиковых отложениях не контролируются формами и параметрами структурных ловушек и не ограничиваются ни подошвенными, ни краевыми водами (отсутствие ВНК).

Границами залежей по горизонтали и вертикали служат зоны плотных пород, которые выделяются по С/О-каротажу.

Для более точного представления о размерах залежи необходимо проведение методов ГИС ИНГК-С и лабораторные исследования керна. Отбор керна из перспективных интервалов следует вести на всей площади залежи.

Список литературы

1. Ахманова Т.П., Бугульминская Л.С. и др. Пересчет запасов продуктивных отложений данково-лебедянского горизонта Бавлинского нефтяного месторождения. Казань: Фонды ТГРУ, 2014. С. 40–150.
2. Веденина. Н.Г. и др. Оперативный подсчет запасов нефти фаменского яруса Бухараевского месторождения. Казань: Фонды ТГРУ, 2015. С. 60–85.
3. Веденина. Н.Г. и др. Оперативный подсчет запасов нефти фаменского яруса Матросовского месторождения. Казань: Фонды ТГРУ, 2015. С. 35–60.
4. Веденина. Н.Г. и др. Оперативный подсчет запасов нефти фаменского яруса Баллаевского поднятия Ново-Елховского месторождения. Казань: Фонды ТГРУ, 2015. С. 35–60.
5. Стандарт организации. Интерпретация ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан. Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2013. С. 5–33.
6. Петерсилье В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каронаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2006. 41 с.
7. Фадеева. Н.П. Ступакова. А.В. Обработка и интерпретация результатов исследования керна (11 образцов) с целью определения петрофизических и геохимических свойств пород. Москва: МГУ, 2013. С. 15–140.

Isolation of Domanic reservoirs as a result of the carbon-oxygen logging

UDC 550.3

Authors:
Valentina V. Garifullina — leading geoscientist NGO "Stocks"; Valentina.andreeva@rambler.ru
Nailja G. Vedenina — deputy head department NGO "Stocks"; Vedenina_tgru@mail.ru

TGRU "Tatneft", Kazan, Russian Federation

Abstract
The well-known fact about Tatarstan is that reserves depletion from nonshale reservoir rocks on the territory of the most fields critically increases.
New tasks are usually set before geologists for maintain production and keeping reserve base: searching for oil deposits and field work in unconventional reservoirs.
Data interpretation of C/O logging of overlying section of the Domanic deposits is described in the article (fields of the Republic of Tatarstan are used as the example).

Materials and methods
C/O logging as the method of identification dropped coverage and field management.

Results
The method of isolation reservoirs of Domanic deposits.

Conclusions
Scientific investigation on unconventional reservoirs is on the stage of developing and improving.

Tracking well log of the Domanic deposits (the Famennian), seismic data and data interpretation of C/O logging, petrophysical investigations of core material, makes it possible to state that the Domanic deposits are wells, extended in space.
The Domanic deposits are not monitored by configuration and data of deformational traps and are not limited by edge and bottom waters (no OWS).
Belts of consolidated formations are considered to be pool boundaries, horizontally and vertically; pointed out using C/O logging.
For a more accurate picture of the deposit size, it is necessary to conduct GIS techniques INGK-C and laboratory tests of the core.
Coring from prospective intervals should be carried out on the full face of the deposit.

Keywords
reservoirs, carbon-oxygen logging, the petrophysical investigation of domanicits

References

1. Akhmanova T.P., Bugul'minskaya L.S. and oth. *Pereschet zapasov produktivnykh otlozheniy dankovo-lebedyanskogo gorizonta Bavlinskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Reestimation of reserves of productive sediments on the territory of Dankova-Lebedyansky horizon (Bavly district) oil field]. Kazan: *Fondy TGRU*, 2014, pp. 40–150.
2. Vedenina. N.G. and oth. *Operativnyy podschet zapasov nefti famenskogo yarusa Bukharaevskogo mestorozhdeniya* [Current oil volume evaluation of the Famennian deposits of Buharaevskoe oil field]. Kazan: *Fondy TGRU*, 2015, pp. 60–85.
3. Vedenina. N.G. and oth. *Operativnyy podschet zapasov nefti famenskogo yarusa Matrosovskogo mestorozhdeniya* [Current oil volume evaluation of the Famennian deposits of Matrosovskoe oil field]. Kazan: *Fondy TGRU*, 2015, pp. 35–60.
4. Vedenina. N.G. and oth. *Operativnyy podschet zapasov nefti famenskogo yarusa Ballaevskogo podnyatiya Novo-Elkhovskogo mestorozhdeniya* [Current oil volume evaluation of the Famennian deposits of Ballaevskoe upheaval (Novo-Elhovskoe oil field)]. Kazan: *Fondy TGRU*, 2015, pp. 35–60.
5. Company standard. *Interpretatsiya GIS, algoritmy opredeleniya parametrov produktivnykh plastov neftyanykh mestorozhdeniy Respubliki Tatarstan* [Company standard. Data interpretation of GIS techniques, the specification scheme of the productive layers of oil fields of the Republic of Tatarstan]. Almetyevsk: *OAO "Tatneft'"*, 2013, pp. 5–33.
6. Petersil'e V.I., Yatsenko G.G. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu yaderno-fizicheskikh metodov GIS, vklyuchayushchikh uglerod-kislorodnyy karonazh, dlya otsenki nefte- i gazonasyshchennosti porod-kollektorov v obsazhennykh skvazhinakh* [Methodological recommendations for using nuclear-physical analysis methods of GIS techniques, including C/O logging, for evaluation oil- and gas saturation of oil-reservoir rocks, situated in cased wells]. Moscow–Tver: *VNIGNI, NPTs "Tver'geofizika"*, 2006, 41 p.
7. Fadeeva. N.P. Stupakova. A.V. *Obrabotka i interpretatsiya rezul'tatov issledovaniya kerna (11 obraztsov) s tsel'yu opredeleniya petrofizicheskikh i geokhimicheskikh svoystv porod* [Processing and interpretation of test reports of core salvage (11 specimens) to determine petrophysical and geochemical rock properties]. Moscow: *MGU*, 2013, pp. 15–140.

СЕЙСМОТЕХНИКА

DRILLMEC
DRILLING TECHNOLOGIES

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

- Мобильные комплексы для бурения и капитального ремонта скважин с грузоподъемностью от 40 до 200 т;
- Стационарные буровые установки г/п до 345 т, производимые совместно и по технологии компании Drillmec S.p.A (Италия);
- Буровые установки г/п 320 т в эшелонном исполнении для кустового бурения;
- Вибрационные источники сейсмических сигналов с толкающим усилием 20–30 т;
- Буровые насосы;
- Буровое оборудование;
- Системы подготовки и очистки буровых растворов;
- Сервисное обслуживание и пуско-наладочные работы на нефтяных месторождениях.

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

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

- Drilling and workover mobile rigs with load capacity from 40 to 200 tons;
- Stationary drilling rig with load capacity up to 345 tons joint production and according to Drillmec S.p.A (Italy) company technologies;
- Drilling rig capacity 320 tons echelon type for cluster drilling;
- Vibratory seismic source with the push force of 20–30 tons;
- Mud pumps;
- Drilling equipment;
- Mud systems;
- Oilfield service and commissioning.

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

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

JSC «Seismotekhnika»
16 Vladimirov str.
246020 Gomel

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

УДК 550.3

Дистанционный мониторинг теплового поля нефтяного месторождения как инструмент управления промысловыми процессами

В.В. Югин
руководитель отдела дистанционной терморазведки
dtr-group@bk.ru

И.Ф. Мясников
к.г.-м.н., директор
anchar_d@mail.ru

В.А. Агачев
ведущий инженер

ООО «Комплексные Геохимические Исследования», Черноголовка, Россия

Дается анализ возможностей дистанционного ретромониторинга изменений термофлюидодинамического поля как инструмента управления промысловыми процессами на поздней стадии разработки нефтяного месторождения. В качестве источников ретроинформации используются многолетние данные космических тепловизионных съемок в дальнем (тепловом) инфракрасном диапазоне электромагнитных волн 7,5–14 мкм. Приводятся сравнения структур полей теплового излучения Елабужского нефтяного месторождения по срезам и разрезам до глубины 5 км по состоянию на 1988, 1999 и 2014 годы.

Материалы и методы
Космические тепловизионные снимки Ladsat разных лет сканирования. Метод космической дистанционной терморазведки КДТР – информационная технология математико-картографического моделирования структуры геотермического поля и флюидодинамических систем.

Ключевые слова
космическая тепловизионная съемка, тепловое излучение, вода, гидродинамика, Елабужское нефтяное месторождение, ретромониторинг

Способы контроля фильтрационных потоков на разрабатываемых месторождениях и регулирования направления фронта вытеснения трудоемки и затратны [1]. Причем, зачастую остаются «белые пятна» миграции флюидов за границами продуктивных горизонтов, в верхних и нижних структурных этажах.

В 2014 г. авторы провели опытное исследование возможности метода космической дистанционной терморазведки (КДТР) для объемного ретромониторига изменения термофлюидодинамики нефтяного месторождения на поздней стадии ее разработки. Исследование осуществлено на основе многолетнего производственного опыта применения КДТР в глубинном термофлюидодинамическом 3D картировании в артезианских бассейнах, нефтегазоносных и рудных регионах [2, 3].

По функциональной сути КДТР с использованием системы космического тепловидения представляет собой геофизическое зондирование глубинной структуры термического поля Земли. Авторы метода в [2, 3] описали новую технологию термометрического дешифрирования и геологической интерпретации данных космических тепловизионных съемок. Принципиально новым в этой статье является положительный результат ретромониторирования изменений структуры теплового поля нефтяного месторождения на поздней стадии эксплуатации, полученный по многолетним космическим тепловизионным снимкам Landsat.

Физические основы применения метода КДТР. Источником информации являются данные космических тепловизионных снимков в дальнем (тепловом) инфракрасном (ИК) диапазоне электромагнитных волн от 7,5 до 14 мкм. В дальнем ИК диапазоне регистрируется в основном собственное излучение Земли. Плотность потока излучения, детектируемая спутниковым тепловизором, почти пропорциональна температуре поверхности Земли. К поверхности приходит эндогенное тепло недр. В то же время, «тепловое излучение (ТИ) само по себе совершенно не зависит от температуры той среды через которую оно проходит» [4].

Поле ТИ Земли является потенциальным (векторным) геофизическим полем. Регистрируемые аномальные эффекты глубинных объектов зависят от их форм, размеров и глубин. В итоге тепловой ИК космоснимок является информационной основой осуществления геофизической интроскопии эндогенного геотермического поля.

Информационная технология дистанционной терморазведки [3] по функциональной сути представляет собой в целом математико-картографическое объемно-динамическое моделирование структуры геотермического поля и флюидодинамических систем. На разных этапах многоступенчатого процесса цифровой обработки исходных тепловизионных данных строятся картографические модели.

После стандартной предобработки исходные числовые значения температур снимка формата 2D преобразовываются в пространство 3D, используя компьютерные технологии трансформации геофизических полей, методы амплитудно-частотной фильтрации для разделения разнопорядковых аномалий на составляющие. Для глубинных функций $f(h)$ применяется каскадная фильтрация.

В результате трансформации числовой 3D тепловизионный массив является информационной базой осуществления геофизической интроскопии стереоморфологии эндогенного геотермического поля, и, соответственно, реализуется возможность селективного исследования структуры геотермического поля по разноглубинным латеральным срезам, а также по вертикальным разрезам любых направлений.

Таким образом, по технологии объемного термометрического дешифрирования создаются 2 объемных цифровых массива геотермического поля:

- массив I_T — интенсивности теплового излучения;
- массив Γ_B — вертикального градиента теплового излучения.

Для временного анализа — мониторингового исследования изменений спектральных компонентов во времени строились массивы I_T, Γ_B, карты срезов и разрезы по разновременным тепловизионным снимкам. Путем совмещения конгруэнтных разновременных карт создавались карты разностей, показывающие динамику временных изменений.

Космическая дистанционная терморазведка для гидрогеологии. Флюиды, особенно вода, обладают аномальными теплофизическими свойствами. Вода выделяется наибольшей теплоемкостью, наиболее устойчивой тепловой инерцией, наибольшим коэффициентом теплового излучения (0,93–0,98 в диапазоне 8–14 мкм). Отличаясь особой подвижностью, она является основным агентом конвекционного переноса тепла: вода переносит тепло, и тепло двигает воду. Вода привносит во вмещающие породы свою температуру и свои свойства. Изменение водонасыщенности разреза отражается на величине геотермического градиента.

Терморазведкой направление миграции природных эндогенных флюидов определяется по оси минимальных значений термоградиента и уменьшению интенсивности теплых аномалий геотермического поля; направление инфильтрационной конвекции – наоборот, по оси максимальных значений термоградиента и повышения интенсивности геотермического поля. Геотермические

показатели помогают разобраться в сложной системе миграции по проницаемым зонам разной направленности.

Заводнение и захоронение жидких отходов путем скважинного нагнетания в глубокие горизонты коллекторов накладывают техногенные гидродинамические и термические аномалии на природный геофон. Новая неоднородность распределения теплового поля является индикатором заводнения полигонов захоронений. Вначале процесс нагнетания имеет характер инфильтрации и наложенной аккумуляции отходов. При нагнетании больших объемов образуются аномально высокие пластовые давления, происходит наложение гидродинамических процессов, возникают техногенные трещины, по которым развиваются эксфильтрация и перетоки аккумулированных отходов по новым направлениям, вытесняются пластовые жидкости.

Опытный ретромониторинг теплового поля на Елабужском месторождении проведен авторами в 2014 г. с использованием информационной технологии космической дистанционной терморазведки с целью определения влияния добычи и нагнетания жидкостей в продуктовые пласты на геотермическое поле. Для эксперимента были использованы 3 разновременных тепловизионных снимка по району месторождения: Landsat-5, дата съемки 30.09.1988 г.; Landsat-7, дата съемки 07.10.1999 г.; Landsat-8, дата съемки 02.06.2014 г.

Елабужское нефтяное месторождение находится на юго-восточном борту северной вершины Татарского свода и приурочено к юго-западной части Елабужского асимметричного тектонического вала с крутым юго-восточным крылом типа флексуро-разрыва [5]. Продуктивными отложениями являются терригенные пласты-коллекторы кыновско-пашийского горизонтов D_3 (горизонт 531) и карбонатные породы C_2. Средняя глубина залегания кыновско-пашийского горизонта — 1528 м. Этаж нефтеносности равен 23,6 м.

Продуктивный карбонатный пласт башкирского яруса C_2b средней общей толщиной 31 м — имеет среднюю глубину залегания 695 м. Характеризуется коверновостью и трещиноватостью [5].

Нефти в отложениях девона маловязкие, в отложениях карбона – высоковязкие.

Елабужское месторождение находится в разработке с 1962 г. Начальная пластовая температура в кыновско-пашийских горизонтах составляла — 35°С, в башкирском ярусе — 25°С, что на 5°С выше по сравнению с присводовыми температурами одновозрастных отложений [5]. Наиболее эффективная и интенсивная добыча девонской нефти происходила в 1971–1981 гг. Ко времени начала космических тепловизионных съемок картографическими системами, извлекаемые теплые флюиды были преимущественно выкачаны (около 30 млн т) и заменены холодными водами. Воды нагнетаются главным образом в горизонт 531. С начала 1980-х гг. доля нефти в добываемой жидкости резко уменьшилась, обводненность продолжала возрастать с 70 до 90% добывающих скважин. Следовательно, к 1999 г. (снимок Landsat-7) температурное поле верхнедевонских залежей было значительно разрушено, а башкирских залежей фрагментами сохранилась. Такую картину видим на разрезах по состоянию на 1999 г.

Теоретически, для первичной картины геотермического поля, желательно было иметь тепловизионный снимок по площади месторождения до начала его разработки. Но в те годы тепловизионные съемки еще не проводились. Самый ранний из приведенного комплекта — снимок Landsat-5 1988 г. — получен после более чем десятка лет интенсивной добычи жидкости и заводнения залежей. Тем не менее вмещающие породы и остаточные ресурсы сохранили аномальность теплового поля, и в результате месторождение отчетливо выделяется в тепловом поле: и аномалией, и геотермическим куполом, и восходящей конвекцией, центробежно уходящей за ВНК. В кристаллическом фундаменте под месторождением отчетливо выделяется крупный канал тепловой конвекции, листрически восходящий из кристаллического фундамента со стороны Сарайлинской седловины.

Глубина 1500 м соответствует кровле девонской залежи. По всем трем снимкам, в залежи и в кровле залежи зафиксирован минимум вертикального градиента ($Г_В$), что связывается с восходящей тепловой конвекцией:

- в 1988 г. теплая аномалия от Елабужского месторождения имеет линейно вытянутую на СВ, как и месторождение, форму. Интенсивность ее наибольшая на юго-западном фланге и в центре залежи; уменьшается к СВ. От центра месторождения имеется ответвление к востоку, которое соответствует в плане структурному носу по кровле D_o. Эпицентр минимума $Г_В$ находится на юго-западе — над Соболековским поднятием;
- в 1999 г. эпицентр минимума $Г_В$ оказывается смещенным к ССВ на 5 км в район скв. 837. Минимум $Г_В$ распространяется над всем месторождением (рис. 1А);
- на снимке 2014 г. аномалия имеет вытянутую в меридиональном направлении форму. К середине 2014 г. эпицентр оказывается около скважины 961Е, то есть в 0,25 км к ЮВ от эпицентра 1999 г. (рис. 1Б).

Теплая аномалия от верхнедевонских залежей видна на всех поперечных разрезах. В нижней части осадочного чехла на глубинах около 1500 м она менее интенсивна, чем над

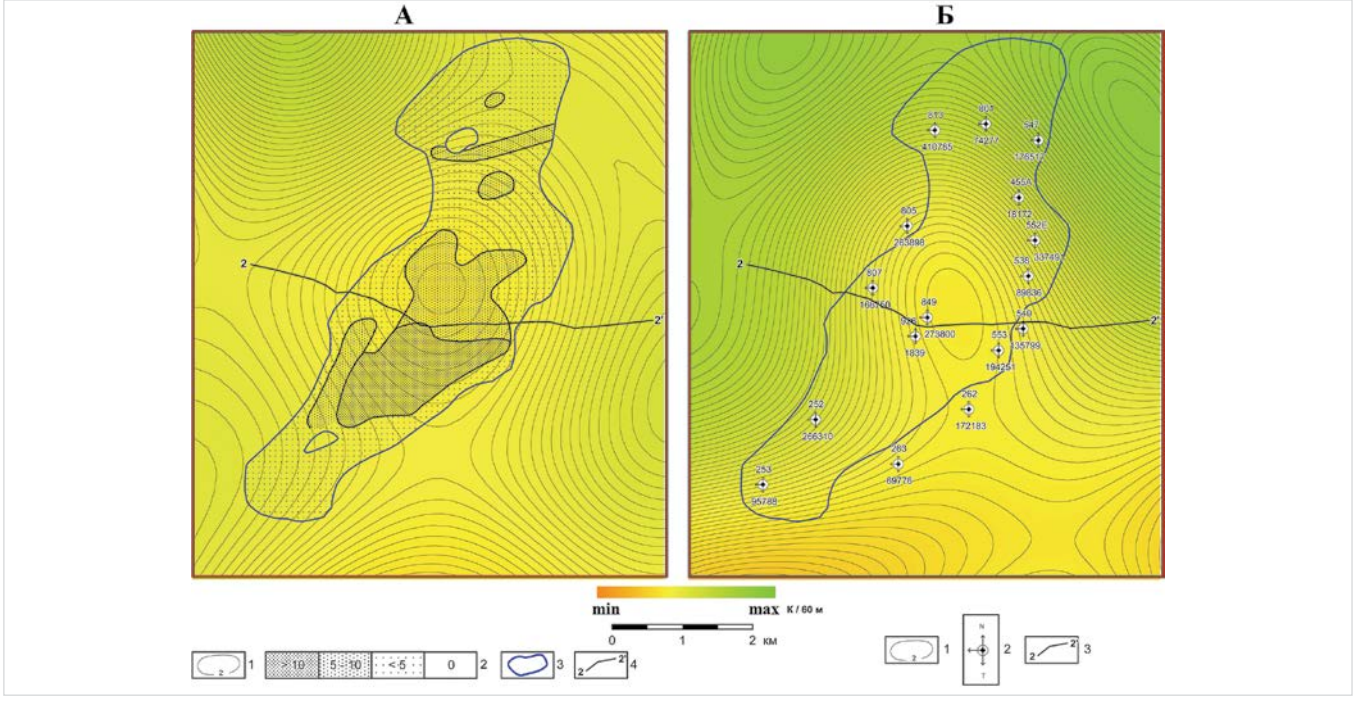


Рис. 1 — Дистанционный мониторинг структуры теплового поля месторождения нефти Елабуга на стадии эксплуатации. А – карта вертикальной производной $Г_В$ теплового поля по срезу на глубине 1500 м по тепловизионному снимку Landsat-7 от 07.10.1999 г. 1 — изолинии $Г_В$; 2 – мощность нефти в кыновско-пашийских горизонтах верхнего девона, в метрах; 3 – водонефтяной контакт; 4 – линия разреза по профилю 2–2`. Б – карта вертикальной производной $Г_В$ теплового поля по срезу на глубине 1500 м по тепловизионному снимку Landsat-8 от 02.06.2014 г. 1 – изолинии $Г_В$; 2 – нагнетательные скважины: N — номер скважины, T – количество воды в тоннах, закаченное в кыновско-пашийский горизонты в 2001–2009 гг.; 3 – линия разреза по профилю 2–2`

продуктивной толщей. Вероятно, это связано с закачкой воды в продуктивный горизонт и активизацией восходящих перетоков.

Более локальная приуроченность небольших теплых аномалий к башкирскому горизонту наблюдается на глубинах 600–700 м, по разрезам через центральную и северную части месторождения.

Геотермический купол прослеживается через все линии разрезов на месторождении. При этом максимальная высота его достигает 250–300 м во своде вала.

Восходящие конвекции теплых флюидов из фундамента, поступающие в верхнедевонские продуктивные горизонты, прослеживаются по разрезам (рис. 2А, Б). Восходящие перетоки из верхнего девона в башкирские и более молодые отложения отмечаются практически на всех разрезах.

Глубина 2000 м — это верхняя часть кристаллического фундамента. На вертикальную карту нанесен ВНК верхнедевонских залежей месторождения. Вертикальная карта наглядно показывает, как связано Елабужское месторождение с конвекционным (флюидоподводящим) каналом кристаллического фундамента.

Влияние закаченной воды на результаты КДТР. Структура башкирского яруса намного сложнее пашийско-кыновского горизонта, имеет ортогональные осложнения, которые отразились в структуре геотермического поля. Башкирские коллекторы – карбонаты – характеризуются кавернозностью и трещиноватостью субвертикального направления. Соответственно нагнетаемые воды перетекают снизу и распространяются в трещинных коллекторах зонально. Места перетоков видны на разрезах геотермического градиента и флюидодинамических разрезах (рис. 2). Динамика изменения их режима выявляется при сопоставлении разновременных разрезов. Например, по южному профилю в его середине узкая зона восходящего флюидоперетока прослеживается вертикально из кыновско-пашийского горизонта до уровня башкирского яруса и выше. По снимку 1988 г. она проявляется слабее, чем на снимке 1999 г.; а по снимку 2014 г. проницаемость ее не обнаруживается, а отражается как тектонический контакт.

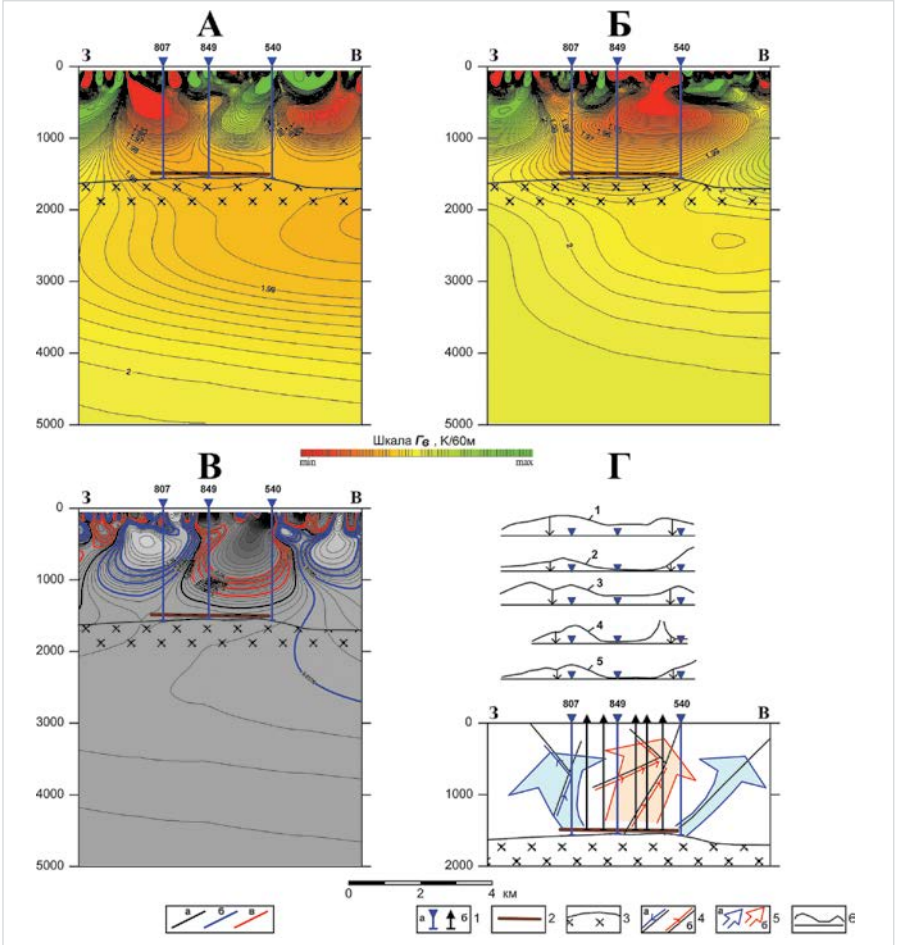
По профилю 2–2`, в 5,5 км от его начала, по снимку 1988 г. (рис. 2А) максимальным градиентом выделяется инфильтрационная зона, падающая в западном направлении. По снимкам 1999 и 2014 гг. (рис. 2Б) эта инфильтрационная зона замещена восходящим перетоком более теплых вод с глубины 1–1,5 км. Произошел реверс перетоков. Разностная картина изменений видна на рис. 2В. За пределами ВНК поле стало холоднее (синие изолинии положительных разностей вертикальных градиентов $Г_в$ отвечают понижению температурного поля); внутри контура ВНК поле стало теплее (красные изолинии отрицательных разностей $Г_в$ отвечают повышению температурного поля).

Сравнение результатов КДТР с объемами добычи нефти. Поскольку по отдельным скважинам отбираемая жидкость содержит нефть в доле от 0 до 98%, обводненность объекта — более 70% и отбор жидкости компенсируется активным заводнением, то очевидно, что без опорных скважинных термометрических наблюдений, сопровождающих добычу и нагнетание, интерпретировать количественно результаты КДТР, даже о приблизительных объемах добычи нефти, невозможно. Сама добыча непосредственно нефти и даже попутных природных вод, имеющих пластовую температуру продуктивных пластов, незначительно понижают тепловую аномалию месторождения; об этом свидетельствуют карты интенсивности теплового излучения $I_т$ и градиента $Г_в$ по срезам на глубинах залегания девонских отложений. Эпицентр тепловой аномалии месторождения в последние три десятилетия локализуется в центре месторождения, внутри эллипса нагнетательных скважин (рис. 1). По промысловым данным, около 25% начальных извлекаемых запасов остается в залежах. Гораздо более заметные изменения на результаты КДТР вносят нагнетание вод, компенсирующее извлечение подземных флюидов, и межпластовые перетоки вод.

Добыча ведется в основном из кыновско-пашийских горизонтов, залегающих на глубинах в среднем 1526 м. Сравнение карты добычи 2008–2009 гг. с картой $Г_в$ по срезу на глубине 1500 м (по Landsat 2014 г.) показало совпадение площади максимальной добычи с центром тепловой аномалии и узлом схождения флюидопроводящих зон на глубине 1500 м. С годами эксплуатации холодное окружение сжимает теплую аномалию (рис. 1). Добычей флюида теплая аномалия не уничтожается, а уменьшается поскольку остается ›50% геологических запасов нефти.

Возможное направление поступления флюидов в отложения девона и карбона. Комплекты геотермических разрезов и карт показывают поступление флюидов в Елабужский свод с юго-востока из верхней части кристаллического фундамента по проницаемым зонам листрической формы. В коллекторы осадочного чехла они поступают в зоне Елабужского разлома, имеющего сложную морфологию, но в целом имеющего СВ простирание. Зона разлома является зоной дренирования глубинных флюидов. Дренирование флюидов и инфильтрационных вод обусловило интенсивное карстообразование и формирование локальных провалов большой амплитуды в зоне разлома, которые отчетливо отобразились на картах рельефа опорных горизонтов.

Направления конвекции и движения флюидов в осадочном чехле намного



А – геотермический разрез вертикального градиента $Г_в$ теплового излучения по профилю 2–2`, составленный по тепловизионному снимку Landsat-5 от 30.09.1988 г. Б – геотермический разрез вертикального градиента $Г_в$ теплового излучения по профилю 2–2`, составленный по тепловизионному снимку Landsat-7 от 07.09.1999 г. В – разрез разностных значений $Г_в$ между данными Landsat-7 (1999 г) и Landsat-5 (1988 г) по профилю 2–2`. Линии равных разностей: а – нулевой, б – положительных, в – отрицательных. Г – измененные направления перетоков нагнетаемых вод и пластовых флюидов. 1 – скважины: а – нагнетающие, б – добывающие; 2 – водонефтяной контакт по кровле D_0 на 2014 г; 3 – кристаллический фундамент; 4 – трещинные перетоки: а – нагнетаемых вод, б – природных флюидов; 5 – направления техногенных конвекций: а – холодных, б – теплых; 6 – графики содержаний (опробование 2015 г.): 1 – суммы парообразных УВ (C_6–C_9); 2 – мультипликативного показателя по микроэлементам (Cu×Zn×Pb×Ni×Co×Mo×V×Mn); 3 – суммы битумоидов (C_{10}–C_{24}); 4 – естественного электрического поля; 5 – d-каппаметрии ($t\chi$-χ=$d\chi$)

Рис. 2 — Дистанционный мониторинг структуры теплового поля месторождения нефти Елабуга на стадии эксплуатации

сложнее, ветвистее, чем в кристаллическом фундаменте. Латеральные и вертикальные направления в осадочном чехле часто прерываются, создают квазиблоковые формы. Многочисленные перетоки часто ориентированы субвертикально, особенно это характерно для карбоновых отложений над верхнедевонской залежью нефти. Многоструйная восходящая конвекция образовала крупную тепловую аномалию.

Итоги

Результаты опытных работ на Елабужском месторождении показали, что КДТР – эффективный метод для мониторинга сложных большеобъемных термофлюидодинамических процессов, может являться существенным дополнением к комплексу промысловых методов контроля заводнения на разрабатываемых нефтяных месторождениях.

Выводы

1. Аномальность теплового поля сохраняется до настоящего времени, вопреки нагнетанию с начала эксплуатации десятков млн м^3 холодных вод и отбору такого же объема теплой жидкости из горизонта 531. Об этом наглядно свидетельствует карта вертикальных градиентов теплового излучения $Г_в$ по срезу на глубине 1500 м, составленная по съемке 2014 г. Нагнетание и отбор жидкости из продуктивных отложений изменяют положение центра теплой аномалии и ее форму.
2. Елабужское месторождение девонской нефти связано с кристаллическим фундаментом флюидоподводящим каналом, по которому происходит тепловая конвекция, полого восходящая с ЮВ на СЗ.
3. Процесс нагнетания воды активизирует восходящие перетоки вод, в основном, за контуром ВНК из верхнедевонских пластов в верхние гидродинамические этажи водообмена.
4. Ретроанализ и текущий мониторинг методом КДТР в комплексе с промысловыми данными может обеспечить получение динамичной картины изменения структуры геотермического и флюидного полей в ходе эксплуатации нефтяного месторождения. Для этого надо выполнять сопоставление данных, полученных одновременно из промысловой документации и из космической тепловизионной съемки.

Список литературы

1. Васильев Д.М. Совершенствование контроля и оптимизация выработки запасов нефти из пластов в режиме активного заводнения. Дисс.к.т.н. Уфа. 2015. 122 с.
2. Югин В.В., Мясников И.Ф., Агачев В.А. Глубинное термометрическое дешифрирование космотепловизионных данных // Геология и охрана недр. Алматы. 2013. №4 (49). С. 36–47.
3. Югин В.В., Мясников И.Ф., Агачев В.А. Новая технология термометрического дешифрирования и геологической интерпретации данных космических тепловизионных съемок // Нефть. Газ. Новации. 2014. №1. С. 44–48.
4. Планк Макс. Теория теплового излучения. М.: Комкнига, 2006. 208 с.
5. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Фэн АН РТ, 2007. 316 с.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

The remote thermal area monitoring of oil fields as a management tool of field data process

UDC 550.3

Authors:
Vladimir V. Jugin — head of the department; dtr-group@bk.ru
Ivan F. Mjasnikov — Ph.D., director; anchar_d@mail.ru
Vitalij A. Agachev — leading engineer

"Kompleksnye Geohimicheskie Issledovanija", LLC, Chernogolovka, Russian Federation

Abstract

The article is concerned with the opportunity analysis of the remote retrospective monitoring of thermodynamic and fluidodynamic field as the management tool of process control system of the oilfield at the late stage of field research. As the data source, multi-year data of space-based and observer thermal imaging system of far infrared band (7.5–14 micron) are used. Field patterns of heat radiation of Yelabuga oilfield (micro- and cross-section aspect to a depth of 5 km as on 1988, 1999, 2014) are compared in the article.

Materials and methods

Ladsat thermal imaging of different years. The method of outer-space remote-action geothermal survey – map-making imitation of geothermal field and fluidodynamic systems.

Results

Pilot survey on the territory of the Yelabuga oilfield illustrated the efficiency of the method for complicated large-volume thermodynamic and fluidodynamic fields. The method can be considered as the essential part of the system (complex of methods) to control water flood influx on the territory of producing fields.

Conclusions

1. The abnormality of the thermal area exists up to the present moment, in spite of discharge pumping dozens mil of m^3 of cold waters and drainage of the same volume of warm liquid from the interface №531. Lapse map of heat radiation, based on the microsection at the depth of 1500 m, composed according to the mapping, made in 2014 by applying Landsat-8, makes it absolutely clear. Discharge pumping and drainage from productive sediments changes the location of warm signature and its configuration.
2. The Yelabuga oilfield of Devonian oil is concerned with the crystalline basement of fluid channel, where thermal convention horizontally upraises south-easterly north-westward.
3. Water-injection operation activates ascending waters out of the pattern from the Upper Devonian reservoir into upper hydrodynamic levels of water exchange.
4. Post-event analysis and routine monitoring through the method of outer-space remote-action geothermal survey, including the field data, can provide the dynamic picture of changes in structure of geothermal and fluid area in operation of field exploitation. This calls for data correlation, including oilfield data and outer-space thermal imaging.

Keywords

outer-space thermal imaging, heat radiation, carbonated water, flow dynamics, the Yelabuga oilfield, retrospective monitoring

References

1. Vasil'ev D.M. *Sovershenstvovanie kontrolya i optimizatsiya vyrabotki zapasov nefti iz plastov v rezhime aktivnogo zavodneniya* [The enhancement of monitoring and production of reserves in capacity of water flood influx]. Ph.D. thesis in Engineering Science, Ufa, 2015, 122 p.
2. Yugin V.V., Myasnikov I.F., Agachev V.A. *Glubinnoe termometricheskoe de-shifrirovanie kosmoteplovizionnykh dannykh* [The deep-seated thermometric identification of the outer-space thermal-imaging data]. *Geologija i ohrana nedr.* Almaty, 2013, issue 4 (49), pp. 36–47.
3. Yugin V.V., Myasnikov I.F., Agachev V.A. *Novaya tekhnologiya termometricheskogo deshifrirovaniya i geologicheskoy interpretatsii dannykh kosmicheskikh teplovizionnykh s"emok* [The new operational procedure of thermometric identification and geological data interpretation of outer-space thermal-imaging observation]. *Neft'. Gaz. Novacii,* 2014, issue 1, pp. 44–48.
4. Plank Maks. *Teoriya teplovogo izlucheniya* [The theory of heat radiation]. Moscow: *Komkniga*, 2006, 208 p.
5. *Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [The petroleum potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Ed. by R.H. Muslimov. Kazan: *Fen AN RT*, 2007, 316 p.

СОВРЕМЕННЫЕ БЫСТРОВОЗВОДИМЫЕ СООРУЖЕНИЯ И МОБИЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

Производственный холдинг «VECTOR-M» AG представляет вашему вниманию современные инновационные системы в строительстве быстрововзводимых сооружений

Преимущества быстровозводимых сооружений:

- Надежность в эксплуатации (срок службы 15–20 лет)
- Быстрота возведения и демонтажа конструкций
- Энергосберегающие и термостойкие ткани ПВХ концерна MEHLER, Германия
- Новая инновационная система автономного управления сооружением в целом
- Полное техническое документационное сопровождение проектов сооружений

Vector M
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ХОЛДИНГ

141000, МО, Г. МЫТИЩИ, ОЛИМПИЙСКИЙ ПР.,
Д. 29, БЦ «ФОРМАТ», ОФИСНЫЙ БЛОК 8В-В3
Т./Ф.: +7 (495) 926-0687 (МНОГОКАНАЛЬНЫЙ), ТЕЛ.: +7 (495) 920-2455

INFO@AIR-DOME.MSK.RU WWW.AIR-DOME.MSK.RU

CMT clima WELTEM ApenGroup aermaxline

УДК 622.24

Оценка проницаемости тампонажного камня, сформированного из облегченного тампонажного раствора

А.В. Пахарев
ассистент кафедры БС ИПР
gtn_tomsk@mail.ru

И.Б. Бондарчук
ассистент кафедры БС ИПР ТПУ
bond_ib@mail.ru

ТПУ, Томск, Россия

В связи с увеличением объемов строительства скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и вскрытием пластов, склонных к поглощениям, а также наличием высокопроницаемых пород, существует необходимость использования стабильных облегчённых тампонажных растворов. Данная работа посвящена исследованию паропроницаемости цементного камня.

Материалы и методы
Исследовались образцы тампонажного камня по ГОСТ 25898-83. Паропроницаемость определялась у высушенного образца.

Ключевые слова
проницаемость, тампонажный камень, полые стеклянные микросферы, облегчённые тампонажные растворы, проницаемость цементного камня

В настоящее время большинство используемых облегченных тампонажных растворов не обеспечивают высокое качество тампонажного кольца, его прочность и герметичность. Облегчённый тампонажный раствор с полыми стеклянными микросферами (ПСМС) для крепления скважин различного типа является одним из лучших способов создания надежного цементного кольца в затрубном и межтрубном пространстве [1–3].

Известно, что цементный камень является пористым материалом. Следовательно, цементный камень будет пропускать через себя газообразные и жидкостные вещества. Наиболее доступным газом является воздух, имеющий различную относительную влажность.

В работах [6–9] отмечается, что определённые размеры пор имеют разную паропроницаемость при различных значениях относительной влажности воздушной среды. Кроме этого, в работах [10, 11] выявлена зависимость структуры материала от его проницаемости. При этом приводятся данные по потерям тепла в жилых зданиях. Так, через стены фасада теряется от 25 до 40 % тепла, идущего на отопление. Это связано с тем, что для ограждающих конструкций жилых домов обязательным считается возможность паропроницаемости для воздухообмена в помещениях.

Для цементного кольца в затрубном и межтрубном пространстве скважины указанные требования не предъявляются. Следовательно, для обеспечения герметичности крепи оптимальным нужно считать самые низкие показатели паропроницаемости цементного камня.

В работе [4] экспериментально определен коэффициент паропроницания тампонажного камня. Исследование проводилось в НИИ строительной физики Российской академии архитектурных и строительных наук (РААСН) при участии В.Г. Гагарина, И.В. Бессонова. Затем у высушенного образца было рассчитано сопротивление паропроницаемости по ГОСТ 25898-83 [13]. Результаты исследований представлены в таб. 1.

Анализ полученных результатов показывает, что паропроницаемость тампонажного камня с обычными и аппретированными полыми стеклянными микросферами ниже в 2 раза, чем у тампонажного камня из 100% ПЦТ. Соответственно, сопротивление паропроницанию будет во столько же раз больше. Более того, известно, что современные гидроизоляционные строительные материалы имеют сопротивление паропроницаемости 1,1 м2·ч·Па/мг [12]. Такие же показатели сопротивления паропроницаемости имеет цементный камень, приготовленный из облегченных тампонажных растворов на основе ПСМС и АПСМС. Использование облегченных тампонажных растворов на основе ПСМС и АПСМС существенно повышает герметичность цементного кольца в затрубном и межтрубном пространстве скважины.

Кроме того, анализ полученных результатов говорит о том, что паропроницаемость снижается при наличии в составе тампонажного раствора ПСМС и АПСМС. Так, при расходе микросфер 5% от массы ПЦТ паропроницаемость уменьшается более чем в 2 раза. Для всех других составов, согласно данным, приведённым в таб. 1, она значительно ниже, чем у камня, сформированного из 100% ПЦТ. Это снижение составляет от 50 до 40%. Рост сопротивления паропроницанию при этом находится в таких же пределах.

Итоги
Результаты исследований подтвердили, что применение в составе облегчённого тампонажного раствора ПСМС и АПСМС в количестве от 2,5 до 7,5%, снижает паропроницаемость камня, а, значит, повышает герметичность скважины.

Выводы
Очевидно, что по показателям сопротивления паропроницанию облегчённый тампонажный раствор с 5% ПСМС или АПСМС соответствует современным гидроизоляционным строительным материалам. Сопротивление паропроницанию для всех других составов, рассмотренных в статье, значительно выше, чем у камня, сформированного из 100% ПЦТ. Это связано с газо- и водонепроницаемостью полых стеклянных микросфер и плотностью структуры облегчённого тампонажного камня с полыми стеклянными микросферами. По паропроницаемости можно косвенно оценить герметичность цементного кольца.

В настоящее время авторами статьи разработаны технологии (технологические регламенты) и нормативные документы (технические условия) приготовления и применения облегчённых тампонажных растворов с ПСМС и АПСМС в условиях Томской области.

Состав раствора, мас. %	Средняя плотность, кг/м³		Пористость матрицы, %	Паропроницаемость, мг/м·ч Па	Сопротивление паропроницанию, м²·ч·Па/мг
	раствора	высушенного образца			
100 ПЦТ1	1810	1612	15,1	$1{,}96\ 10^{-2}$	0,51
100 ПЦТ; 2,5 ПСМС²	1610	1420	14,2	$1{,}2\ 10^{-2}$	0,812
100 ПЦТ; 5 ПСМС	1340	1216	18,2	$0{,}96\ 10^{-2}$	1,04
100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	1300	1137	20	$1{,}12\ 10^{-2}$	0,914
100 ПЦТ; 2,5 АПСМС³	1620	1438	12,3	$1\ 10^{-2}$	1,01
100 ПЦТ; 5 АПСМС	1380	1280	13,8	$0{,}9\ 10^{-2}$	1,105
100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	1330	1205	18,5	$1{,}1\ 10^{-2}$	0,94

Примечание:
1 – ПЦТ – портландцемент тампонажный; 2 – ПСМС – полые стеклянные микросферы;
3 – АПСМС – аппретированные полые стеклянные микросферы

Таб. 1 — Паропроницаемость тампонажного камня с полыми стеклянными микросферами

Список литературы
1. Чубик П.С., Пахарев А.В., Орешкин Д.В., Беляев К.В. Проблемы качества крепления скважин в Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 7. С. 35–37.
2. Пахарев А.В., Беляев К.В. Свойства тампонажного камня, сформированного в условиях скважины Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 6. С. 42–44.
3. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Пахарев А.В. Разработка универсального тампонажного раствора для геологических условий Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 10. С. 42–44.
4. Пахарев А.В. Пористость и проницаемость облегченных тампонажных растворов // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 324. №. 1. С. 173–176.
5. Перехоженцев А.Г. Вопросы теории и расчёта влажностного состояния неоднородных участков ограждающих конструкций зданий. Волгоград: ВолгГАСА, 1997. 273 с.
6. Горчаков Г.И. и др. Состав, структура и свойства цементных бетонов. М.: Стройиздат, 1976. 145 с.
7. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. М.: Недра. 2004. 232 с.
8. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А. и др. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы. М.: Недра. 1999. 180 с.
9. Первушин Г.Н., Орешкин Д.В. Проблемы трещиностойкости облегченных цементных материалов. Ижевск: ИжГТУ, 2003. 212 с.
10. Гагарин В.Г. Теория состояния переноса влаги в строительных материалах и теплозащитные свойства ограждающих конструкций зданий. Дисс. докт. техн. наук.М.: НИИСФ, 2000.
11. Горчаков Г.И., Баженов Ю.М. Строительные материалы. М.: Стройиздат. 1986. 688 с.
12. СНиП–II–3–79. Строительная теплотехника. М., 1998.
13. ГОСТ 25898-83. Методы определения сопротивления паропроницанию.

ENGLISH **DRILLING**

Evaluation of permeability grouting stone, formed from the lightweight cement

UDC 622.24

Authors:
Alexander V. Pakharev — assistant of the department BS IPR; gtn_tomsk@mail.ru
Igor B. Bondarchuk — assistant of the department BS IPR; bond_ib@mail.ru

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Abstract
Construction volume under abnormally low reservoir pressures conditions and drilling of mud losses is the reason for the necessity of using the lightweight cement. The article is devoted to the vapor permeability of cement stone.

Materials and methods
Cement samples were tested according to GOST 25898-83. The water vapor permeability was determined, using the dried sample.

Results
The results of the research confirmed the use of hollow glass microspheres (HGM) and dressed hollow glass microspheres (DHGM) as a part of the lightweight cement slurry, from 2.5 to 7.5%; it reduces the water vapor permeability of the stone, and thus, increases the sealness of the well.

Conclusions
It is obvious, that the impedance factor of lightweight cement slurry with 5% of HGM or DHGM is up to the standards of waterproofings. Water vapor permeability resistance for all other compositions, described in the article, is considerably higher in comparison with the stone, formed from 100% oil-well portland cement. This is due to gas and water resistance of hollow glass microspheres and the imporosity of lightweight grouting stone with hollow glass microspheres. Cement sheath integrity can be indirectly estimated from vapor permeabilty.
Currently, authors of the article developed technology (technological regulations) and regulations (specifications), regulating mixing of mortar and mud application of lightweight cement slurries with HGM and DHGM in the Tomsk region.

Keywords
permeability, cement,
hollow glass microspheres,
lightweight cement slurries,
the permeability of cement stone

References
1. Chubik P.S., Pakharev A.V., Oreshkin D.V., Belyaev K.V. *Problemy kachestva krepleniya skvazhin v Tomskoy oblasti* [Problems of quality of well casing in the Tomsk region]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, issue 7, pp. 35–37.
2. Pakharev A.V., Belyaev K.V. *Svoystva tamponazhnogo kamnya, sformirovannogo v usloviyakh skvazhiny Tomskoy oblasti* [Properties of tamping stone, formed under conditions of wells in Tomsk region]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2012, issue 6, pp. 42–44.
3. Oreshkin D.V., Belyaev K.V., Pakharev A.V. *Razrabotka universal'nogo tamponazhnogo rastvora dlya geologicheskikh usloviy Tomskoy oblasti* [Development of universal tamping solution for the geological conditions of Tomsk]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, issue 10, pp. 42–44.
4. Pakharev A.V. *Poristost' i pronitsaemost' oblegchennykh tamponazhnykh rastvorov* [The porosity and permeability of lightweight cement slurries] Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2014, Vol. 324, issue 1, pp. 173-176.
5. Perekhozhentsev A.G. *Voprosy teorii i rascheta vlazhnostnogo sostoyaniya neodnorodnykh uchastkov ograzhdayushchikh konstruktsiy zdaniy* [Theory and calculation of humidity state of inhomogeneous sections of building envelopes]. Volgograd: *VolgGASU*, 1997, 273 p.
6. Gorchakov G.I. and oth. *Sostav, struktura i svoystva tsementnykh betonov* [The composition, structure and properties of cement concrete]. Moscow: *Stroyizdat*, 1976, 145 p.
7. Oreshkin D.V., Frolov A.A., Ippolitov V.V. *Problemy teploizolyatsionnykh tamponazhnykh materialov dlya usloviy mnogoletnikh merzlykh porod* [Problems of thermal insulation materials for the backfill conditions of perennial frozen rocks]. Moscow: *Nedra*, 2004, 232 p.
8. Vyakhirev V.I., Ippolitov V.V., Oreshkin D.V., Belousov G.A. and oth. *Oblegchennye i sverkhlegkie tamponazhnye rastvory* [Lightweight and ultra-light cement slurries]. Moscow: *Nedra*, 1999, 180 p.
9. Pervushin G.N., Oreshkin D.V. *Problemy treshchinostoykosti oblegchennykh tsementnykh materialov* [Problems of fracture toughness of lightweight cementitious materials]. Izhevsk: Izhevsk State Technical University, 2003, 212 p.
10. Gagarin V.G. *Teoriya sostoyaniya perenosa vlagi v stroitel'nykh materialakh i teplozashchitnye svoystva ograzhdayushchikh konstruktsiy zdaniy* [The theory of moisture transfer state in building materials and heat-shielding properties enclosing structures zdaniy]. Doctoral dissertation. Moscow: *NIISF*, 2000.
11. Gorchakov G.I., Bazhenov Yu.M. *Stroitel'nye materialy* [Construction Materials]. Moscow: *Stroyizdat*, 1986, 688 p.
12. SNiP-II-3-79. *Stroitel'naya teplotekhnika* [Thermal Engineering]. Moscow, 1998.
13. GOST 25898-83. Building materials and products. Methods of steam-tightness determination.

15 лет

проНова – это...

- Автоматизированная система измерения и анализа эффективности буровых операций
- Контроль качества данных ГТИ и дополнение информации в рапорты супервайзеров
- Возможность оценить и сравнить эффективность работы буровых бригад при помощи KPI
- Выявление явного и «скрытого» НПВ
- Анализ исторических данных по скважинам и разработка (или корректировка) норм времени на буровые операции
- Определение «лучшей практики»
- Ежедневный контроль за буровыми бригадами и расчет сверхнормативного времени (СНВ)
- Инструмент для повышения коммерческой скорости бурения
- Оптимизация сроков строительства скважин и сокращения общих затрат

ООО «ТДИ Энерджи Сервисес»

443001, Россия, г. Самара
ул. Молодогвардейская 204, 24
Тел/факс: (846) 267 36 11
office@tde-group.com
www.tde-group.com

ТДИ ЭНЕРДЖИ СЕРВИСЕС

http://www.пронова.рф/ ***Follow proNova: Facebook, LinkedIn, Google+, VK***

УДК 622.24

Исследование влияния химических реагентов на резину эластомера винтового забойного двигателя при различных температурах

А.В. Епихин
старший преподаватель
epikhinav@mail.ru

В.П. Шестеров
старший преподаватель

М.И. Губарев
студент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Томск, Россия

Научная работа посвящена исследованию влияния химических реагентов бурового раствора на характеристики образцов резины ИРП-1226, которая является одним из основных материалов для изготовления эластомеров винтовых забойных двигателей. Рассматриваются результаты влияния выборки из четырех химических реагентов на параметры образцов резины ИРП-1226 при различных температурах. Подтверждено синергетическое влияние химических реагентов и температуры бурового раствора на состояние эластомера винтового забойного двигателя. Дано описание процессов, происходящих в эластомере в присутствии различных химических реагентов. Применение полученных результатов позволит разработать методику по повышению ресурса эластомеров винтовых забойных двигателей.

Материалы и методы
Исследовались образцы резины ИРП-1226 путем полного погружения в растворы химических реагентов буровых растворов. Длительность эксперимента составляла 360–432 часов. Температура эксперимента — от 25 до 85°С.

Ключевые слова
бурение, винтовой забойный двигатель, буровой раствор, эластомер, ингибитор глин, бактерицид

В ранних исследованиях было показано, что существенное влияние на характеристики эластомера винтового забойного двигателя (ВЗД) оказывают температурный фактор [1] и используемые в буровом растворе химические реагенты [2]. Имеются предположения, что эти факторы, оказывая совместное влияние, могут существенно снижать ресурс статора ВЗД.

Предметом настоящего исследования является рабочая пара ВЗД: ротор – статор, а именно, резиновая обкладка статора (эластомер) [3–4]. Было оценено влияние различных химических реагентов на изменение геометрических параметров образцов, изготовленных из резины ИРП-1226 при изменяющихся температурных условиях. По предварительной оценке, наиболее опасными для резины эластомеров ВЗД могут быть бактерициды, эмульгаторы, регуляторы щелочности и ингибиторы глин. В исследованиях использовались следующие химические реагенты: бактерициды — Биоцидол, Вальсид Л, Бактерицид многофункциональный и ингибитор — СНПХ-ПКД-515. Отметим, что Вальсид также обладает ингибирующими свойствами.

Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм и выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в растворы реагентов при атмосферном давлении. Длительность эксперимента составила 360–432 ч, что обусловлено нормативным значением времени работы ВЗД по паспортным данным (стандартно от 200 до 600 ч) [4]. Диапазон исследуемых температур варьировался в пределах от 25 до 85°С. Температурными точками в данном диапазоне выбраны: 25, 40, 55, 70 и 85°С. Поддержание выбранных температур (кроме 25°С) осуществлялось с применением сушильного шкафа. Выдержка образцов осуществлялась при атмосферном давлении. Для данного исследования концентрация реагентов принималась 100%. Такие значения использовались с целью определения наиболее агрессивных реагентов для образцов. Несмотря на то, что рекомендуемые концентрации ингибиторов в буровом растворе колеблются от 1 до 5%, не исключается их синергетический негативный эффект на эластомер с другими химическими реагентами и компонентами раствора. Это обуславливает необходимость проведения дополнительных исследований.

В ранее проведенных работах наиболее часто упоминают неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам в виде набухания или усадки [4–6]. Поэтому оценка результатов эксперимента проводилась по изменению геометрических размеров резинового образца. Измерения диаметра образцов проводились ежесуточно с применением электронного штангенциркуля. Результаты исследований в относительных единицах изменения диаметра образцов представлены на рис. 1–4.

Для всех проведенных экспериментов было отмечено увеличение массы образцов во время выдержки в растворе химического реагента. Также наблюдается тенденция к пропорциональной зависимости увеличения массы образцов эластомера и температуры эксперимента. Это объясняется температурным расширением образцов резины и наполнением его пор средой, в которой производилась выдержка. Данные закономерности не подтверждаются для реагента СНПХ-ПКД-515 — для повышенных температур наблюдается незначительное увеличение массы, по сравнению с предыдущими экспериментальными точками. Это обусловлено высокой скоростью испарения реагента при высоких температурах и подтверждает необходимость проведения дополнительных испытаний в герметичных условиях выдержки образцов. Интенсивный рост массы образцов наблюдается в первые 80–120 ч эксперимента (в зависимости от исследуемого реагента). Затем он замедляется, что обусловлено как возможным испарением реагентов, так и достижением предела наполнения открытых пор эластомера раствором.

Из анализа температурных точек сделан вывод, что наибольшее влияние на образцы среди всех исследованных химических реагентов оказывает СНПХ-ПКД-515. Для данного реагента характерны интенсивные изменения размеров и массы образцов, особенно в первые несколько суток, далее данный процесс замедляется. Величина изменения размера образцов для данного реагента составляла от 10 до 15%. Малоинтенсивное изменение размеров образцов с увеличением температуры обусловлено, как было отмечено выше, высокой испаряемостью реагента. Под действием реагента СНПХ-ПКД-515 с течением времени происходило значительное размягчение образцов, их набухание, а также, на завершающем этапе экспериментов, расслоение. Для реагентов Вальсид Л, Биоцидол и Бактерицид многофункциональный было также отмечено увеличение геометрических размеров образцов эластомера. Закономерности изменения размеров образцов для всех реагентов имеют схожий логарифмический характер. Но относительное увеличение образцов по сравнению с результатами для СНПХ-ПКД-515 незначительное и составляет 1–5% от исходного размера.

Интенсивное взаимодействие реагентов с образцами ИРП-1226 подтверждается изменением цвета раствора, в котором

выдерживался образец, в сторону темных тонов, вплоть до темно-коричневого (Биоцидол и Бактерицид) и черно-красного (Вальсид). Для СНПХ-ПКД-515 наблюдалось интенсивное расслоение образцов и выпадением на дне емкостей пленочного черного осадка, представленного, вероятно, растворенной резиной и составляющими самого реагента.

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол_а).

Итоги

Доказано влияние бактерицидов и ингибиторов бурового раствора на параметры образцов эластомера. Характер изменения массы и геометрических размеров образцов носит логарифмический характер — интенсивный рост на первых этапах эксперимента сменяется замедлением. Это обусловлено как испарением реагентов под действием температуры, так и заполнением открытых пор образцов. Наибольшее негативное влияние на образцы, согласно экспериментальным данным, оказал ингибитор СНПХ-ПКД-515.

Выводы

В рамках дальнейших исследований планируется исследовать образцы в растворах химических реагентов различных концентраций для предоставления достоверной оценки их влияния на эластомер ВЗД в процессе бурения. Также планируется проведение исследований в герметичных условиях, позволяющих минимизировать испарение реагентов.

Список литературы

1. Епихин А.В., Мельников В.В., Бер А.А., Минаев К.М. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90°С // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №6. С. 68–70.
2. Епихин А.В., Минаев К.М., Ковалев А.В., Урниш В.В. Исследование влияния ингибиторов глин на резину эластомера винтового забойного двигателя // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №7. С. 24–26.
3. Петров Н. А., Давыдова И. Н., Акодис М. М. Исследование комплексных реагентов СНПХ-ПКД-515 и СНПХ-ПКД-515Н в качестве модифицирующих добавок в технологические жидкости нефтяной промышленности // Башкирский химический журнал. 2006. Т. 13. № 2. С. 34–42.
4. Петров Н.А., Кореняко А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. Обработка бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием // Нефтегазовое дело. 2007. №3. С. 97.
5. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов // Нефтегазовое дело. 2005. №1. С. 31.
6. Хайруллин Д.Н., Выгрузов А.М., Кузнецов А.В., Лебедева Н.А. Двигательные секции «Радиус-Сервис»: высокое качество, новые возможности // Бурение и нефть. 2016. №4. С. 29–34.

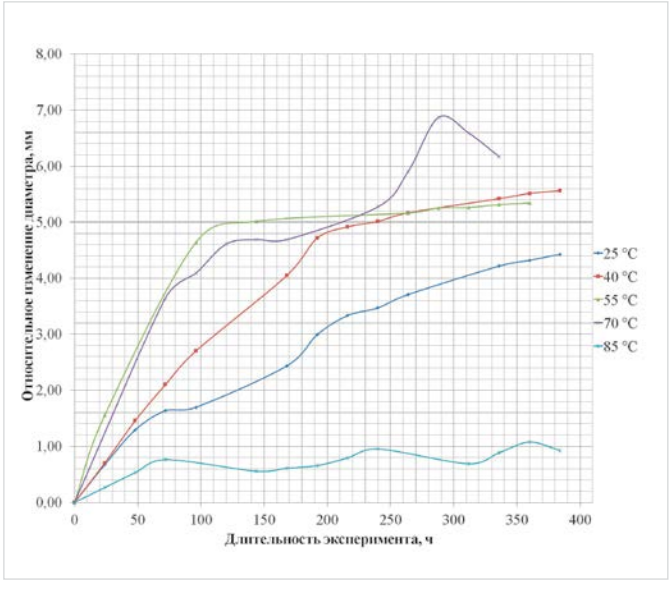


Рис. 1 — Зависимость относительного изменения диаметра образцов эластомера от длительности его выдержи при различных температурах в растворе СНПХ-ПКД-515

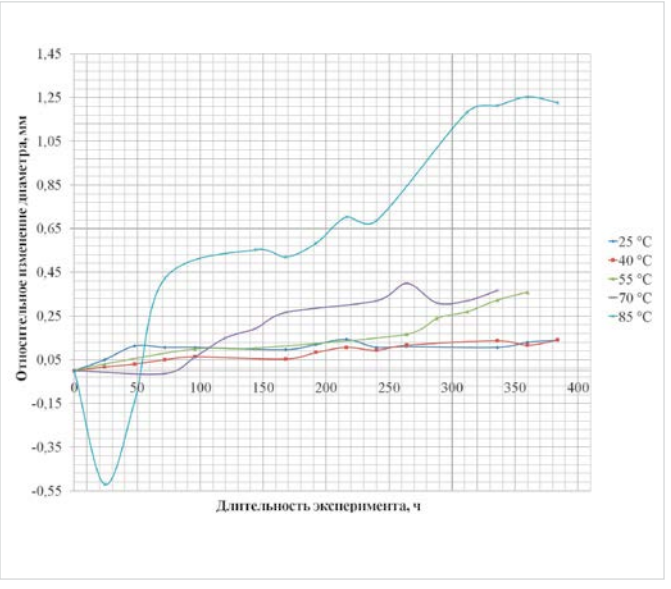


Рис. 2 — Зависимость относительного изменения диаметра образцов эластомера от длительности его выдержи при различных температурах в растворе Биоцидола

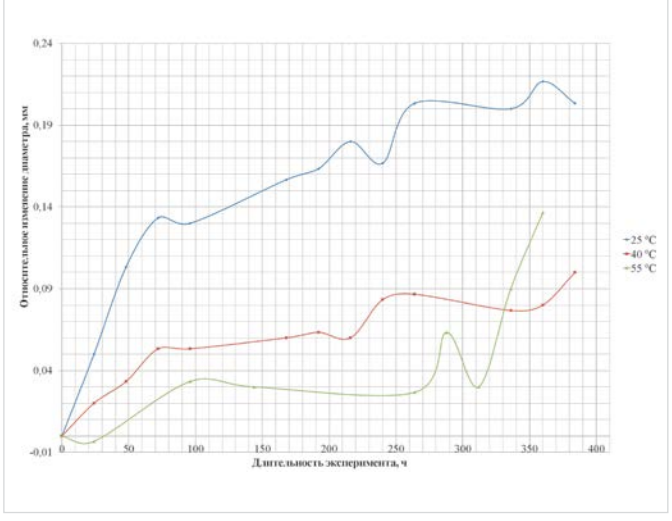


Рис. 3 — Зависимость относительного изменения диаметра образцов эластомера от длительности его выдержи при различных температурах в растворе Вальсида

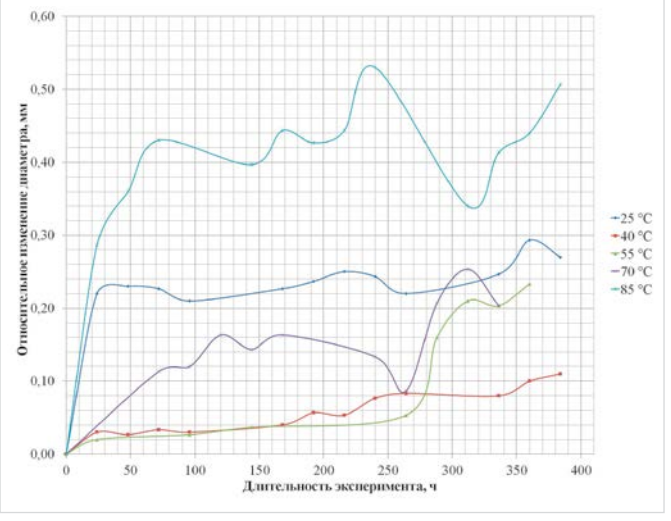


Рис. 4 — Зависимость относительного изменения диаметра образцов эластомера от длительности его выдержи при различных температурах в растворе Многофункционального бактерицида

Research of drilling chemicals influence on the rubber of elastomer bottomhole motor under different temperature conditions

UDC 622.24

Authors:
Anton V. Epikhin —senior lecturer; epikhinav@mail.ru
Viktor P. Shesterov — senior lecturer
Maksim I. Gubarev — student

National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), Tomsk, Russian Federation

Abstract
The study is devoted to the influence of drilling chemicals on characteristics of rubber samples IRP-1226, which are considered to be basic materials for the production of elastomers of a bottomhole motor. The results of the influence of four chemical reagents on the parameters of rubber samples IRP-1226 at different temperatures are introduced in the article. The synergistic effect of drilling chemicals and drill mud temperature on the elastomer of a bottomhole motor was confirmed. The description of the process, occurring in the elastomer, using various drilling chemicals, is presented. Application of the results allows to develop the methodology for improving the service life of elastomers of bottomhole motors.

Materials and methods
We tested samples of rubber IRP-1226 through total immersion in solutions of four chemical reagents of drilling mud. Experiment duration was 360-432 hours. Experimental temperature was from 25 to 85 °C.

Results
The effect of biocides and inhibitors of drill mud on the parameters of elastomer samples was proved. The type of mass change and geometrical dimension of the samples has logarithmic character — intensive growth at first base during the experiment is replaced by the slowing. This is due to the evaporation of chemicals and pore bridging of the samples. The most negative impact on the samples, according to experimental data, had the inhibitor SNPH-PKD-515.

Conclusions
Doing further research, tests of samples in solutions of drilling chemicals in various concentrations are planned, for the proper evaluation of their effect on the elastomer of the bottomhole motor during drilling process. Researches in impermeable conditions, allow to minimize the evaporation of chemicals.

Keywords
drilling, bottomhole motor, drill mud, elastomer, clay inhibitor, biocide

References

1. Epikhin A.V., Minaev K.M., Ber A.A., *Melnikov V.V. Issledovanie vliyaniya dizel'nogo topliva na rezinu elastomera vintovogo zaboynogo dvigatelya v temperaturnom intervale 25–90°C* [Research of diesel influence on the rubber elastomer screw downhole motor within the temperature range 25-90°C]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6, pp. 68–70.
2. Epikhin A.V., Minaev K.M., Kovalev A.V., Urnish V.V. *Issledovanie vliyaniya ingibitorov glin na rezinu elastomera vintovogo zaboynogo dvigatelya* [Research of the influence of clays inhibitors on the rubber elastomer screw downhole motor]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 7, pp. 24-26.
3. Petrov N.A., Davidova I.N., Akodis M.M. *Issledovanie kompleksnykh reagentov SNPKh-PKD-515 i SNPKh-PKD-515N v kachestve modifitsiruyushchikh dobavok v tekhnologicheskie zhidkosti neftyanoy promyshlennosti* [Research of complex reagents snpkh-pkd-515 and snpkh-pkd-515н as the modifying additives in technological liquids of a petroleum industry]. *The Bashkirskii Khimicheskii Zhurnal* (Bashkir Chemical Journal), 2006, Vol. 13, issue 2, pp. 34–42.
4. Petrov N.A., Korenyako A.V., Davidova I.N., Komleva S.F. *Obrabotka burovogo rastvora pri burenii skvazhin s gorizontal'nym okonchaniem* [Drilling mud treatment while drilling horizontal wells]. Oil and Gas Business, 2007, issue 3, pp. 97.
5. Timashev E.O., Yamaliev V.U. *Analiz prichin razrusheniya elastomerov oboym vintovykh nasosov* [The analysis of rupture Oil and Gas Business, 2005, issue 1, pp. 31.
6. Khairullin D.N., Vigruzov A.M., Kuznetsov A.V., Lebedeva N.A. *Dvigatel'nye sektsii "Radius-Servis": vysokoe kachestvo, novye vozmozhnosti* [Power sections "radius-servis": high quality, new opportunities] *Burenie i neft'*, 2016, issue 4, pp. 29–34.

Теперь бентонитовые маты работают в агрессивных средах

Российский производитель «БентИзол» совершил переворот в производстве бентонитовых матов и разработал материал, который можно использовать в условиях, нетипичных для традиционных продуктов.

Бентонитовый мат Masterbent P обладает расширенными потребительскими свойствами, так как имеет в своем составе комплекс специальных добавок. Бентонитовый мат Masterbent P работает не только с пресной водой нейтральной кислотности, но и сохраняет свойства в солевых растворах, кислотах и любых других агрессивных жидкостях. Коэффициент фильтрации - ‹0,9 *10^{-11} м/с (тогда как в обычной среде — ‹1.5 *10^{-11} м/с).

При этом он, как и бентонитовые маты марки BentIzol, может самозалечиваться, прочен, долговечен, может эксплуатироваться в любых погодных и климатических условиях, морозоустойчив (до -70°С).

Вторая марка Masterbent PL создана с добавлением ламинированного слоя. Такое сочетание бентонитовых гранул и ламинации гарантирует полную гидроизоляцию. Для монтажа не нужны квалифицированные специалисты — при использовании инструкции можно укладывать бентонитовые маты самостоятельно!

УДК 622.276

Проектирование и испытания систем заканчивания скважин для решения задач контроля и регулирования притока

Д.А. Семикин
начальник отдела геологии по совместным проектам[1]
dsemik@yandex.ru

М.Т. Нухаев
к.т.н., доцент[2]
mnukhaev@hotmail.com

А.В. Жаковщиков
ведущий инженер[3]
azhakovschikov@gmail.com

[1]ООО «РН-Эксплорейшн», Москва, Россия
[2]Сибирский Федеральный Университет, Красноярск, Россия
[3]ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Астрахань, Россия

Данная статья посвящена опыту ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» по проектированию, моделированию и испытаниям новой системы заканчивания скважин для решения задач управления притоком углеводородов в горизонтальную скважину при разработке контактных запасов.

Материалы и методы
Работа включает в себя обсуждение требований к новому устройству, создание экспериментального стенда в лаборатории и проведение предварительной оценки жизнеспособности идеи. Следующим шагом стало численное моделирование для уточнений особенностей конструкции, подбор наилучшей конструкции. Завершающим этапом создания нового оборудования заканчивания стало изготовление полноразмерного образца и испытаний его гидравлических характеристик на промышленном испытательном стенде.

Ключевые слова
адаптивная система регулирования притока, клапан прямого действия, экспериментальный стенд, расход, перепад давления

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» совместно с производителем оборудования — заводом ОАО "Тяжпрессмаш", Московским Государственным Техническим Университетом имени Н.Э. Баумана, Сибирским Федеральным Университетом и ООО “Вормхолс” провели НИОКР по разработке Адаптивной Системы Регулирования Притока (АСРП). Данная система располагается в скважине, в продуктивной горизонтальной части ствола, и должна самонастраиваться в зависимости от скорости и давления флюида и его фазового состава. Регулирование притока достигается конструкцией специальных клапанов и величиной расхода через них (рис. 1), что обеспечивает расчетный перепад давления срабатывания клапанов на их открытие или закрытие для заданного расхода потока. Другими словами, АСРП должна позволять ограничивать максимальный расход через каждую секцию на определенном уровне вне зависимости от перепада давления. Таким образом, АСРП теоретически дает возможность не только выравнивать профиль притока и откладывать на более поздний срок время начала прорыва газа в скважину, но и ограничивать расход газовой фазы на заданном уровне в зоне прорыва (по причине снижения вязкости продуктивность интервалов прорыва газа резко возрастает), позволяя скважине работать еще долгое время без значительного увеличения газового фактора [1].

АСРП состоит из нескольких наборов дроссельных колец для создания определенного сопротивления потоку и двухпозиционных клапанов, расположенных между ними (рис. 1). При превышении заданного расхода первый в последовательности клапан перекрывается, и поток флюида должен пройти через дополнительный набор дроссельных колец. Соответственно, увеличиваются потери давления в этой секции, и снижается рабочая депрессия на продуктивный интервал. Если приток флюида еще достаточно интенсивен, то перекрывается следующий в последовательности клапан и депрессия снижается до необходимого уровня. Таким образом, система предназначена для ограничения массового расхода с каждой секции на определенном участке горизонтальной скважины, вне зависимости от депрессии на пласт [2].

При проектировании АСРП основным вопросом являлся подбор систем регулирования под ограниченные размеры систем заканчивания. После ряда экспериментов было решено остановиться на устройстве на основе клапанов с постоянным магнитом, которое позволяет вписать данную установку в заданные габаритные размеры [3]. Основным элементом данной системы является нормально открытый двухпозиционный клапан прямого действия со сферическим запорным элементом с постоянным магнитом. Клапан состоит из двух основных элементов: крышки 1 и седла 2 (рис. 2а) Шарик из магнитного материала 3 служит запорным элементом. Под действием коэрцитивных сил постоянных магнитов 4 (рис. 2б), вставленных в крышку клапана, запорный элемент прижимается к крышке клапана.

При расходе жидкости и/или газа через АСРП меньше номинального, запорный элемент (затвор) магнитного клапана открыт и удерживается в фиксированном положении коэрцитивной силой постоянного магнита. При увеличении расхода жидкости выше номинального происходит срабатывание клапана, затвор закрывается и поток перенаправляется в дроссель, следующий за клапаном, тем самым увеличивая общее гидравлическое сопротивление системы, что в случае постоянного перепада давления между пластом и сборной трубой приводит к понижению расхода среды.

Для проведения работы был разработан экспериментальный стенд для лабораторных испытаний двухпозиционных клапанов с магнитами на газообразной рабочей среде (воздухе) (рис. 3). Экспериментальный стенд разработан с целью получения гидравлических характеристик расхода от перепада давления как для одного клапана, так и для системы, состоящей из трех параллельных клапанов. Параллельное соединение клапанов в данном случае позволяет более плавно регулировать расход в заданном диапазоне. В качестве дросселей в экспериментальной установке были использованы шаровые клапаны.

В ходе экспериментальных исследований была выявлена неравномерность срабатывания клапанов в зависимости от сопротивления дросселей магистралей. Данная неравномерность может быть причиной перераспределения расходов между отдельными участками системы. Установка дополнительных датчиков расходов и термопар не позволяет с достаточной точностью определить изучаемые явления в экспериментальном стенде.

Для изучения работы системы с фиксированными сопротивлениями дросселей было предложено провести в поддержку экспериментального исследованию численное моделирование всей экспериментальной установки с применением вычислительной

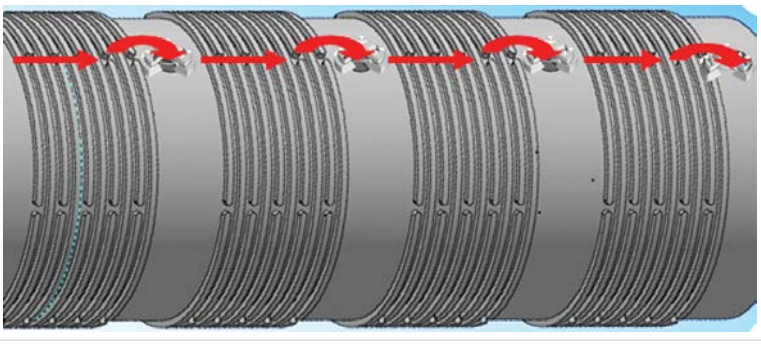


Рис. 1 — Схема Адаптивной Системы Регулирования Притока (АСРП)

аэро-гидродинамики (CFD — computational fluid dynamics). С помощью программного комплекса STAR-CCM+ разработана CFD модель стенда, имитирующая его работу для одного положения гидравлических сопротивлений (дросселей) основной магистрали, учитывающая различные режимы работы с открытыми и закрытыми клапанами.

В общем случае постановка задачи включает в себя совокупность геометрической модели, физических свойств рабочей среды и математической модели с приложенными граничными условиями. На основе конструкции экспериментального стенда была создана твердотельная модель его проточной части в графическом редакторе CATIA (рис. 4). Расчетная область была разделена на три характерных участка: основную магистраль с шаровыми кранами, имитирующими дроссели АСРП, рабочие участки с клапанами и байпасную магистраль.

Для построения сетки расчетной области использовался встроенный в STAR-CCM+ сеточный генератор многогранных ячеек. При применении многогранных ячеек, расчетная область разбивается на контрольные объемы сложной многогранной формы, приближенной к сфере. Данный тип ячеек является наиболее экономичным при автоматическом построении сетки расчетной области, а также наиболее выгодным с точки зрения вычислительной производительности [4].

В процессе проведения численных расчетов в соответствии с рекомендациями [5] расчетная сетка уточнялась и изменялась. Проводилось локальное сгущение расчетной сетки в области больших градиентов в элементах проточной части. На рис. 5а и 5б изображены расчетные сетки проточной части в области двухпозиционных клапанов АСРП до и после локального сгущения соответственно.

При моделировании процесса течения рабочей среды в экспериментальном стенде принимались следующие допущения:

- рабочая среда (воздух) считается ньютоновской сжимаемой жидкостью;
- течение рабочей среды — стационарное;
- параметры рабочей среды подчиняются закону идеального газа;
- режим течения — турбулентный;
- течение рабочей среды — адиабатическое;
- вязкость, теплопроводность и теплоемкость среды — постоянны.

Ввиду чрезвычайной временной затратности методов, основанных на моделях крупных вихрей (LES) и прямом численном моделировании (DNS), они не подходят для оперативного анализа характеристик экспериментального стенда. Учитывая этот факт, для обеспечения оперативности анализа необходимо использовать менее затратные подходы, основанные на уравнениях Навье-Стокса, осредненных по методу Рейнольдса.

Распределение расхода между участками и перепад давления на данных участках представлено в таб. 1. Как видно из анализа таблицы, через первый клапан течет только 25% расхода, а максимальный расход (41%) идет через прямой участок 4. Также стоит отметить, что при изменении сопротивлений шаровых клапанов основной магистрали, приведенное в таблице соотношение будет изменяться.

На рис. 6 представлено поле давления для различных режимов работы АСРП: при

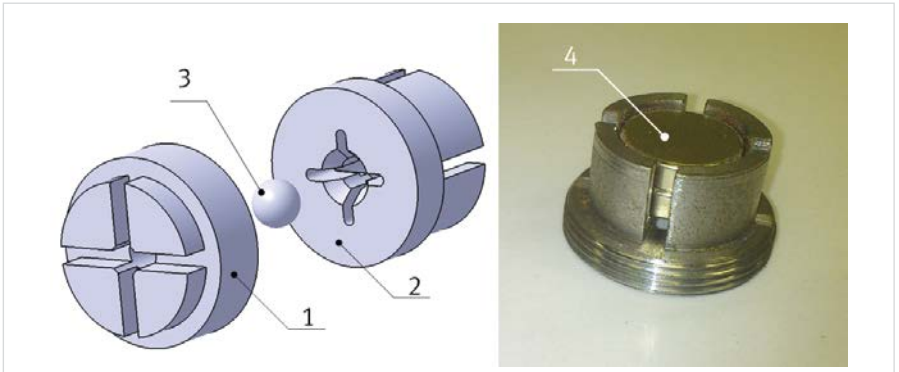


Рис. 2 — Устройство клапана: а) трехмерная модель клапана; б) крышка клапана с набором сменных магнитов

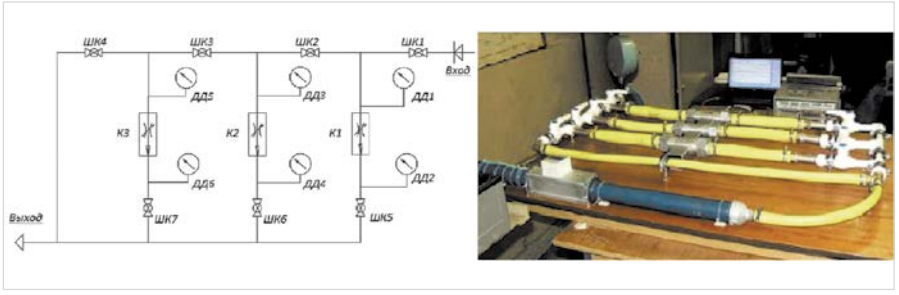


Рис. 3 — Пневматическая схема экспериментального стенда: К1-3 – клапаны; ДД1-6 – датчики давления; ШК1-7 – шаровые краны

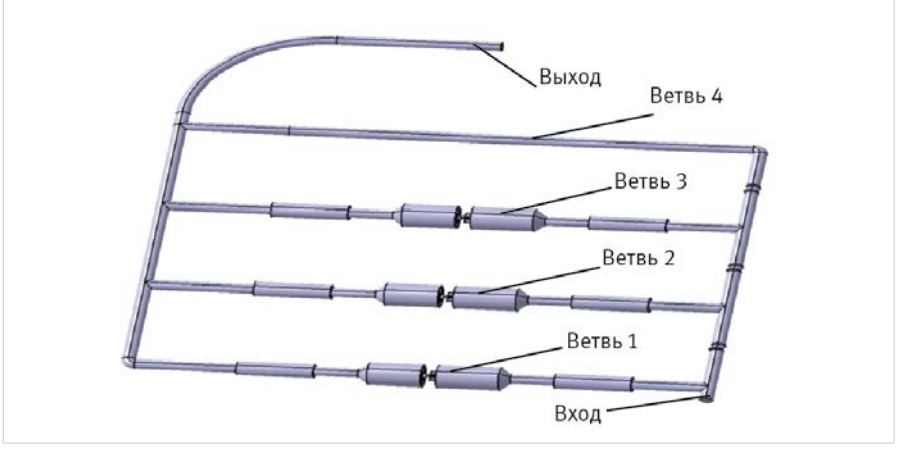


Рис. 4 — Проточная часть экспериментального стенда

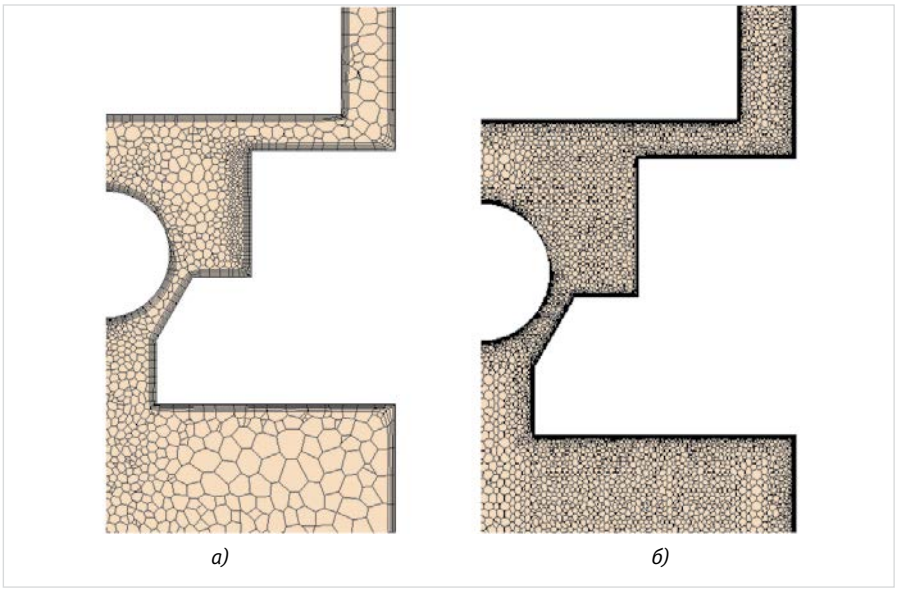


Рис. 5 — Сетка расчетной области в районе клапана: а) базовая; б) адаптированная

всех открытых клапанах (рис. 6а), при работе с одним закрытым клапаном при различных значениях давления на входе (рис. 6б и 6в) и режим работы при одном открытом клапане (рис. 6г). Полученные данные были усреднены и обработаны в соответствии с расположением датчиков в натурном экспериментальном исследовании.

По итогам моделирования газодинамического стенда, получена его гидравлическая характеристика расхода от перепада давления, представленная на рис. 7. Как видно из рис. 7, приведенная зависимость показывает, что при установке одинаковых сопротивлений в основной магистрали расход, при котором срабатывают двухпозиционные клапаны, растет с последующим срабатыванием очередного клапана. При этом третий клапан срабатывает вне диапазона регулирования, установленного на уровне 30%. Таким образом, определение гидравлических характеристик стенда для дальнейшей работы стенда не представляет практического интереса, так как срабатывание третьего клапана в численном эксперименте происходит за пределами диапазона регулирования. Дальнейшая работа системы определяется только гидравлическим сопротивлением основной магистрали, состоящим из трех последовательных гидравлических сопротивлений шаровых клапанов, гидравлического сопротивления трения и местного гидравлического сопротивления, связанного с разворотом потока перед выходом.

С помощью численного эксперимента для каждого положения двухпозиционных клапанов прямого действия с магнитами было определено распределение расхода по ветвям экспериментального стенда для открытых и закрытых положений клапанов. Получены значения перепадов давлений на клапанах и расходов по ветвям для открытых и закрытых положений клапанов, расположенных в экспериментальном стенде. Расчеты показали, что в экспериментальной установке имеет место перераспределение расхода по ветвям в соответствии с гидравлическим сопротивлением участков. Было показано, что соотношение расходов по участкам практически не зависит от величины давления на входе, а определяется только гидравлическим сопротивлением шаровых кранов основной магистрали. Однако перед и после закрытия двухпозиционных клапанов расход по участкам распределяется неравномерно. При этом показано, что настройка адаптивной системы регулирования расхода должна производиться для различных сопротивлений дросселей, выбираемых на основе гидравлических расчетов. Данные сопротивления должны определяться для соответствующих условий работы системы.

После численного моделирования и лабораторных испытаний был построен полноразмерный прототип камеры АСРП для проведения промышленных испытаний. Для проведения испытаний по подтверждению гидравлических характеристик АСРП был спроектирован и изготовлен стенд (рис. 8), содержащий, кроме всего прочего, следующее оборудование: насосный агрегат, манометры на входной, выходной камере и на магнитном клапане, а также расходомерное устройство. Камера АСРП была испытана на различных флюидах (вода, дизель, газ, буровой раствор). Во время испытаний с помощью насосного агрегата увеличивалось входное давление

№ ветви	Расход G_i, кг/с	Относительный расход, $G_i/G_\Sigma \cdot 100\%$	Перепад давления, ·105 Па
1	0,69e-2	27,8	0,7394
2	0,48e-2	19,2	0,37
3	0,30e-2	12	0,15
4	1,03e-2	41	
S	2,515e-2	100	

Таб. 1 — Распределение расхода по веткам и перепад давления на клапанах

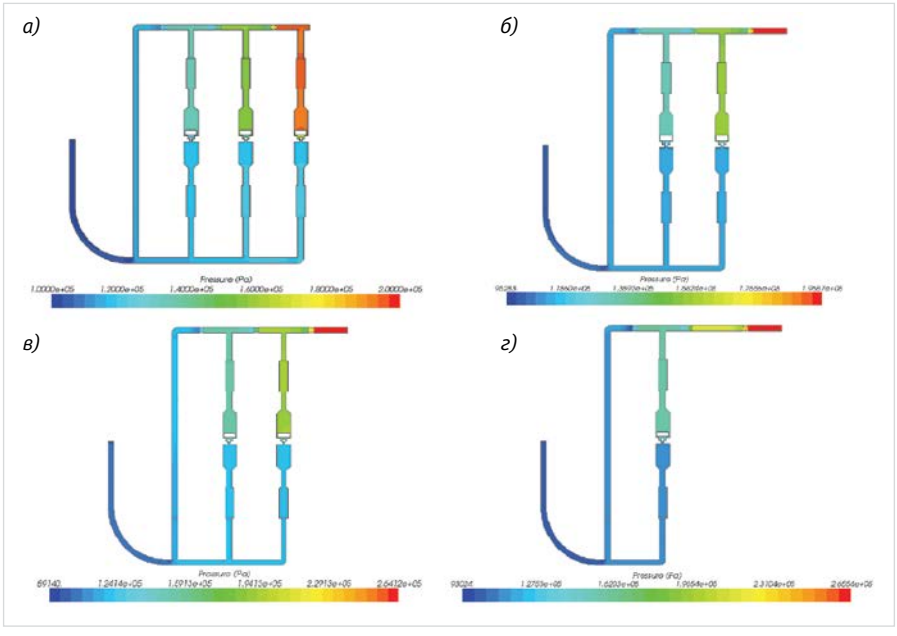


Рис. 6 — Поле давления для различных режимов работы АСРП: а) все клапаны открыты (pin=2·105 Па); б, в) один клапан закрыт (pin=2·105 Па; pin=2,7·105 Па); г) открыт один клапан (pin=2,7·105 Па)

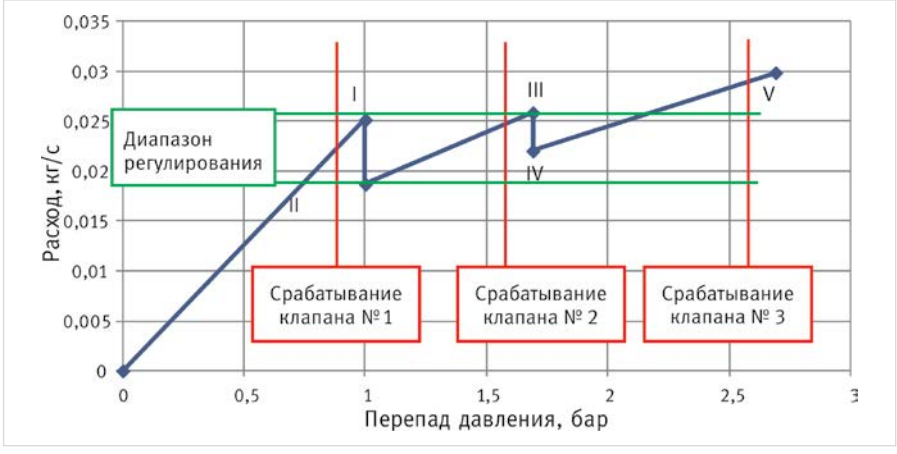


Рис. 7 — Зависимость общего расхода от перепада давления: I–V — расчет

(соответственно, увеличивался расход флюида) и проводились наблюдения по изменению гидравлических характеристик и расходов после срабатывания клапанов. Результаты испытаний на газе показаны на рис. 9.

Через систему фильтровался газ при постепенном увеличении перепада давления в 10 раз (верхний график рис. 9). В полевых условиях такое увеличение депрессии должно привести к увеличению дебита газа, по крайней мере, в 100 раз. Последовательное срабатывание клапанов АСРП позволило увеличить сопротивление в системе, тем самым сохранив запланированный расход газа через систему на уровне 700 л/мин (с отклонением ±13%) (нижний график рис. 9).

Рис. 8 — Промышленные испытания клапанов АСРП

Итоги
Изложена полная методология по созданию новой системы регулирования притока, как элемента заканчивания скважин.

Выводы
Описанный в статье цикл проектирования, моделирования, испытания и дальнейшего производства нового оборудования позволит российским добывающим и нефтесервисным компаниям вести разработку собственных технологий и реагировать на внешние факторы и внутренние потребности рынка.

Список литературы

1. Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р. Российские системы заканчивания горизонтальных скважин // Нефтесервис. 2013. №4 (24) зима. С. 38–40
2. Нухаев М.Т., Журавлев О.Н., Щелушкин Р., Андрианов О., Володин А., Сорокин В. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин // Neftegaz.RU. 2014. 3–4. С. 20–23
3. Волков В.Ю., Скибин А.П., Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Кюрджиев Ю.В. Расчетно-экспериментальное исследование характеристик двухпозиционного клапана с постоянным магнитом // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2014. №12.С. 27–30.
4. User guide, STAR-CCM+ Version 8.02, 2012. 12360 p.
5. Ferziger J.H., Peric M. Computational methods for fluid dynamics. Springer, 202, 423 p.

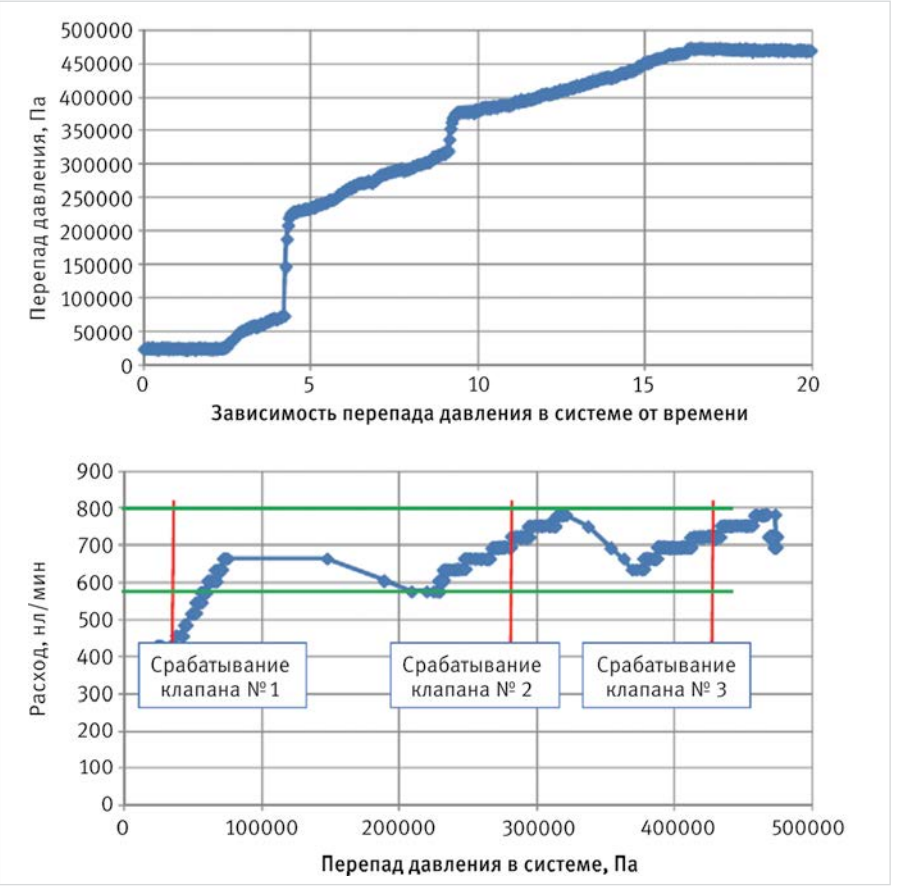


Рис. 9 — Результаты лабораторно-промышленного испытания АСРП

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Designing and well completion testing of control system of inflow rate

UDC 622.276

Authors:
Dmitry A. Semikin — JV projects Exploration Head[1]; dsemik@yandex.ru
Marat T. Nukhaev — Ph.D., associate professor[2]; mnukhaev@hotmail.com
Andrey V. Zhakovschikov — lead engineer[3], azhakovschikov@gmail.com

[1]RN Exploration, LLC, Moscow, Russian Federation
[2]Siberian State University, Krasnoyarsk, Russian Federation
[3]LUKOIL-Nizhnevolshskneft, LLC, Astrakhan, Russian Federation

Abstract
The article describes the experience of "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft" in designing, simulation and testing new well equipment, designed for controlling inflows of hydrocarbons in horizontal wells while developing reserves.

Materials and methods
The process design includes the consideration of special requirements for new equipment, designing test bench in a laboratory, preliminary assessment of the idea. The next step is — a numerical simulation to specify design peculiarities, engineering design. The final stage is — the creating of engineering prototype and hydraulic parameters testing using the test bench.

Results
The methodology for designing the adaptive control system of the inflow rate, as the element of well completion, is represented in the article.

Conclusions
The stages of design, simulation, testing and further manufacturing of the new equipment, described in the article, can help the Russian operators and service companies to develop their own technologies, to respond to external factors and internal needs of the market.

Keywords
adaptive control system of the inflow rate, direct acting valve, test bench, flow rate, pressure difference

References

1. Zhuravlev O.N., Nukhaev M.T., Shchelushkin R. *Rossiyskie sistemy zakanchivaniya gorizontal'nykh skvazhin* [Russian completion systems for horizontal wells]. *Nefteservis*, 2013, issue 4 (24) winter, pp. 38–40.
2. Nukhaev M.T., Zhuravlev O.N., Shchelushkin R., Andrianov O., Volodin A., Sorokin V. *Osobennosti oborudovaniya dlya stroitel'stva gorizontal'nykh skvazhin* [Peculiarities of equipment for the construction of horizontal wells]. Neftegaz.RU, 2014, issue 3–4, pp. 20–23.
3. Volkov V.Yu., Skibin A.P., Zhuravlev O.N., Nukhaev M.T., Kyurdzhiev Yu.V. *Raschetno-eksperimental'noe issledovanie kharakteristik dvukhpozitsionnogo klapana s postoyannym magnitom* [Numerical and experimental research of the check valve with the permanent magnet hydraulic characteristics]. *Khimicheskoe i Neftegazovoe Mashinostroenie*, 2014, issue 12, pp. 27–30.
4. User guide, STAR-CCM+ Version 8.02, 2012. 12360 p.
5. Ferziger J.H., Peric M. Computational methods for fluid dynamics. Springer, 202, 423 p.

УДК 622.276

Разработка и внедрение мобильной установки для подготовки скважинной продукции

О.В. Третьяков
генеральный директор[1]

И.И. Мазеин
первый заместитель генерального директора, главный инженер[1]

А.В. Усенков
заместитель генерального директора по производству северной группы активов[1]

А.В. Лекомцев
к.т.н., доцент[2]
alex.lekomtsev@mail.ru

П.Ю. Илюшин
к.т.н., доцент[2]
ilushin-pavel@yandex.ru

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия
[2]ПНИПУ, Пермь, Россия

Ежегодно на установках подготовки нефти ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводятся опытно-промышленные работы и внедрение новых технологий по повышению качества нефти и сточной воды. В связи с этим проведение всевозможных испытаний без вмешательства и нарушения основного процесса на стендовом оборудовании является актуальной задачей. Применение знаний об эффективных технологиях промысловой подготовки нефти и воды и конструкторских решений в области нефтяного машиностроения позволили разработать мобильный комплекс для моделирования процессов подготовки скважинной продукции и проведения опытно-промышленных испытаний

В изменяющихся условиях добычи скважинной продукции на нефтяных месторождениях наиболее чувствительным объектом нефтепромысла является система подготовки. При этом технологический процесс такой системы должен обеспечивать стабильную подготовку нефти и газа согласно требуемым нормам качества. Однако возникают ситуации, при которых процесс подготовки нарушается и требуется оперативное принятие технико-технологических решений, позволяющих повысить качество конечного продукта. Опытно-промышленная эксплуатации той или иной технологии без предварительного испытания в реальных условиях затруднительна по ряду причин (экономических, технико-технологических и т.д.). Кроме того, возникают риски, связанные с недостижением эффекта от внедрения. В этой связи становится актуальным вопрос создания мобильного комплекса для моделирования процесса подготовки нефти и воды с возможностью применения намечаемой к внедрению новой технологии на различных объектах нефтяной промышленности.

По результатам патентного поиска, выявлено три наиболее близких аналога, определяющие общий уровень техники для следующих предлагаемых технических решений [1–3]:

- мобильность и возможность монтажа на неподготовленной для капитального строительства площадке;
- подача химических реагентов в блочно-модульном исполнении, а также нагрев, удаление механических примесей, обезвоживание и обессоливание;
- возможность оперативного изменения внутренних конструкций технологических аппаратов;
- автоматизированный контроль и управление технологическим процессом;
- отсутствие влияния на основной технологический процесс подготовки промыслового объекта при эксплуатации устройства.

На основании вышеизложенного, разрабатываемый комплекс должен представлять собой мобильный промышленный образец установки для подготовки нефти и воды в масштабе 1:100, позволяющий проводить опытно-промышленные испытания (ОПИ) включенного в его технологический процесс оборудования или новой технологии согласно нормативно-правовой документации в области нефтяной и газовой промышленности (рис. 1). Результаты ОПИ должны быть учтены при реализации испытуемой технологии на действующем объекте подготовки.

Таким образом, сравнение разрабатываемого технического решения с уровнем техники, известным из научно-технической и патентной документации не выявило средство, которому присущи все указанные признаки, что определяет новизну разрабатываемого устройства.

Общая характеристика мобильной установки

Авторами разработана и изготовлена мобильная установка подготовки скважинной продукции (МУПСП), в которой реализованы основные типовые технологии: обезвоживание, обессоливание, очистка от

Наименование	Ед. изм.	Значение
Производительность установки	м³/ч	0,1÷2
Давление в точке подключения	МПа	0,015 ÷ 1,0
Температура перекачиваемой жидкости	°С	+5 ÷ +70
Содержание воды	%	1 ÷ 99
Потребляемая мощность	кВт	80
Габаритные размеры установки длина ширина высота	мм	 12000 3000 3300
Масса нетто	кг	13000

Таб. 1 — Характеристики мобильной установки

Рис. 1 — Концепция создания мобильной установки подготовки скважинной продукции

Рис. 2 — Процессы и технологии, реализованные в МУПСП

с использованием новых технических средств и технологий.

Материалы и методы
В качестве основы были приняты технические наработки установок промысловой подготовки нефти. С привлечением конструкторского бюро были разработаны основные технические решения, произведены необходимые технологические и гидравлические расчеты, на основании которых была принята концепция создания мобильной установки подготовки скважинной продукции.

Ключевые слова
мобильная установка, подготовка нефти и воды на промысле, обезвоживание нефти, обессоливание нефти

механических примесей, стабилизация нефти, а также процессы подготовки сточных вод, используемых для заводнения нефтяных месторождений — удаление нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (рис. 2) [4–6]. Установка позволяет проводить опытно-промышленные испытания новых технических средств и технологий по повышению подготовки скважинной продукции, моделирование проектных решений по действующей технологической схеме подготовки нефтедобывающих компаний [7].

По результатам анализа отечественной и зарубежной научно-технической и патентной документации в области эффективных технических конструкций оборудования для подготовки нефти и воды, в МУПСП были реализованы в виде новых технических устройств и аппаратов следующие технологии: нагрев, химическое воздействие, применение коалесцирующих насадок, технология промывки эмульсии в слое воды, отстаивание. Согласно известным исследованиям [8, 9], применяемые в МУПСП технологии в 93,3% случаев обеспечивают эффективность разрушения водонефтяных эмульсий. В 91,7% случаев технологический процесс объектов подготовки на территории Пермского края может быть полностью воспроизведен на данной установке (рис. 2). Остальные технологии возможны при дооснащении МУПСП дополнительным оборудованием: центробежным сепаратором, флотатором, источниками электромагнитного, электрического полей и ультразвука.

Технические характеристики МУПСП представлены в таб. 1, вид установки и ее технологическая схема приведены на рис. 3, 4. Требования к сырой продукции, поступающей на мобильную установку приведены ниже:

- содержание воды в нефти, не более 60%;
- содержание свободного газа, не более 10%;
- плотность нефти 700–1000 кг/м^3;
- динамическая вязкость дегазированной нефти, не более 300 мПа·с;
- минерализация, не более 350 г/л;
- содержание механических примесей, не более 500 г/л.

При испытаниях на воде:

- содержание воды в нефти, не более 15%;
- содержание свободного газа, не более 10%;
- содержание мехпримесей, не более 500 г/л;
- содержание нефтепродуктов в воде, не более 500 г/л.

Установка, выполненная в сборном рамном корпусе на двух платформах, состоит из 4 технологических блоков. Основной блок (Блок 1) позволяет осуществлять процесс подготовки нефти и воды методом отстаивания водонефтяной эмульсии (ВНЭ) в трех технологических аппаратах специальной конструкции с применением системы нагрева ВНЭ (Блок 2), подачей химических реагентов (Блок 3) и пресной воды (Блок 4).

При проведении опытно-промышленных испытаний подключение мобильной установки осуществляется к трубопроводной обвязке действующего объекта с помощью гибких рукавов и быстроразъемных соединений для параллельной работы с производственным процессом промысловой подготовки площадного объекта, как показано на рис. 5. Производится ее калибровка, т.е. обеспечение параметров работы установки (расход, давление, температура), при которых показатели качества (содержание воды в нефти, хлорорганических солей и т.д.) выходящего продукта из МУПСП и объекта подготовки соответствовали. После установления сходимости в анализе проб проводится изменение технологических режимов работы МУПСП, внутренней оснащенности ее аппаратов или внедрение нового оборудования в технологический процесс согласно программе ОПИ, оценивается эффективность смены режимов при сравнении с «калибровочными» пробами. По результатам анализа и обобщения проб, формируются рекомендации об оптимальных режимах или эффективности использования испытываемых технических средств, и принимается решение по их масштабированию на производственный объект.

Мобильная установка успешно прошла опытно-промышленные испытания на УПСВ «Рассвет» (Пермский край). Установлены основные закономерности процессов разрушения реальных стойких водонефтяных эмульсий при оперативном воздействии на них различными методами [6]. Проведение

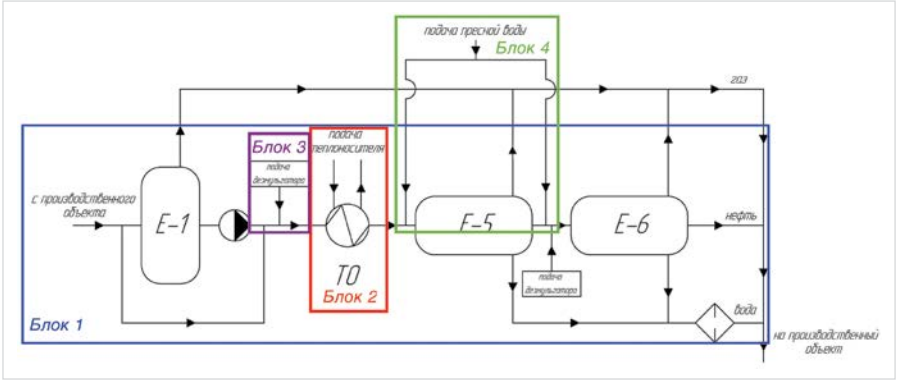


Рис. 3 — Технологическая схема МУПСП

Рис. 4 — Мобильная установка

Рис. 5 — Схема подключения МУПСП на объекте подготовки нефти

исследований в термобарических условиях с кондиционными смесями обеспечило повышение информативности и достоверности результатов по отношению к результатам на модельных смесях и в лабораторных условиях, отличных от реальных.

Итоги

С целью оперативного выявления и решения проблем ухудшения качества товарной нефти и воды, закачиваемой в пласт, обоснования проектных решений при реконструкции и перевооружении производственных объектов, а также для испытания новых технических средств и технологий разработана и изготовлена мобильная установка.

За период опытно-промышленных испытаний установки опробовано 4 технологии, в результате удалось снизить содержание твердых взвешенных частиц и нефтепродуктов в пластовой воде в 4,5–5 раз — до 10 мг/л. Разработаны рекомендации по повышению качества подготавливаемой продукции для их реализации на производстве.

Выводы

Разработанная и испытанная мобильная установка для подготовки скважинной продукции позволила установить причины нестабильной подготовки скважинной продукции на одном из объектов подготовки ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и обосновать рекомендованные мероприятия по повышению степени подготовки нефти и воды.

Список литературы

1. Патент на полезную модель № 127323 РФ. Модульный комплекс установки подготовки нефти. Заявл. 27.11.12. Опубл. 27.04.13.
2. Pat. CN 204417422. Skid-mounted crude oil dehydrating device. Declared 26.01.15. Published 24.06.15
3. Pat. 9157035 US. Local produced oil dehydrator. Declared 04.03.14. Published 13.10.15.
4. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. М.: Недра, 1987. 144 с.
5. Миронов Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты. М.: Недра, 1976. 168 с.
6. Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю., Шишкин Д.А. Технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды в пласт с использованием трубного делителя фаз // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №7. С. 85–88.
7. Третьяков О.В., Усенков А.В., Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Результаты опытно-промышленных испытаний мобильной установки подготовки скважинной продукции. Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 131–135.
8. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. М.: Наука, 1977. 271 с.
9. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. 221 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Development and integration of the mobile treatment unit of production fluid

UDC 622.276

Authors:
Oleg V. Tretyakov — general director[1]
Igor I. Mazein — first deputy general director, chief engineer[1]
Andrey V. Usenkov — deputy general director on production of North deposits[1]
Alexander V. Lekomtsev — Ph.D., associate professor[2]; alex.lekomtsev@mail.ru
Pavel Yu. Ilyushin — Ph.D., associate professor[2]; ilushin-pavel@yandex.ru

[1]LUKOIL-PERM, LLC, Perm, Russian Federation
[2]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Abstract

Pilot tests and technology adoption are carried out at oil treatment units of LUKOIL-PERM every year; the aim is – to improve on oil and waste water quality.

Thereby the testing without influence and violation on main technology process with the use of test stand equipment is an urgent task.

Preparation experience of oil and water, designing solutions of petroleum engineering helped to develop the mobile system for modeling the process of preparation of production fluid and pilot tests (based on the innovation technology). The pilot testing of new technical units and technologies was carried out using the complex.

Materials and methods

Technical developments of field oil treatment plants were taken in as the basis. Principal technical solutions, technological and hydraulic calculations became the blueprint for the treatment unit strategy of production fluid.

Results

The mobile unit was designed and manufactured to identify and solve problems of quality deterioration in commercial oil and water, for design decisions in reconstruction and re-equipment of production facilities, as well as for testing new hardware and techniques.

Four technologies were tested while pilot testing, as a result — the content of suspended solids and oil in produced water was reduced in 4.5–5 times, up to 10 mg/l. The recommendations for improving the quality of the product were prepared for implementation in the workplace.

Conclusions

The developed and tested mobile unit allowed to establish the causes of the unstable preparation production fluid at one oil and water treatment units LUKOIL-PERM and justify the recommended measures of improving the degree of preparation of oil and water.

Keywords

mobile unit, oil and water treatment units, dehydration of oil, desalting of oil

References

1. Useful model patent № 127323 RF. *Modul'nyi kompleks ustanovki podgotovki nefti* [Modular complex oil treatment]. Declared 27.11.12. Published 27.04.13.
2. Pat. CN 204417422. Skid-mounted crude oil dehydrating device. Declared 26.01.15. Published 24.06.15.
3. Pat. 9157035 US. Local produced oil dehydrator. Declared 04.03.14. Published 13.10.15.
4. Medvedev V.F. *Sbor i podgotovka neustoi chivykh emul'sii na promyslakh* [Collection and preparation of unstable emulsions in the oil fields]. Moscow: *Nedra*, 1987, 144 p.
5. Mironov E.A. *Zakachka stochnykh vod neftyanykh mestorozhdeniy v produktivnye i pogloshchayushchie gorizonty* [Waste water injection into productive and intake formations of oil fields]. Moscow: *Nedra*, 1976, 168 p.
6. Lekomtsev A.V., Ilyushin P.Yu., Shishkin D.A. *Tekhnologiya kustovoy podgotovki i zakachki podtovarnoy vody v plast s ispol'zovaniem trubnogo delitelya faz* [Cluster technology of preparation and injection of produced water into the reservoir, using a pipe phase divider]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 7, pp. 85–88.
7. Tret'yakov O.V., Usenkov A.V., Lekomtsev A.V., Ilyushin P.Yu., Galkin S.V. *Rezul'taty opytno-promyshlennykh ispytaniy mobil'noy ustanovki podgotovki skvazhinnoy produktsii* [The results of pilot tests of mobile well production treatment unit]. Oil Industry, 2016, issue 12, pp. 131–135.
8. Tronov V.P. *Promyslovaya podgotovka nefti* [Commercial preparation of oil]. Moscow: *Nauka*, 1977, 271 p.
9. Pozdnyshev G.N. *Stabilizatsiya i razrushenie neftyanykh emul'siy* [Stabilization and destruction of oil emulsions]. Moscow: *Nedra*, 1982, 221 p.

ЦКСИ

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР

ВИБРОПРОЧНОСТЬ
СЕЙСМОСТОЙКОСТЬ
ВИБРОУСТОЙЧИВОСТЬ

Электротехнические изделия

Технологическое оборудование

Строительные конструкции

Запорно-регулирующая арматура

Аттестат аккредитации **ГК "Росатом"** №ОИАЭ.RU.032(ИЦ)

Аттестат аккредитации **ФСА** № RA.RU.21АГ74

8(812) 640-73-74 www.centercst.ru info@centercst.ru

188820, Лен. обл, Выборгский р-н,
пос. Рощино, ул. Железнодорожная д.10 лит. А

УДК 622.276

Забойный теплогенератор для месторождений высоковязких нефтей и природного битума

А.И. Щёлоков
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой
pt@samgtu.ru

С.Ю. Коротин
аспирант
arro116@mail.ru

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Обозначены некоторые проблемы и возможные пути их решения при создании забойного теплогенератора для парогазотепловой обработки пластов высоковязких нефтей и природных битумов, работающего на газовом топливе (попутном или природном газе).

Материалы и методы
Изучение опыта разработки тяжелой нефти. Вывод расчётных закономерностей формирования парогаза в забойном теплогенераторе. Испытания лабораторной модели.

Ключевые слова
забойный теплогенератор, высоковязкая нефть, парогазовая смесь

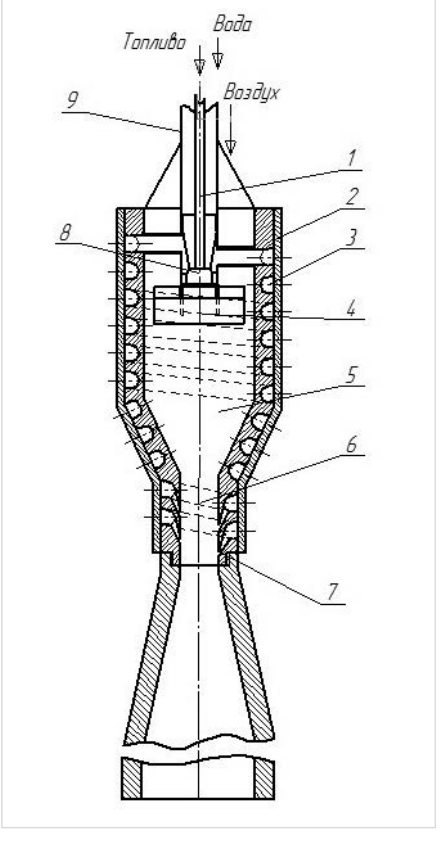


Рис. 1 — Схема забойного теплогенератора на газовом топливе

Мировые запасы нефти, извлекаемой традиционными способами, на сегодня оцениваются в 162 млрд т [1], из них в России — 14 млрд т [2]. Учитывая среднегодовую добычу российской нефти на уровне 520–530 млн т [2], проблема истощения недр с каждым годом становится актуальнее. В связи с этим в настоящее время значительное внимание нефтедобывающих предприятий сосредоточено на разработке месторождений такого углеводородного сырья, как высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ). Известно, что запасы данных углеводородов в мире более чем в 5 раз превышают запасы традиционной нефти [1]. Однако их разработка требует значительных дополнительных затрат, применения специальных технологий и сложного, дорогостоящего оборудования. В силу указанных причин, большинство разрабатываемых месторождений ВВН и ПБ в мире эксплуатируются в опытно-промышленном порядке. Нефтяные компании рассматривают такого рода месторождения, в первую очередь, как источник сырья на перспективу, исследуя на эксплуатируемых участках различные технологии и образцы оборудования и выбирая те, которые позволят в последующем, при необходимости перехода к масштабному освоению такого рода месторождений, получить наибольший экономический эффект.

Парогазотепловое воздействие на продуктивный пласт в настоящее время считается одним из наиболее эффективных способов снижения вязкости нефти. Совместное нагнетание водяного пара и газообразных продуктов сгорания топлива оказывает положительное влияние на коэффициент вытеснения нефти; закачка растворимого в углеводородах газа (оксида или диоксида углерода) с паром ведет к дополнительному снижению вязкости нефти, увеличению ее объема и проявлению режима растворенного газа. Сравнительная эффективность указанного способа может быть проиллюстрирована следующими результатами промышленного применения паротеплового и парогазотеплового методов на различных месторождениях России [3]: на терригенном типе коллектора парогазовый фактор (затраты пара или парогаза в расчете на 1 т добытой нефти) при использовании пара составил 6,5, а парогаза — 2,0. На карбонатном типе коллектора аналогичные показатели равны 2,1 и 1,2. Следовательно, эффективность парогазотеплового метода в 2–3 раза выше паротеплового.

Ввиду значительных тепловых потерь при транспорте парогаза по скважине, экономически более оправдано вырабатывать данный теплоноситель непосредственно в нефтеносном пласте на забое скважины. В разное время были разработаны и испытаны образцы забойных теплогенераторов нескольких схем, работающих как на трёх исходных компонентах (воздух, топливо, вода), так и на двух: монотопливе, из состава которого при разложении на забое выделяется как топливо, так и окислитель и балластировочной воде, которая может подаваться одним потоком с монотопливом [4, 5]. Основными проблемами при создании забойных парогазогенераторов являются:

- обеспечение требуемого уровня надежности, а также живучести установки при аварийной разгерметизации трубопроводов;
- компактность устройства за счёт интенсификации процесса горения и парообразования;
- устойчивый розжиг газогорелочного устройства;
- использование, по возможности, местных топливно-энергетических ресурсов.

Использование в качестве топлива попутного газа как наиболее дешёвого и доступного на месторождениях топлива, предполагает трехпоточную подачу компонентов: в теплогенераторе сначала сжигается газо-воздушная смесь, затем в продукты сгорания впрыскивается вода. При этом, исходя из требований к компактности устройства, необходимо обеспечить эффективное охлаждение стенок камеры сгорания, а распыл воды должен быть максимально тонким, ввиду малого времени на перемешивание капель воды с продуктами сгорания. Неиспарившиеся капли вызывают эрозию, как тракта агрегата, так и перфорированной трубы, через которую ведется закачка теплоносителя в пласт.

Возможная принципиальная схема забойного теплогенератора на газовом углеводородном топливе показана на рис. 1. Теплогенератор, газовое топливо к которому подаётся по колонне насосно-компрессорных труб *1*, состоит из корпуса *2*, образованного наружной втулкой и внутренней частями, между которыми располагается спиральный водяной канал *3*. Теплогенератор содержит: газогорелочное устройство *4* с электромагнитным газовым клапаном и электроискровым запальным устройством, размещенное в торце камеры сгорания *5*, камеру сгорания, имеющую форму цилиндра, переходящего в усеченный конус и камеру смешения *6*, состоящую из цилиндрической части малого сечения, конической части и цилиндрической части большого сечения. В цилиндрической части малого сечения камеры смешения расположены сопла для впрыска воды *7*. Узел подачи топлива в горелку выполнен в виде стыковочной головки *8*, служащей также для ориентации топливоподающей колонны при спуске. Вода подаётся по спиральному каналу, образованному проточкой на наружной поверхности внутренней части корпуса и втулкой. Проточка имеет начальный и конечный тупиковый участок: непосредственно за начальным участком располагаются трубки от водяного присоединительного штуцера, стыкуемого с водоподающей насосно-компрессорной колонной *9*. Данный способ подачи воды позволяет резко интенсифицировать теплообмен, ввиду чего вода, нагретая до значительной температуры, впрыскивается через сопла, и, мелко распыляясь, практически мгновенно испаряется. Воздух для сжигания топлива подаётся по кольцевому пространству между водоподающей колонной НКТ и

обсадной колонной. Конический участок камеры смешения стыкуется с цилиндрическим малого сечения посредством резьбового соединения. Таким образом, теплогенератор имеет разборную конструкцию, позволяющую выполнять механическую очистку всех внутренних полостей от загрязнений.

Теплогенератор вводится в работу следующим образом: открывается задвижка линии подачи воды на поверхности, в конической части теплогенератора происходит мелкое разбрызгивание воды и образование воздушно-капельной смеси (тумана), за счёт чего протекающий транзитом воздух на «холодной» установке после камеры сгорания балластируется микрокаплями воды для самотушения хлопка при загазовывании призабойной зоны в случае несвоевременной инициации горения; затем производится продувка скважины воздухом и открытие газового клапана на минимальный расход, после чего — розжиг газогорелочного устройства. После поступления сигнала с фотодатчика, горелка выводится на рабочий режим наращиванием подачи воздуха и газа, а в камере смешения начинается активное испарение микрокапель воды при контакте с продуктами сгорания.

Как сказано выше, подача компонентов на забой осуществляется тремя потоками, поэтому важно исключить аварийную ситуацию (взрыв, пожар) при разгерметизации топливоподающей колонны насосно-компрессорных труб. Ввиду этого, наиболее безопасной и надежной видится следующая схема: вначале на забой на колонне насосно-компрессорных труб большого диаметра спускается сам агрегат и фиксируется на забое при помощи термостойкого пакера, затем в первую колонну НКТ погружается соосно вторая колонна, меньшего диаметра, на конце которой находится стыковочная головка со встроенным регулирующим клапаном. Колонна НКТ малого диаметра служит для подачи газового топлива, кольцевое пространство между ее стенкой и стенкой колонны большого диаметра — для подачи воды, а пространство между колонной большого диаметра и обсадной колонной — для подачи воздуха. Таким образом исключается прямой контакт воздуха и газового топлива в случае утечек в любом из каналов подачи исходных компонентов парогаза.

В процессе работы над теплогенератором, на основе [6] была разработана математическая модель образования гомогенной газопаровой смеси (парогаза) с требуемыми параметрами, учитывающая размеры рабочих камер и расходы компонентов.

Лабораторная модель установки [7] прошла стендовые испытания (рис. 2, 3) на кафедре промышленной теплоэнергетики Самарского государственного технического университета, доказав работоспособность и эффективность и подтвердив расчётные закономерности формирования газопаровой смеси. Мощность газогорелочного устройства составляла 4 кВт; наибольший расход воды G=0,01181 кг/с. Ввиду особенностей работы тепловизорного оборудования, на инфракрасных снимках отображается температура только твердых тел, поэтому для определения температурного поля парогаза был использован сетчатый экран из нержавеющей стали. Экран был разбит на контрольные сечения с расстоянием от форсунки X=0,23; 0,27; 0,31 и 0,35 м, по которым производились замеры при помощи цифрового термометра. Было проведено четыре серии опытов, в ходе которых были определены, соответственно:

1. Величина повышения температуры смеси в контрольных сечениях потока при повышении (от 10 до 60 °С, с шагом 10 °С) температуры впрыскиваемой воды; так, в первом контрольном сечении (расстояние от точки впрыска = 0,23 м) T_{min}=142,843°С, T_{max} = 221,486°С).
2. Расход воды при фиксированной мощности горелки, при котором в первом контрольном сечении остаётся неиспаряемый излишек воды.
3. Тепловая мощность горелки, необходимая для полного испарения воды — поверочный опыт; по результатам данного опыта и опыта №2 было выявлено, что при G=0,00128 кг/с мощность горелки не должна быть менее 3,2 кВт.
4. Смещение устройства впрыска от исходного положения практически не оказывает влияния на процесс формирования парогаза.

На конструкцию лабораторной модели был получен патент РФ [7], заявка на изобретение №2016114923 на отображённую в статье схему теплогенератора находится в стадии рассмотрения.

Итоги

Предложена конструкция забойного теплогенератора на газовом топливе (попутном или природном газе), соответствующего требованиям топливно-энергетической эффективности и пассивной безопасности. Разработана методика расчёта рабочего процесса и определения геометрических параметров агрегата для опытно-промышленной установки, подтвержденная результатами испытаний лабораторной модели.

В настоящее время ведется проработка опытно-промышленного образца забойного теплогенератора с учетов экспериментальных данных, полученных при испытаниях лабораторного образца.

Выводы

Испытания лабораторной модели показали важность эффективного предварительного подогрева распыляемой воды для повышения производительности агрегата при приемлемых для установки в скважине размерах. Так, увеличение температуры впрыскиваемой воды на 50°С увеличивало производительность опытной установки в 1,6 раза. Отсюда следует, что для удовлетворения требований к компактности мощного промышленного агрегата, канал предварительного подогрева воды должен иметь значительную протяженность. В то же время, изменение положения устройства впрыска в канале течения газов не оказывает существенного влияния на процесс формирования газопаровой смеси.

Список литературы

1. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья. Учебно-методическое пособие. Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. 93 с.
2. ТЭК России — 2015. Аналитический сборник. М: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2016. 64 с.
3. Максутов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. 2005. № 6. С. 36–40.
4. Макаров А.Ф., Некрасов В.Г. Альтернативный, возобновляемый, экологически чистый энергоноситель на азотоводородной основе. Научно-технические и социально-экономические аспекты использования возобновляемой энергетики. Международная научно-практическая конференция (IV), тезисы докладов. Алматы, 2008. С. 56—59.
5. Патент СССР №899872. Забойный парогазогенератор. МПК Е 21 В 43/24. Заявл. 05.05. 80. Опубл. 23.01.82.
6. Пажи Д.Г., Галустов В.С. Основы техники распыливания жидкостей. М.: Химия, 1984. 147 с.
7. Патент РФ №2396485 . Парогенератор МПК F22B 1/26. Заявл. 03.03.09. Опубл. 10.08.10.

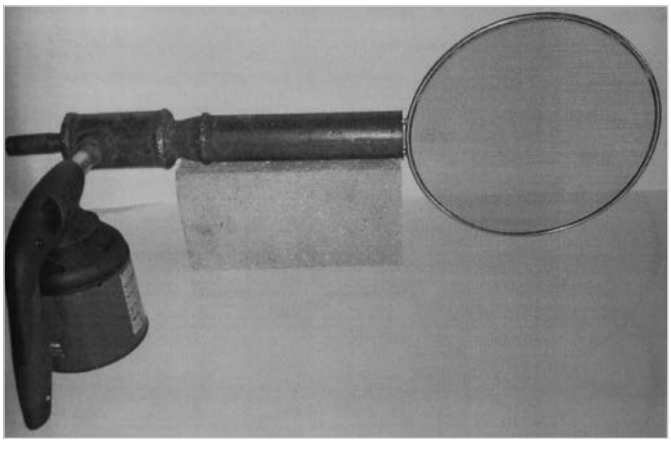


Рис. 2 — Лабораторная модель установки

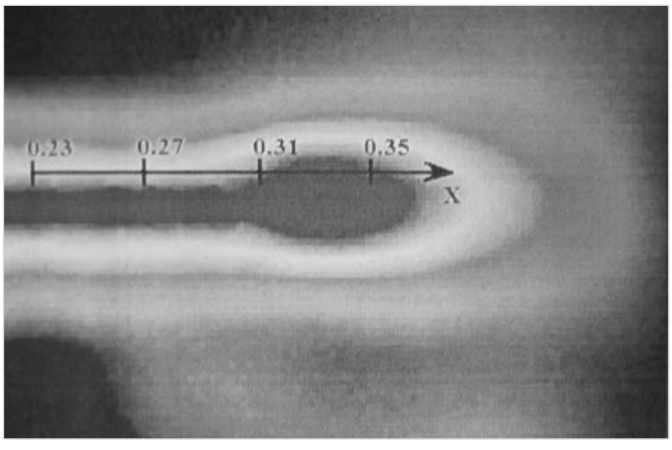


Рис. 3 — Инфракрасный снимок опыта I серии

Downhole heat generator for high-viscosity oil and natural bitumen fields

UDC 622.276

Authors:
Anatoly Yu. Shchyolokov — Sc.D., professor, head of the department; pt@samgtu.ru
Semyon Yu. Korotin — postgraduate; arro116@mail.ru

Samara State Technical University ("SSTU"), Samara, Russian Federation

Abstract
The article is devoted to some problems and possible ways of their solutions, necessary for designing a downhole heat generator (that uses associated or natural gas) for gas turbine treatment of reservoirs oil viscosity and solid bitumen.

Materials and methods
Studies of experience in heavy oil development. The identification of characteristics of vapor-gas reshaping in the downhole heat generator. A laboratory model test.

Results
The model of the downhole heat generator, working on gas (associated or natural gas) and meeting the requirements of energy efficiency and passive safety, is proposed. The methodology of operational process calculation and geometrical parameters determination of pilot-plant equipment, confirmed with the results of laboratory model test, is developed. Currently the pilot-plant equipment model of the downhole heat generator, based upon experimental data, received after laboratory model tests, is being developed.

Conclusions
Laboratory model tests showed the importance of effective preliminary heating of spray water, to improve unit capacity, when sizes fit to well standing. Thus, rising the temperature of spray water to 50°C, increased the performance of pilot-plant equipment in 1.6 times. Consequently, meeting the requirements of high-powered industrial unit portability, the channel of pre-heated water must have sufficient length. At the same time, position changes of the injection device in gas flow channel has no significant influence on the formation of gas-vapor mixture.

Keywords
downhole heat generator, high-viscosity oil, gas-vapor mixture

References
1. Shchepalov A.A. *Tyazhelye nefti, gazovye gidraty i drugie perspektivnye istochniki uglevodorodnogo syr'ya* [Heavy oil, gas hydrates and other prospective sources of hydrocarbon raw materials]. Nizhny Novgorod: *UNN*, 2012, 93 p.
2. *TEK Rossii — 2015* [The FEC of Russia — 2015]. Moscow: Analytical digest. Analytical Center for the Government of the Russian Federation, 2016, 64 p.
3. Maksutov R.A., Orlov G.I., Osipov A.V. *Osvoenie zapasov vysokovjazkih neftej v Rossii* [The development of heavy oil reservoirs in Russia]. *Tekhnologii TEK*, 2005, issue 6, pp. 36–40.
4. Makarov A.F., Nekrasov V.G. *Al'ternativnyy, vozobnovlyaemyy, ekologicheski chistyy energonositel' na azotovodorodnoy osnove. Nauchno-tekhnicheskie i sotsial'no-ekonomicheskie aspekty ispol'zovaniya vozobnovlyaemoy energetiki* [The alternative, renewable, environmentally friendly nitric-based energy source]. International scientific-practical conference (IV). Almaty, 2008, pp. 56–59.
5. Patent SSSR №899872. *Zaboynyy parogazogenerator* [Downhole heat generator]. MPK E 21 V 43/24. Declared 05.05.80. Published 23.01.82.
6. Pazhi D.G., Galustov V.S. *Osnovy tekhniki raspylivaniya zhidkostey* [Fundamentals of engineering spraying liquids]. Moscow: *Khimiya*, 1984, 147 p.
7. Patent RF №2396485. *Parogenerator* [Heat generator]. MPK F22B 1/26. Declared 03.03.09. Published 10.08.10

Моделирование множественного гидроразрыва пласта

А.А. Быков
научный сотрудник[1, 2]

И.Н. Завьялов
старший научный сотрудник[1, 2]

Н.А. Завьялова
старший научный сотрудник[1, 2]

С.С. Негодяев
генеральный директор[1], декан факультета[2]

[1]ООО «Нефтегазовый центр МФТИ», Москва, Россия
[2]МФТИ, Москва, Россия

В статье описаны возможности нового программного обеспечения для моделирования множественного гидроразрыва пласта. При моделировании учитываются особенности неоднородной среды, влияние трещин друг на друга, рассчитывается последующий дебит нефти.

Ключевые слова
ГРП, многостадийный гидроразрыв пласта, геомеханика, математическое моделирование, программное обеспечение, жидкости гидроразрыва, симулятор гидроразрыва

Одной из востребованных технологий, направленных на интенсификацию нефтеотдачи, является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП). Такая операция обычно применяется для «сложных» месторождений, содержащих неоднородные низкопроницаемые пропластки, либо для возобновления функционирования старых месторождений.

К программному обеспечению для моделирования такого рода объектов применяются серьезные требования, а именно: учет неоднородностей среды, возможность моделирования нескольких объектов одновременно и небольшое время расчетов для того, чтобы можно было за короткий срок рассчитать множество кейсов и качественно выполнить дизайн самого процесса.

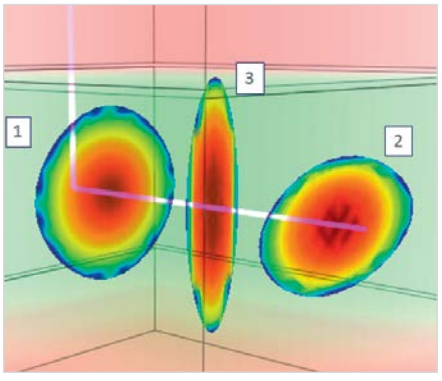


Рис. 1 — Последовательный рост. Каждая трещина растет, когда предыдущая уже закреплена. Трещины пронумерованы по их инициации

Моделирование МГРП и результаты сильно отличаются от моделирования ГРП. Например, при последовательном росте трещин каждая из них меняет окружающие поля напряжений и каждая следующая трещина растет уже в измененной среде и отличается от предыдущих (рис. 1). Если же трещины растут вместе и есть перетоки жидкости гидроразрыва через скважину, то чем трещина больше, тем ей легче забирать в себя закачиваемую жидкость ГРП и расти дальше. Чтобы управлять этими процессами, необходимо четко понимать стратегию проведения самой операции гидроразрыва и определить желаемый дизайн.

Разработанный симулятор может рассчитывать геометрию единичной трещины ГРП и трещин МГРП в неоднородной среде, определять стратегию проведения самого процесса. Функционал позволяет выбирать разные жидкости степенных реологий, менять жидкости в процессе закачки, рассчитывать транспорт проппанта в скважине и трещине (с учетом гравитационного осаждения и отличия скоростей проппанта и жидкости), изменения реологии жидкости несущей проппант, проводить анализ самого процесса и анализ мини-ГРП. Симулятор также позволяет рассчитывать приток пластовых флюидов к горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом, с учетом геологической структуры пласта и проводить оптимизационные исследования для поиска подходящего дизайна ГРП.

При росте взаимодействующих трещин ГРП, симулятор позволяет физически обоснованно определять блокирование роста трещин друг-другом, отклонение поверхности трещины от планарной, раскрытие трещины под воздействием другой трещины, рост некоторых трещин по вертикальному направлению и другие.

Благодаря применению современных вычислительных методов и гибкости реализаций удалось достичь характерного расчетного времени для одного кейса в 10 минут, несмотря на сложность объекта моделирования.

В качестве апробации результаты сравнивались с лабораторными экспериментами и показали хорошее соответствие (рис. 2).

Следующими шагами по развитию продукта будут возможности расчета повторного ГРП и автоГРП.

ООО «Нефтегазовый центр МФТИ» занимается решением физико-математических задач применительно к нефтяному инжинирингу. Сотрудники НГЦ МФТИ разрабатывают математические модели и проводят лабораторные эксперименты для описания сложных процессов, которые, как правило, не рассчитываются общепринятыми методами. В зону интересов центра попадает геомеханика, фильтрация, расчеты течения жидкости ГРП с проппантом в трещинах и скважинах, методы увеличения нефтеотдачи и интенсификация добычи на старых месторождениях.

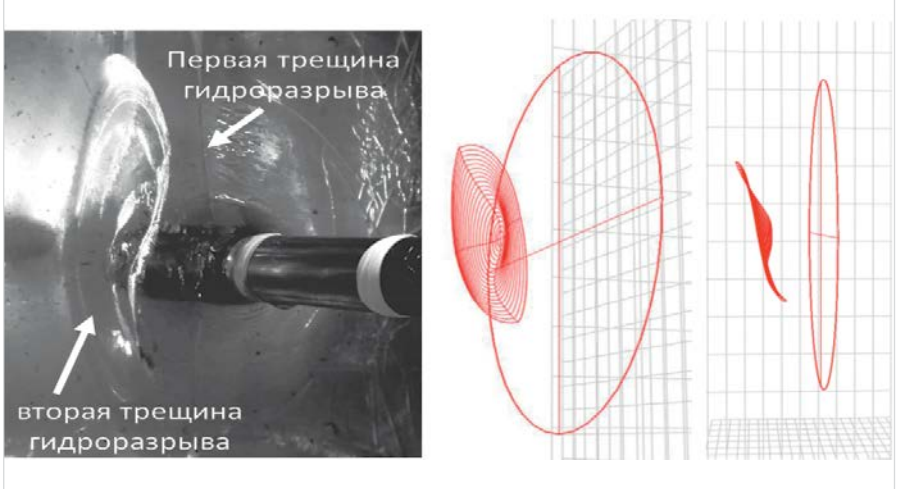


Рис. 2 — Сравнение результатов расчета с экспериментом для второй трещины гидроразрыва, растущей в поле первой трещины. Результаты отклоняются не более чем на 10%

МФТИ
Sk Участник

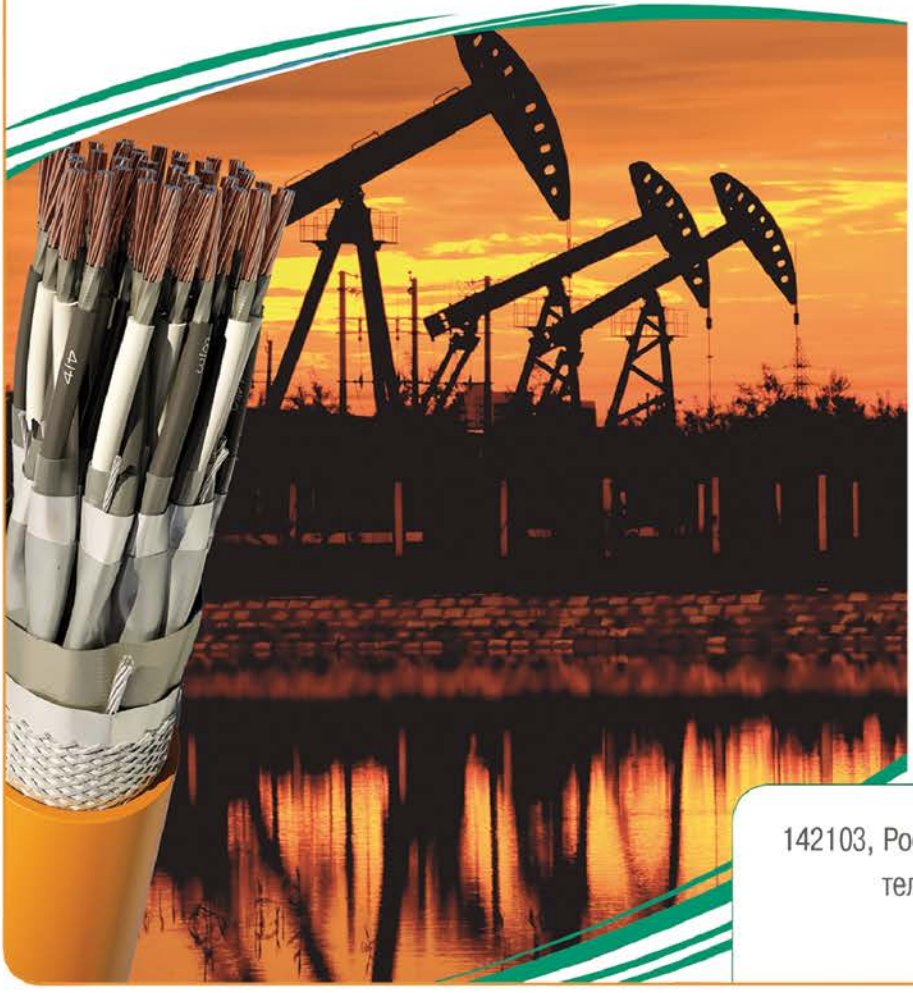
**141701, Московская область,
г. Долгопрудный, Институтский пер., 9
+7 (495) 408-76-09**

ЭКСПОКАБЕЛЬ

НАШИ ТЕХНОЛОГИИ – ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

ПОЛУВЕКОВОЙ ОПЫТ ПРОИЗВОДСТВА КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ

ИННОВАЦИОННЫЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ КАБЕЛИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ, химической, атомной, военной, металлургической отраслей, а также для судостроения



для фиксированного монтажа в цепях сигнализации, управления, связи, освещения и силовых цепях различного назначения

142103, Россия, Подольск, Бронницкая ул., д. 15
тел. (495) 505-6692, факс (495) 505-6693
sbt@expocable.ru, www.expocable.ru

УДК 665.62

Анализ зонального распространения высоковязких нефтей и изучение реологических свойств водонефтяных эмульсий Пермского края

К.А. Вяткин
лаборант
mr.viatkin@mail.ru

А.А. Кочнев
студент
sashakoch93@gmail.com

А.В. Лекомцев
доцент
alex.lekomtsev@mail.ru

ПНИПУ, Пермь, Россия

В рамках статьи рассматриваются условия образования, а также зональное распространение высоковязких нефтей на территории Пермского Прикамья. В работе представлены результаты исследований реологических свойств нефтей месторождений основных цехов по добыче нефти и газа в Пермском крае, приведены данные о распространении месторождений высоковязкой нефти. На основании полученных результатов, построена карта распределения динамической вязкости водонефтяных эмульсий на территории Пермского края.

Материалы и методы
Технологические данные с месторождения, литературные данные, лабораторный анализ.

Ключевые слова
высоковязкие нефти, водонефтяная эмульсия, реологические свойства, инверсия фаз

При постоянном увеличении потребления энергоносителей — углеводородов (УВ), несмотря на нестабильную стоимость нефти, добыча российских нефтедобывающих компаний не только не замедляется, а стабильно растет. Однако на фоне возрастающих потребностей большое количество нефтяных месторождений в России находится на завершающих стадиях разработки, более того, пик добычи, по мнению многих экспертов, уже пройден. В связи с этим всё внимание нефтегазодобывающих компаний должно быть обращено на так называемые нетрадиционные источники углеводородов: на природные битумы и тяжёлые нефти [1, 2].

На территории нашей страны основные промышленные запасы тяжёлой и высоковязкой нефти приурочены к трём нефтегазоносным провинциям: Волго-Уральской (ВУНГП), Западно-Сибирской (ЗСНГП) и Тимано-Печорской (ТПНГП). В большинстве стран мира такие трудноизвлекаемые запасы являются не только резервом добычи, но и основным направлением развития промышленности на ближайшие годы.

Условия формирования залежей тяжелой вязкой и высоковязкой нефти

Важнейшим условием образования залежей тяжелых вязких и высоковязких нефтей является потеря легких фракций в областях тектонических нарушений, а также гидрогеохимическое и биохимическое окисление нефтей в зонах палео- и современного гипергенеза. Пластовые воды в данных зонах окисляют нефть за счет переноса химических окислителей и различных микроорганизмов, вступающих в реакции, в ходе которых вязкость нефтей увеличивается, а подвижность — уменьшается. За счет этих факторов происходят вторичные преобразования нефтей и обогащение их тяжелыми фракциями.

Огромное влияние на распределение ВВН оказывает наличие пород-покрышек и ловушек, которые они образуют. Залежи ВВН по качеству пород-покрышек не сильно отличаются от обычных залежей УВ. Выделяют четыре основных типа пород-флюидоупоров, с учетом масштаба их распространения и положения в разрезе (по А.А. Бакирову):

- региональные — непроницаемые толщи пород, распространенные на всей территории нефтегазоносной провинции (Западно-Сибирская провинция);
- субрегиональные — непроницаемые толщи пород, к которым приурочены нефтегазоносные области (туронские глины Западно-Сибирской провинции);
- зональные — непроницаемые толщи пород, распространение которых ограничивается зоной нефтегазонакопления (кунгурские отложения в Прикаспийской впадине);
- локальные — непроницаемые толщи, которые контролируют локальную структуру в пределах одной или нескольких залежей. Покрышки сложены сульфатами, глинами, мергелями и высокоглинистыми алевролитами или карбонатами.

Как основные элементы тектонического районирования областей ВВН, можно выделить положительные структуры 2-го порядка (валы, выступы), структуры 3-го порядка (куполовидные и локальные поднятия) и разрывные нарушения. По происхождению все локальные объекты делятся на 3 типа: тектонические, седиментационные, седиментационно-тектонические (смешанные).

Структуры 2 и 3 типа максимально распространены в верхних структурно-тектонических этажах, к которым и приурочены многочисленные залежи ВВН. Многие исследователи придерживаются мнения, что наличие локальных поднятий является одним из основных критериев при оценке перспектив нефте- битумоносности отложений [3].

Проанализировав данные о широтной дифференциации местоположения залежей ВВН, можно сделать вывод о степени и характере влияния различных факторов на залежи ВВН, представленные в схеме на рис. 1.

Как видно из рис. 1, основное влияние на формирование залежей ВВН нефтей оказывает тектоника.

Тектонические процессы создают благоприятные условия для осадконакопления в областях длительного прогибания [4]. Также за счет тектонических движений образуются различные дизъюнктивные нарушения (разломы, грабены, горсты, сбросы и т.д.) и зоны трещиноватости [5]. В данных зонах происходит миграция УВ по трещинам, каналам, а разрывные нарушения создают экранирующую поверхность для образования залежей УВ, в том числе, и для высоковязких.

За счет седиментогенеза происходит образование природных резервуаров,

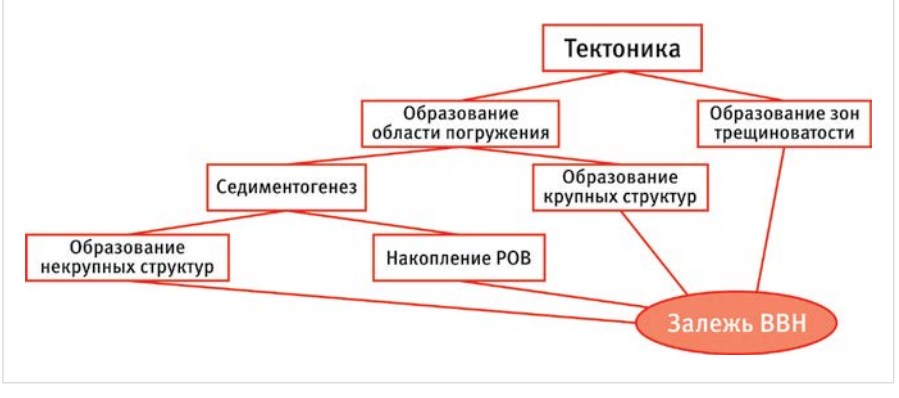


Рис. 1 — Степень и характер влияния различных факторов на залежи ВВН

включающих породы-коллекторы и породы-покрышки. Седиментогенез является стадией литогенеза, где происходит накопление, перемещение и окончательное осаждение рассеянного органического вещества, которое играет огромное влияние в зарождении нефтематеринских толщ. НМТ — это карбонатно-глинистые породы, обогащенные РОВ (рассеянное органическое вещество), которые накапливались в областях длительного прогибания или в восстановительных условиях, где в дальнейшем происходит образование УВ.

Факторы, влияющие на образование залежей ВВН, зависят друг от друга, а значит, и исследовать их необходимо в комплексе.

Классификация нефти

В мире одной из самых известных является международная классификация нефтей API, которая была предложена в 1921 г. Американским институтом нефти: классификация нефтей на лёгкие и тяжёлые по относительной плотности нефти по отношению к плотности воды при той же температуре. Если величина градусов API менее 10 — нефть будет тонуть в воде, если больше 10 — будет плавать на её поверхности [6].

В России существует множество классификаций нефтей: И.П. Чоловского, Н.А. Еременко, В.И. Ермолкина и других авторов. Наиболее часто используется классификация А.А. Бакирова, по которой нефти по содержанию смол делятся на: малосмолистые (до 10%), смолистые (10–20%), высокосмолистые (20–40%); по содержанию серы: малосернистые (до 0,5%), сернистые (0,5–2%), высокосернистые (более 2%); по содержанию парафина: беспарафинистые (менее 1%), слабопарафинистые (1–2%), парафинистые (более 2 %).

По плотности нефти классифицируют на очень легкие (до 0,8 г/см^3), легкие (0,8–0,84 г/см^3), средние (0,84–0,88 г/см^3), тяжелые (0,88–0,92 г/см^3) и очень тяжелые (более 0,92 г/см^3).

Низкая плотность характеризуется высоким количеством метановых УВ, низким содержанием асфальто-смолистых веществ, а также значительным содержанием бензиновых и керосиновых фракций, которые выкипают при температурах до 300° С.

Тяжелые нефти имеют высокий удельный вес, благодаря повышенной концентрации асфальто-смолистых веществ, значительному содержанию в структуре углеводородных (УВ) циклических структур и низкому количеству легко выкипающих фракций [7].

В данной статье рассматриваются высоковязкие тяжелые нефти, которые классифицируются по международной классификации [8], принятой в 1983 г. на XI Мировом нефтяном конгрессе, геологической службой США и Информационным центром ООН по тяжелым нефтям и битуминозным песчаникам. По данной классификации выделяют:

- *Сверхтяжелые нефти* — нефти плотностью от 935 до 1000 кг/м^3 (20–10 о API) и вязкостью от 1 000 до 10 000 сП (в т.ч. ПБ);
- *Тяжелые нефти* – нефти плотностью от 900 до 935 кг/м^3 (25–20 о API) и вязкостью от 50 сП до 1 000 сП (в т.ч. ПБ).

Как одну из самых главных физических характеристик нефти, необходимо рассматривать вязкость.

По вязкости нефти классифицируются по 3 группам: маловязкие (менее 10 мПа·с); вязкие (10–100 мПа·с); высоковязкие (более 100 мПа·с) [9].

Зональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей

На основании опубликованных данных, на рис. 2 представлено зональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей для нефтеносных территорий Евразии.

Из анализа распределения нефтегазоносных бассейнов следует, что почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Вилюйского и Пенжинского) встречаются месторождения высоковязких нефтей, однако наиболее вязкие нефти России расположены в Тимано-Печорском и Прикаспийском бассейнах, средняя вязкость нефтей в данных бассейнах 122,15 мм^2/с и 109,71 мм^2/с соответственно. Оба этих бассейна расположены вдоль Предуральского краевого прогиба, на северной (Тимано-Печерский) и южной (Прикаспийский) окраинах Русской плиты. Бассейны разделены Волго-Уральским

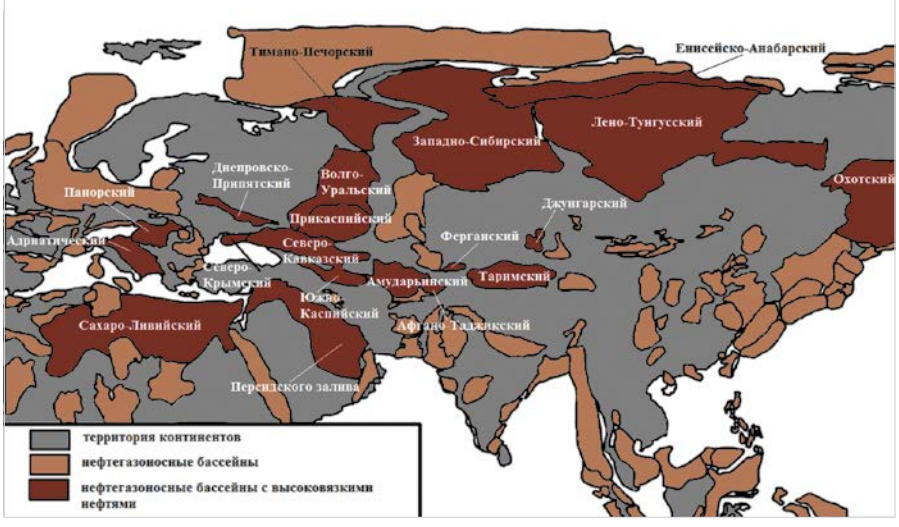


Рис. 2 — Зональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей

Рис. 3 — Зональное распределение ВВН по странам

Страна	Доля ВВН в %
Россия	75,05
Таджикистан	0,97
Туркменистан	1,17
Турция	0,1
Узбекистан	0,97
Украина	2,05
Австрия	0,1
Азербайджан	2,24
Белоруссия	1,27
Ирак	0,29
Египет	0,19
Италия	0,1
Казахстан	10,53
Китай	0,68
Оман	0,1
Другие	4,19

Таб. 1 — Доля запасов ВВН стран в общемировых запасах ВВН

нефтегазоносным бассейном, средняя вязкость нефтей в котором 47,13 мм²/с. Можно сделать вывод о том, что высокие вязкости нефтей вдоль Предуральского краевого прогиба (структуры 2-го порядка) обусловлены сложностью геологического строения данной зоны, что благоприятно сказывается на образовании ВВН.

Можно выделить Енисейско-Анабарский нефтегазоносный бассейн, так как средняя вязкость его нефтей тоже достаточно высока 84,49 мм²/с. В тектоническом плане южная часть бассейна располагается на стыке молодой эпипалеозойской Западно-Сибирской плиты и древней Сибирской платформы. Это один из основных факторов, оказывающих влияние на формирование ВВН. Что касается остальных нефтегазоносных бассейнов с ВВН, то они характеризуются средней вязкостью ниже 40 мм²/с.

На рис. 3 представлено зональное распределение ВВН по странам. На карте коричневым цветом отмечены страны с наибольшей составляющей ВВН в сырьевой базе страны.

В таб. 1 приведены опубликованные в 2011 г. данные о долях запасов ВВН рассматриваемых стран в общемировых запасах высоковязких нефтей [10].

На основании рис. 3 и таб. 1 можно сделать вывод, что на рассмотренных территориях наибольшие запасы ВВН располагаются в России. На территории России наибольшие запасы ВВН разведаны на территории Пермского края (31,2%).

Изучение реологических свойств ВВН Пермского края

На основании анализа проектных документов разрабатываемых месторождений Пермского края, были определены реологические свойства нефтей месторождений цехов по добыче нефти и газа (ЦДНГ) № 3, 7, 11 и 12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Данные представлены в таб. 2.

На рис. 4 представлено схематическое расположение рассматриваемых цехов по добыче нефти и газа на территории Пермского края. Черным пунктиром схематически выделена территория ЦДНГ №12, коричневым пунктиром — территория ЦДНГ №11, оранжевым — территория ЦДНГ №7 и серым пунктиром — территория ЦДНГ №3.

На основании данных таб. 2 и рис. 4 можно сделать вывод, что на севере Пермского края преобладают месторождения с легкой и средней нефтью, а на юге и юго-западе Пермского края — с тяжелой и очень тяжелой нефтью, которые обладают высокой вязкостью.

Для определения реологических свойств водонефтяных эмульсий были отобраны и исследованы пробы восьми месторождений Пермского края: Туркинского, Бугровского, Шагиртско-Гожанского, Первомайского, Опалихинского, Падунского, Уньвинского и Лесного. Рассматриваемые месторождения представляют группу крупных месторождений региона и обладают значительной долей остаточных запасов. Часть из них являются представительными месторождениями высоковязкой нефти. Выбор данных месторождений охватывает практически всю нефтеносную часть Пермского края и позволяет определить зональные закономерности изменения реологических свойств нефтей и водонефтяных эмульсий. На рис. 4 изображено схематическое расположение рассматриваемых месторождений на территории Пермского края.

Отбор производился на дожимных насосных станциях, куда приходят смешивающиеся потоки скважинной продукции со всех пластов нефтяного месторождения. Реологические исследования водонефтяных эмульсий выполнялись на балансовых смесях нефтей и вод разрабатываемых пластов. Исследования вязкости проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при температуре 5°С. Для измерения плотности нефтяных эмульсий использовался ареометр типа АН (ГОСТ 18481–81). В таб. 3 приведены результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий.

На основании данных таб. 3, были построены зависимости динамической вязкости от обводненности исследуемых проб для каждого из рассматриваемых месторождений (рис. 5).

Ни рис. 4 красным цветом выделены месторождения, продукция которых обладает наибольшей вязкостью при обводненности 60%, синим — 70%, фиолетовым — при 80% содержании воды. Анализируя данные таб. 2, можно сделать вывод, что максимальное значение динамической вязкости на севере и в центре Пермского края наступает при меньшей обводненности (60%), чем на месторождениях, расположенных на юге и западе края (70–80%).

ЦДНГ	Месторождение	Плотность, кг/м³	Динамическая вязкость, мПа·с
7	Бугровское	884–914	11,93–87,1
	Опалихинское	864–920	9,6–81,8
	Западное	873–937	11,93–87,1
	Березовское	901–919	26,9–49
	Ножовское	878–918	11,93–81,9
	Падунское	883–922	11,93–48,8
	Первомайское	874–938	14,34–48,8
	Змеевское	865–938	14,34–48,8
11	Им. Архангельского	846–868	6,62–17,13
	Сибирское	812–857	4,19–10,72
	Уньвинское	834–840	6,88–9,09
	Шершневское	851–861	9,49–12,03
	Им. Сухарева	843–893	1,93–19,83
3	Быркинское	868–929	14,32–278,98
	Альняшское	915–928	101,2–174,84
	Шагиртско-Гожанское	847–895	10,29–76,51
	Москудьинское	873–922	19,71–173,2
	Кудрявцевское	894–914	81,8–234,6
	Аптугайское	873–907	15,26–74,1
12	Логовское	818–829	4,83–7,15
	Озерное	816–853	3,076–11,14
	Чашкинское	845–860	6,48–6,91
	Юрчукское	833–903	1,05–52,5
	Гагаринское	816– 839	2,84–4,16
	Маговское	801–867	0,97–3,22

Таб. 2 — Реологические свойства нефтей ЦДНГ№№ 3, 7, 11, 12

Итоги

В ходе работы проведен анализ распространения высоковязких нефтей по Пермскому краю. Проведены исследования реологических свойств нефтей и построена карта распределения динамической вязкости водонефтяных эмульсий на территории Пермского края.

Выводы

Изучение реологических свойств образующихся эмульсий является обязательным условием при проектировании систем сбора и транспорта продукции, а также грамотного подбора нефтедобывающего и нефтеперекачивающего оборудования. Проблема образования высоковязких эмульсий актуальна не только для Пермского края, но и для всей страны в целом.

Список литературы

1. Кочнева О.Е., Кочнев А.А. Перспективы дальнейшего освоения месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов в России // Master's Journal. 2014. №2. С. 104–109.
2. Данилова Е.А. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. 2008. № 12. С. 34–37.
3. Chilingarian G.V., Yen T.F. Asphaltenes and asphalts. The Netherlands, Amsterdam: Elsevier Science, 1994, Vol. 1, 458 p.
4. Park R.G. Geological structures and moving plates. Glasgow and London: Blackie, 1988. 337 p.
5. Purser B.H., Bosence D. Sedimentation and Tectonics in Rift Basins Red Sea: Gulf of Aden. London: Chapman and Hall, 1998. 663 p.

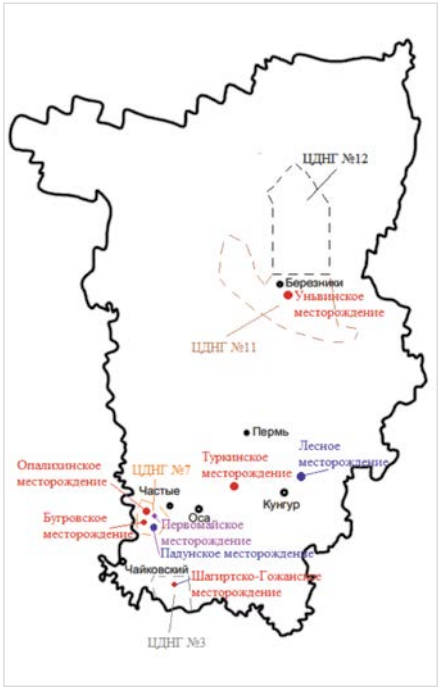


Рис. 4 — Схематическое расположение рассматриваемых ЦДНГ на территории Пермского края

6. Norman J. Hyne. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2014. 769 p.
7. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2004. 214 с.
8. Богомолов А.И., Гайле А.А., Громов В.В. Химия нефти и газа. М.: Химия, 1995. 448 с.
9. Галкин В.И., Кочнева О.Е. Геология и геохимия нефти и газа. Пермь: ПНИПУ, 2012. 173 с.
10. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело. 2005. №1. С. 18–28.
11. Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Прогноз обводненности продукции добывающих скважин Пермского края с применением аналого-статистических методов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2011. №1. С. 76–84.

№ п/п	Наименование месторождения	Плотность, кг/м³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
1	Туркинское	878	0	56,3
2			20	74,6
3			40	123
4			60	451
5			70	131
6			80	9
7	Бугровское	924	0	95,3
8			20	334
9			40	1042
10			60	1440
11			70	4335
12			80	3205
13	Шагиртско-Гожанское	907	0	423
14			20	1374
15			40	2752
16			60	9168
17			65	34 220
18			70	29 330
19			80	7290
20	Первомайское	919	0	186
21			20	856
22			40	1591
23			60	10 910
24			70	16 210
25			80	31 200
26			90	8,1
27	Падунское	892	0	63
28			20	386
29			40	736
30			60	2616
31			70	3243
32			80	10,4
33	Опалихинское	906	0	81,4
34			20	509
35			40	965
36			60	4672
37			70	831
38			80	10,3
39	Уньвинское	829	0	6,1
40			20	14,9
41			40	21,7
42			50	23,9
43			60	35,4
44			65	18,9
45			70	6,8
46	Лесное	865	0	15,3
47			20	47,5
48			40	92,2
49			60	119
50			70	34
51			80	4,4

Таб. 3 — Результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий

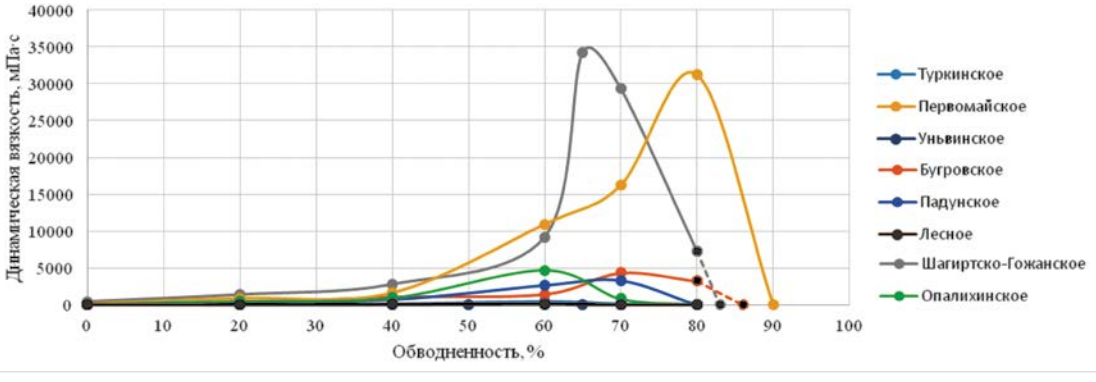


Рис. 5 — Зависимость вязкости от обводненности эмульсий для месторождений Пермского края

Evaluation of oil viscosity expansion and property investigation of oil-water emulsion in Perm region

UDC 665.62

Authors:
Kirill A. Vyatkin — lab assistant; mr.viatkin@mail.ru
Alexander A. Kochnev — student; sashakoch93@gmail.com
Alexander V. Lekomtsev — assistant professor; alex.lekomtsev@mail.ru

Perm national research polytechnic university, Perm, Russian Federation

Abstract
The article is devoted to oil-accumulation conditions and zonary oil viscosity expansion on the territory of Perm Kama region.
The results of field researches, concerned with the rheological properties of field production departments in the Perm region and oil viscosity expansion data, are described in the article.
The allocation map of dynamic viscosity of oil-water emulsions in the Perm region is based on the data.

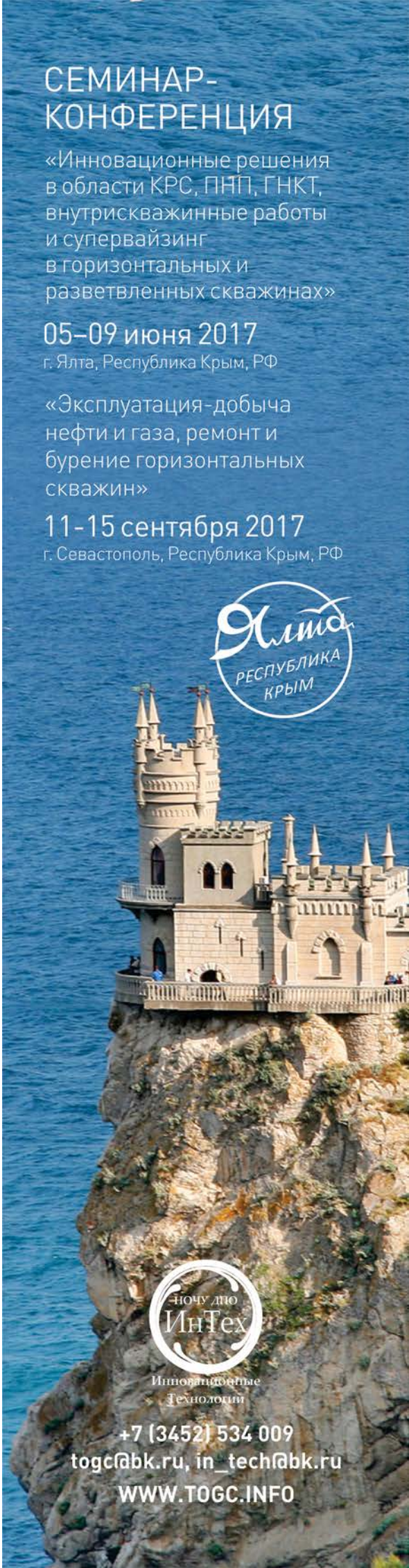
Materials and methods
Functional data fields, literature data, laboratory analysis.

Results
In the course of the works the analysis of oil viscosity expansion in the Perm region was carried out.
The research of rheological properties of oils was conducted and the allocation map of viscosity of oil-water emulsions in the Perm region is constructed.

Conclusions
Property investigation of rheological properties of resulting emulsions is a prerequisite in designing systems of gathering facilities and transportation as well as the relevant choice of oil production equipment. The problem, concerning with the building of oil viscosity emulsions, is relevant not only for the Perm region but also for the country as a whole.

Keywords
high-viscosity oil, oil-water emulsion, rheology, phase inversion

References
1. Kochneva O.E., Kochnev A.A. *Perspektivy dal'neyshego osvoeniya mestorozhdeniy tyazhelykh neftey i prirodnykh bitumov v Rossi* [Prospects for further development of deposits of heavy oil and natural bitumen in Russia]. Master's Journal, 2014, issue 2, pp. 104–109.
2. Danilova E.A. *Tyazhelye nefti Rossii* [Heavy oil products of Russia]. The Chemical Journal, 2008, issue 12, pp. 34–37.
3. Chilingarian G.V., Yen T.F. Asphaltenes and asphalts. The Netherlands, Amsterdam: Elsevier Science, 1994, Vol. 1, 458 p.
4. Park R.G. Geological structures and moving plates. Glasgow and London: Blackie, 1988, 337 p.
5. Purser B.H., Bosence D. Sedimentation and Tectonics in Rift Basins Red Sea: Gulf of Aden. London: Chapman and Hall, 1998, 663 p.
6. Norman J. Hyne. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2014, 769 p.
7. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. Moscow: *MGU*, 2004, 214 p.
8. Bogomolov A.I., Gayle A.A., Gromov V.V. *Khimiya nefti i gaza* [Oil and gas chemistry]. Moscow: *Khimiya*, 1995, 448 p.
9. Galkin V.I., Kochneva O.E. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Oil and gas geology and petrochemistry]. Perm: *PNIPU*, 2012, 175 p.
10. Polishchuk Yu. M., Yashchenko I.G. *Vysokovyazkie nefti: analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy fiziko-khimicheskikh svoystv* [High-viscosity oil: analysis of spatial and temporary variations of physical and chemical properties]. Oil and Gas Business, 2005, issue 1, pp. 18–28.
11. Ilyushin P.Yu., Galkin S.V. *Prognoz obvodnennosti produktsii dobyvayushchikh skvazhin Permskogo kraya s primeneniem analogo-statisticheskikh metodov* [Forecast water cut production wells perm with the a-statistical methods]. Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2011, issue 1, pp. 76–84.



УДК 622.691

Учет геологических рисков при проектировании разработки Семаковского газового месторождения

С.А. Кирсанов
к.т.н., заместитель начальника управления 307/5[1]
S.Kirsanov@adm.gazprom.ru

И.А. Зинченко
к.т.н., начальник управления 307/5[1]
I.Zinchenko@adm.gazprom.ru

А.В. Красовский
к.т.н., и.о. заместителя генерального директора по научно-технической деятельности[2]
AKrasovskiy@gazpromproject.ru

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

[1]ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия
[2]ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия

На примере Семаковского газового месторождения показана необходимость учета вероятностного характера исходной информации и представлений о геологическом строении объекта при формировании основных технических решений, прогнозных расчетов технологических показателей разработки и оценки ожидаемой эффективности проекта.

Материалы и методы
Для построения трехмерной геолого-технологической модели использовался симулятор Eclipse Schlumberger. Оценка экономической эффективности технологических показателей разработки проводилась по методике оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений ПАО «Газпром» (09.09.2009, №01/07-99).

Ключевые слова
разработка месторождений, геологическая модель, технологические показатели разработки, эффективность проекта

На сегодняшний день очевидным является факт, что времена «легкого» газа заканчиваются. В стадии падающей добычи находятся залежи сеноманского горизонта месторождений Западной Сибири. Затраты на поддержание уровней добычи и освоение новых площадей постоянно увеличиваются. Эффективность этих затрат напрямую зависит от точности и обоснованности прогноза технологических показателей разработки. Прошло время, когда ошибки проектировщика нивелировались гигантскими размерами объекта и огромным запасом пластовой энергии. Сейчас ошибка при расчете величины давления на входе в газовый промысел (ГП) в 0,1–0,2 МПа определяет возможность выполнения планового задания в период пиковых нагрузок.

В настоящее время ФБУ «ГКЗ» и ПАО «Газпром» ведут активную работу по обновлению нормативной документации в области проектирования и регулирования разработки месторождений. Создается система национальных стандартов, определяющая требования к исходной информации, структуре и составу проектной документации. Формируется структурированная основа принятия решений. К сожалению, вопросы, связанные с ее наполнением и определением взаимосвязи составляющих элементов на основе оценки геологических рисков, определяющих эффективность предлагаемых технических решений, пока остаются вне поля зрения.

Вследствие значительных расстояний между разведочными скважинами, являющимися источником априорной информации, не представляется возможным получить достоверные данные об изменении фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинном и межкустовом пространстве, области распространения глинистых разделов и, в конечном итоге, о степени достоверности построенной геологической модели. При построении геолого-газогидродинамической модели (ГДМ), оценка ее соответствия исходной геологической основе производится на основе сравнения абсолютной величины запасов без учета того, что осреднение коллекторских свойств в процессе процедуры апскейлинга неизбежно приводит к искажению распределения запасов по классам коллектора. При этом, как показано в работе [1], именно оценка достоверности и вариативности геологических параметров в конечном итоге определяет потенциально возможные объемы добычи газа, которые являются основой всех экономических расчетов и могут изменяться в диапазоне, выходящем за привычные рамки оценки «эластичности» проекта. По мнению авторов, учет указанных рисков приобретает особенно принципиальный характер для проектирования разработки морских месторождений ввиду ограничений по выбору конструкции и размещению скважин, величины удельного объема капитальных вложений в реализацию проекта, сложности и высокой стоимости проведения мероприятий по корректировке проектных решений.

Впервые оценка геологических рисков при проектировании разработки месторождений природного газа была выполнена в рамках технологического проекта разработки Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения. Согласно литофациальной характеристике геологической модели, четвертая часть объема залежи состояла из линз непроницаемых пород различной толщины и протяженности, которые представляют собой литологические экраны, препятствующие продвижению флюидов. Глинистые прослои сдерживали вертикальное внедрение пластовой воды и подтягивание конусов к забоям эксплуатационных скважин. В исходной фильтрационной модели движение пластовой воды происходило в основном по напластованию залежи по выдержанным слоям коллектора. В реализации фильтрационной модели, построенной с учетом геолого-статистических разрезов, месторождений — аналогов Надым-Пур-Тазовского региона, глинистые пропластки имели меньшую протяженность и распространенность в объеме залежи от забоев скважин до уровня начального ГВК. В результате сравнительных расчетов были разработаны технические решения, обеспечивающие устойчивость проектных показателей в условиях вероятного опережающего обводнения. Идея учета геологических рисков получила свое развитие при проектировании разработки Семаковского газового месторождения, находящегося на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа. Большая часть площади месторождения (порядка 80%) расположена под акваторией Тазовской губы, что значительно осложняет освоение и разработку газовой залежи. Для более полного охвата запасов дренированием, необходимо бурение и освоение скважин в акваториальной зоне месторождения, что требует значительного увеличения затрат. В связи с этим для освоения месторождения предусматривается эксплуатационное бурение с 4 кустовых площадок стволов ГС, дальностью бурения до 3 км. В акваториальной части требуется использование ледостойких стационарных платформ. Осложняющим фактором для выбора схемы вскрытия геологического разреза, конструкции и технологического режима работы скважин является практическое отсутствие выдержанных глинистых разделов, зафиксированное по данным разведочного бурения. Таким образом, использовать подход, примененный в работе [1], не представляется возможным.

Разработка массивных водоплавающих залежей всегда подвержена рискам, связанным с возможными прорывами пластовой

воды по площади залежи к забоям эксплуатационных скважин. Это может быть следствием высоких дебитов скважин, отсутствием водоупорных глинистых пропластков и глинистых линз в зоне размещения скважин, высокой активности водонапорного горизонта, близости забоев скважин к ГВК и неравномерности выработки запасов по площади и глубине залежи. При проведении технологических расчетов на трехмерных технологических моделях основным фактором, который влияет на точность прогноза обводнения, помимо непроницаемых разделов, является обоснование активности аквифера [2]. На Семаковском месторождении на пласт ПК планируется бурение 49 ед. горизонтальных скважин. Разработка месторождения осложнена ограничением количества эксплуатационных кустов скважин, малой изученностью геологического строения месторождения в нижней части разреза и, соответственно, неопределенностью активности водонапорного горизонта. В этой связи присутствуют риски конусного обводнения залежи в зонах расположения кустов скважин.

Разработку сеноманской газовой залежи Семаковского месторождения предлагается осуществлять горизонтальными скважинами с дифференцированным вскрытием пласта. Данная схема вскрытия представлена на рис. 1. Скважины вскрывают часть продуктивного пласта в разных интервалах. В конструкции скважины, вскрывающей нижний продуктивный интервал, имеется резервный интервал (верхняя часть), предназначенный для реперфорации скважины в случае обводнения нижнего интервала. Таким образом, при начале эксплуатации залежи, дренирование запасов газа происходит одновременно по всей толщине залежи, что благоприятно влияет на равномерное энергетическое истощение залежи и наиболее полное извлечение запасов газа. Площадь Семаковского месторождения изучена на основе данных 13 поисково-разведочных скважин, вскрывших сеноманскую залежь. В разрезе залежи встречаются глинистые линзы, чередующиеся с породами-коллекторами. При моделировании подъема газоводяного контакта в процессе разработки залежи разработчики использовали накопленный опыт построения геологических моделей сеноманских залежей по более изученным месторождениям, схожим по геологическим параметрам и строению. Таким примером является Ямбургское НГКМ, где количество скважин, вскрывших залежь на этой площади, превышает 1000 ед., а коэффициент песчанистости может изменяться от нижнего предела 0,25 д. ед. (рис. 2).

В геологической модели сеноманской залежи Семаковского месторождения использован опыт построения модели Ямбургского НГКМ. В ГСР по Семаковскому месторождению, в зонах ухудшенных коллекторов, значение коэффициента песчанистости составило не менее 0,46 д. ед., что условно близко к фактическим данным Ямбургского месторождения и не выявляет в залежи непроницаемых экранов для продвижения ГВК (рис. 3).

Для оценки неопределенности обводнения сеноманской залежи Семаковского месторождения было принято решение провести дополнительные расчеты технологических показателей разработки на модели с увеличенной активностью аналитической модели водоносного пласта. Данный подход позволил оценить риски, связанные с низкой изученностью строения Семаковского месторождения. В качестве исходной информации для оценки рисков обводнения залежи Семаковского месторождения использованы фактические данные по добыче газа и расчетные данные по объему внедрения пластовой воды на Ямбургском месторождении (принята сеноманская газовая залежь Ямбургской площади). По текущему состоянию разработки, добыча газа на Ямбургской площади достигла уровня 79% от утвержденных запасов газа. При данном отборе газа,

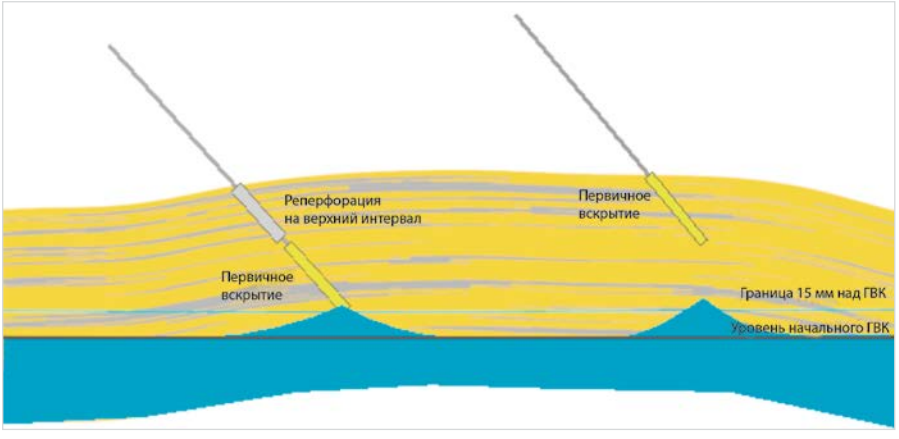


Рис. 1 — Дифференцированное вскрытие продуктивного пласта газовой залежи

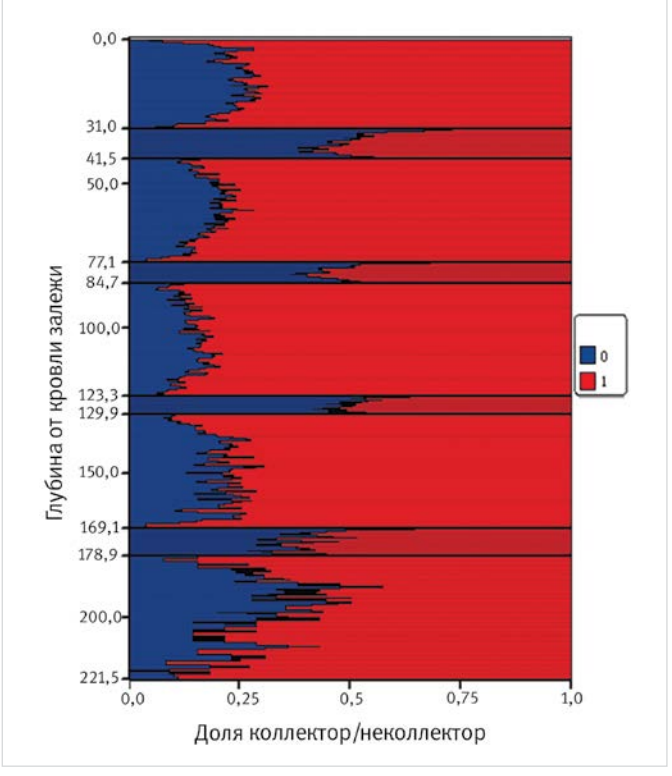


Рис. 2 — Геолого статистический разрез по параметру литологии сеноманской залежи Ямбургского НГКМ (по 280 скважинам)

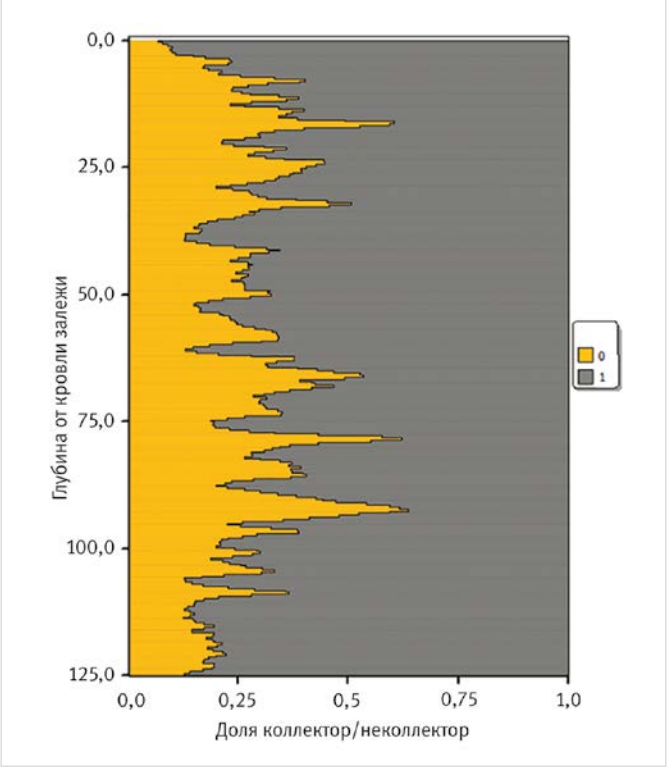


Рис. 3 — Геолого статистический разрез по параметру литологии сеноманской залежи Семаковского месторождения

по результатам замеров ГВК по скважинам и интерпретации данных в трехмерной геолого-технологической модели, внедрение пластовой воды составило 15% от эффективного газонасыщенного объема залежи. Для поддержания заданного темпа внедрения пластовой воды в модели Семаковского месторождения подобраны параметры аналитического аквифера, имеющие наибольшую вариативность. Объем водоносного бассейна для сеноманской залежи увеличен на 25%, проницаемость водоносного пласта увеличена на 30%. По результатам расчета технологических показателей разработки на модифицированной модели, получены следующие результаты:

- конечная газоотдача пласта достигает 85,5% от утвержденных запасов газа и составляет 313,73 млрд м^3;
- число проведенных ремонтов увеличилось с 14 до 20 ед.;
- пластовое давление к концу разработки залежи в зоне отбора газа увеличилось в среднем на 0,03 МПа и составило 1,23 МПа;
- период постоянных отборов газа продолжается в течение семи лет;
- области проявления активности водонапорного бассейна, в сравнении с исходной фильтрационной моделью, не изменились;
- увеличилась высота подъема ГВК до максимального значения 42,3 м;
- часть запасов газа в северной и юго-западной части залежи остается наименее охваченной разработкой.

Таким образом, можно отметить, что при сравнении технологических расчетов разработки Семаковского месторождения проявляется устойчивость проектного уровня добычи газа к возможным рискам увеличения активности подошвенных вод. По результатам расчетов, коэффициент конечной газоотдачи, в отличие от результатов, полученных на исходной фильтрационной модели, уменьшился всего на 0,5%, или 1,95 млрд м^3. С целью оценки эффективности применения предлагаемых конструкций скважин, для эксплуатации залежи Семаковского месторождения на базе рекомендуемого варианта разработки, рассчитаны технологические показатели разработки с учетом изменения в добывающих скважинах глубины вскрытия продуктивного пласта. В дополнительном расчетном варианте предлагается преимущественное вскрытие пласта в верхнем интервале, от кровли до середины продуктивной толщины, и вскрытие нижней части пласта по скважинам, которые остаются действующими до окончания разработки по результатам расчета рекомендуемого варианта. Уровни годовых отборов и порядок ввода скважин соответствуют принятому варианту.

По результатам расчетов, представленным на рис. 4, отбор газа на максимальном уровне 16 млрд м^3 продолжается, как и в исходном варианте, в течение 7 лет. Проведение ремонта потребуется по 9 скважинам, данный показатель стал лучше вследствие того, что количество скважин уменьшилось на 5 ед. в сравнении с основным вариантом. Так же отмечается увеличение средней депрессии на скважинах, т.е. более низкой продуктивностью верхних продуктивных интервалов пласта. К концу разработки накопленная добыча газа составила 315,71 млрд м^3 (увеличение на 0,024 млрд м^3 или 0,01%). При этом действующими к концу разработки остаются 26 скважин. Период разработки составил 33 года. Пластовое давление в районе эксплуатационных скважин к концу разработки составляет 1,24 МПа. Таким образом, по результатам расчетов, дополнительный вариант оказался достаточно эффективным с точки зрения достижения заданного уровня накопленного отбора (разница 0,02 млрд м^3 или 0,01%) и применения конструкций скважин, обеспечивающих минимальное продвижение конусов ГВК к забоям.

Сводные технологические показатели разработки по рассмотренным вариантам разработки залежи Семаковского месторождения представлены в таб. 1.

Рис. 4 — Динамика накопленных отборов и ремонтов скважин по проектному варианту на исходной и модифицированных моделях

Показатели	Варианты разработки		
	основной	модифицированный аквифер	дополнительный
1. Годовая добыча газа, млрд м^3	16	16	16
2. Фонд скважин, единиц	49	49	49
3. Суммарная добыча газа на 15 год разработки, млрд м^3	192,12	192,38	192,10
4. Год окончания расчетов	33	32	33
5. Суммарная добыча газа, млрд м^3	315,68	313,73	315,71
6. Газоотдача на конец расчетов, %	86,00	85,47	86,00
7. Период постоянных отборов, лет	7	7	7
8. Конечное пластовое давление в эксплуатационных скважинах, МПа	1,20	1,23	1,20
9. Фонд скважин на конец разработки, единиц	27	25	26
10. Количество ремонтов, единиц	14	20	9

Таб. 1 — Сводная таблица технологических показателей вариантов разработки

Итоги

Сравнение технологических расчетов разработки Семаковского месторождения позволило выявить устойчивость проектного уровня добычи газа к возможным рискам увеличения активности подошвенных вод: возможное изменение коэффициента конечной газоотдачи не превышает 0,5%. Однако следует отметить, что в результате увеличения активности водонапорного бассейна добавляются ремонтные работы на скважинах по водоизоляции обводненных интервалов вскрытия пласта, что приводит к дополнительным экономическим затратам на проведение этих работ.

Выводы

Приведенные результаты доказывают целесообразность оценки и учета геологических рисков при формировании основных технических решений на стадии проектирования разработки. Очевидна необходимость продолжения работ, связанных с исследованиями в этой области, формализацией соответствующих процедур и созданием регламентирующей документации.

Список литературы

1. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский А.В. Учет геологических рисков при проектировании разработки месторождений природного газа // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 2. С. 44–49.
2. Ершов С.Е., Меркулов А.В., Кирсанов С.А., Красовский А.В., Свентский С.Ю., Лысов А.О. Моделирование реакции водонапорного бассейна при разработке залежи на истощение с оценкой влияния водорастворенного газа на динамику внедрения пластовой воды // Газовая промышленность. 2014. № 12. С. 18–21.

Geological risks in the project development on the territory of the Semakovskoe gas field

UDC 622.691

Authors:
Sergey A. Kirsanov — Ph.D., deputy head of the department 307/5[1]; S.Kirsanov@adm.gazprom.ru
Igor' A. Zinchenko — Ph.D., head of the department 307/5[1]; I.Zinchenko@adm.gazprom.ru
Aleksandr V. Krasovskiy — Ph.D., act. deputy general director of technical science[2]; AKrasovskiy@gazpromproject.ru
Sergey L. Golofast — Sc.D., professor; trasser@inbox.ru

[1]PJSC "Gazprom", Saint-Petersburg, Russian Federation
[2]"Gazprom-Project", Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract
The article illustrates the relevance of the probabilistic nature of the input data, geological structure, using basic engineering solutions, look-ahead calculations, development parameters, taking into account project effectiveness evaluation (as exemplified by Semakovskoe gas field).

Materials and methods
To construct 3D geological-technological model "Schlumberger Eclipse" simulator was used, cost-effectiveness analysis of engineering parameters of field development plan was carried out, according to the methods of economic efficiency evaluation of investment projects in the form of capital investments of JSC "Gazprom" (09.09.2009, No. 01/07-99).

Results
The comparison of calculations of Semakovskoe field technological development helps to identify the sustainable projected level of gas production in comparison with possible risks due to increased activity of the bottom waters: possible change of ultimate gas recovery ratio does not exceed 0.5%. However, it should be noted that as a result of increased activity of the aquifer basin it is necessary to add repair works on wells for water insulation of strata's watered intervals, which lead to additional economic expenditures for carrying out these works.

Conclusions
The results prove practicability of evaluation and geological risks inventory, forming basic engineering solutions at the design stage of development.
The necessity of further investigations in the area, standardization of the related procedures and creation of controlling documents, is evident.

Keywords
field development, geological model, technological development parameters, project efficiency

References
1. Kirsanov S.A., Zinchenko I.A., Krasovskiy A.V. *Uchet geologicheskikh riskov pri proektirovanii razrabotki mestorozhdeniy prirodnogo gaza* [Geological risks in natural gas field development project]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, issue 2, pp. 44–49.
2. Ershov S.E., Merkulov A.V., Kirsanov S.A., Krasovskiy A.V., Sventskiy C.Y., Lysov A.O. *Modelirovanie reaktsii vodonapornogo basseyna pri razrabotke zalezhi na istoshchenie s otsenkoy vliyaniya vodorastvorennogo gaza na dinamiku vnedreniya plastovoy vody* [Modelling of aquifer basin reaction during depletion reservoir development using assessment of water dissolved gad impact on strata water implementation dynamics]. Gas industry, 2014, issue 12, pp. 18–21.

научно-производственное предприятие
СУРЭЛ
www.surel.ru

ООО «СУРЭЛ»
190020, Россия, г. Санкт-Петербург
Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н
т.: (812) 786-50-39, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94
ф.: +7 (812) 786-50-39, 252-76-76, 327-91-76
surel@sp.ru

ПОЛИУРЕТАНЫ
СИЛОКСАНЫ
СИЛИКОНЫ

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году.
Ведущее предприятие по производству силоксановых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

1. ПОЛИУРЕТАНЫ
- форполимеры (преполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору от 35 до 95 А, по Шору – 55,60 D.
- форполимеры (преполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердость по Шору 70,75,80D.
- форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров.

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А 60, 75, 90.

- защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения для изготовления эластомеров;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостостойкие фторуретаны для производства эластомеров.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)
- силоксановые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

3. ОТВЕРДИТЕЛИ

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.

М.А. Белов
заместитель генерального директора
ООО «ЭНЕРГАЗ», Москва, Россия

ЭНЕРГАЗ: через профессиональную специализацию — к качеству и надежности

«Думай глобально – действуй локально». В этом афоризме, как утверждают знатоки, заключена суть понятия «профессиональная специализация».

В инженерной профессии, чтобы достичь необходимых вершин, требуется владеть обширным запасом энциклопедических знаний. Только на мощном фундаменте современной технической теории, опираясь на бесценный опыт старших поколений инженеров-первооткрывателей, удается достичь такого уровня специализации, о которой говорят: «равного – не найти».

Иными словами, лишь истинные мастера-специалисты не только видят масштаб проблемы и ее особенности, но обязательно находят оптимальные инженерные решения, гарантирующие эффективность и эксплуатационную надежность поставляемого оборудования. По такому испытанному принципу действует коллектив Группы компаний ЭНЕРГАЗ.

ЭНЕРГАЗ — СРЕДОТОЧИЕ ОПЫТА

Компании ЭНЕРГАЗ, БелгородЭНЕРГАЗ, СервисЭНЕРГАЗ объединяет не только общий бренд. Они имеют согласованные цели и задачи, которые достигаются через профессиональную специализацию и взаимную ответственность за качество модульного технологического оборудования газоподготовки на различных объектах энергетической, нефтегазовой и нефтехимической отрасли.

Специалистами этого «узкого» технологического сегмента многократно доказано, что от возможностей специфичного оборудования газоподготовки во многом зависит достижение проектных показателей КПД и бесперебойная работа современных генерирующих энергообъектов различной мощности, работоспособность объектов нефтегазовой отрасли, предназначенных для подготовки и транспортировки попутного газа.

Во многом благодаря профессиональной специализации, ЭНЕРГАЗ развивает потенциал своих предприятий. Этот закономерный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном при реализации 123 энергетических и нефтегазовых проектов практически на всей территории Российской Федерации, а также в республиках Беларусь и Узбекистан.

Все проекты уникальны в своем инженерном замысле и проходят обязательные этапы:

- индивидуальное проектирование и производство;
- заводские испытания, проводимые под контролем заказчика;
- обеспечение транспортировки на площадку строительства;

Фото 1. Система газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

- комплекс работ и испытаний по вводу в эксплуатацию;
- обучение эксплуатирующего персонала;
- сервисное обслуживание в гарантийный и постгарантийный период.

В целом, начиная с 2007 г., ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в эксплуатацию 243 установки газоподготовки. В электроэнергетике они работают на 60 энергоблоках суммарной мощностью более 4 200 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной газ на 40 месторождениях.

Наработана значительная практика использования технологического оборудования на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах по сбору и транспортировке ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений (фото 1), объектах особого назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

Фото 2. Блок подготовки попутного газа на Усинском месторождении

ПОСТАВЛЯЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ

Всё оборудование, которое производит и поставляет ЭНЕРГАЗ, можно разделить на несколько групп.

Компрессорное оборудование:
- дожимные компрессорные установки топливного газа;
- дожимные компрессорные станции для сжатия попутного газа;
- компрессорные агрегаты низкого давления;
- вакуумные компрессорные станции;
- технологические компрессоры;
- воздушные компрессорные станции.

Комплектные многофункциональные установки газоподготовки:
- блочные пункты подготовки газа;
- блоки подготовки попутного газа (фото 2);
- системы подготовки топливного и пускового газа.

Эти установки предназначены для предварительной подготовки газа перед его подачей в газоиспользующее оборудование: газовые турбины, газопоршневые установки, компрессорные станции, котельные, газоперекачивающие агрегаты.

В зависимости от проектных требований, они выполняют очистку и осушку газа, нагрев и охлаждение, коммерческий и технологический учет газа, редуцирование, измерение различных показателей (компонентный состав газа, теплотворная способность, температура точки росы).

Специализированные системы газоподготовки:
- системы фильтрации и сепарации природного газа;
- фильтры-скрубберы для очистки ПНГ;
- блоки осушки газа (аб- и адсорбционные, рефрижераторные, мембранные);
- узлы коммерческого и технологического учета газа, расходомеры;
- установки газоохлаждения (воздушные и рефрижераторные);
- теплообменники;
- подогреватели газа (электрические и водяные);
- системы редуцирования;
- сепараторы-пробкоуловители и системы сжижения газов;
- измерители температуры точки росы;
- анализаторы компонентного состава и теплотворной способности газа.

Эти системы применяются для решения узкоспециальных задач. Могут функционировать автономно или в составе комплектных установок, повышая при этом эффективность технологических процессов.

Оборудование газоснабжения:
- блоки газораспределения;
- ресиверы;
- газовые коллекторы;
- трубопроводная обвязка;
- запорная арматура, приводы, насосы;
- системы мониторинга;
- внутриплощадочные газопроводы.

Системы безопасности и управления:
- системы пожаро- и газодетекции;
- системы сигнализации и пожаротушения;
- индивидуальные и групповые системы управления и контроля установок газоподготовки;
- САУ газовых хозяйств и САУ газоснабжения (включая АРМ оператора).

МАЛЫЕ ГАЗОВЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Необходимо отметить, что номенклатура производимого оборудования постоянно расширяется. Например, на сегодняшний день осуществлен переход от выпуска опытных образцов к серийному изготовлению малых газовых компрессорных установок (МГКУ).

МГКУ «ЭНЕРГАЗ» осуществляют сбор и транспортировку ПНГ на месторождениях с небольшими запасами углеводородов; подготовку топливного газа для турбин небольшой мощности (фото 3) на объектах малой энергетики; обеспечение топливом генерирующего оборудования, действующего в составе автономных энергоцентров; обеспечение технологических потребностей нефтегазохимических и иных производств.

Малые ГКУ разрабатываются по специальным проектам и обладают рядом значительных преимуществ в данном эксплуатационном сегменте:
- простота конструкции;
- небольшие габариты и компактность элементов;
- возможность работы с минимальной производительностью;

Фото 3. Малая ГКУ для ГТУ Turbomach ТВМ-С40 мощностью 3,5 МВт (энергоцентр «Минского КСИ»)

- упрощенный алгоритм управления и контроля;
- небольшие затраты на предпусковую подготовку и обслуживание;
- минимальный срок ввода в эксплуатацию;
- доступная цена.

БелгородЭНЕРГАЗ — ИНЖИНИРИНГОВАЯ И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БАЗА

Сегодня строительство и реконструкция объектов электроэнергетики и нефтегазового комплекса опираются на повышенные требования к проектированию. Проектировщики, как правило, исходят из того, что инженерная задача может решаться несколькими техническими способами, в то время как искусство проектирования проявляется в выборе наиболее эффективного и технически грамотного варианта.

Очевидно и то, что многократно повторяющиеся проектные решения необходимо доводить до совершенства. Технические находки прошлого столетия нерационально использовать в современных проектах. Улучшение и обновление технических решений от проекта к проекту – это веяние времени. И пусть скептики утверждают, что лучшее – враг хорошего, оптимисты все-таки настаивают на том, что у совершенства предела нет. Результат такого профессионального подхода к делу, как правило, заключается в отсутствии у заказчика замечаний по проекту.

Важнейшее условие успешного выполнения требований заказчика – сочетание специального (индивидуального) проектирования (фото 4) и современного высококачественного производства. В Группе ЭНЕРГАЗ решение этой задачи возложено на компанию БелгородЭНЕРГАЗ.

Всё оборудование разрабатывается здесь с учетом области применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженного оборудования, особых проектных требований.

При необходимости проводятся расчеты в специальной программе, позволяющей создать теоретическую модель поведения газа при заданных параметрах: температуре, давлению и компонентному составу.

В итоге, предлагаются несколько алгоритмов технического решения поставленных задач, из которых в процессе согласования с заказчиком выбирается оптимальный вариант – по степени сложности, срокам и стоимости реализации.

Качество и эффективность оборудования, выпускаемого на производственной площадке ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» (фото 5), базируется на широком спектре производственных и эксплуатационных преимуществ.

Производственные преимущества:
- квалификация инженерного персонала;
- изготовление по специальным проектам;
- обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали, комплектующих;
- исполнение в разных вариантах – ангарное (цеховое), контейнерное, на открытой раме, арктическое;
- максимальная интеграция всех узлов и систем на единой раме;
- резервирование элементов;
- заводские испытания оборудования;
- оптимальная заводская готовность при поставке.

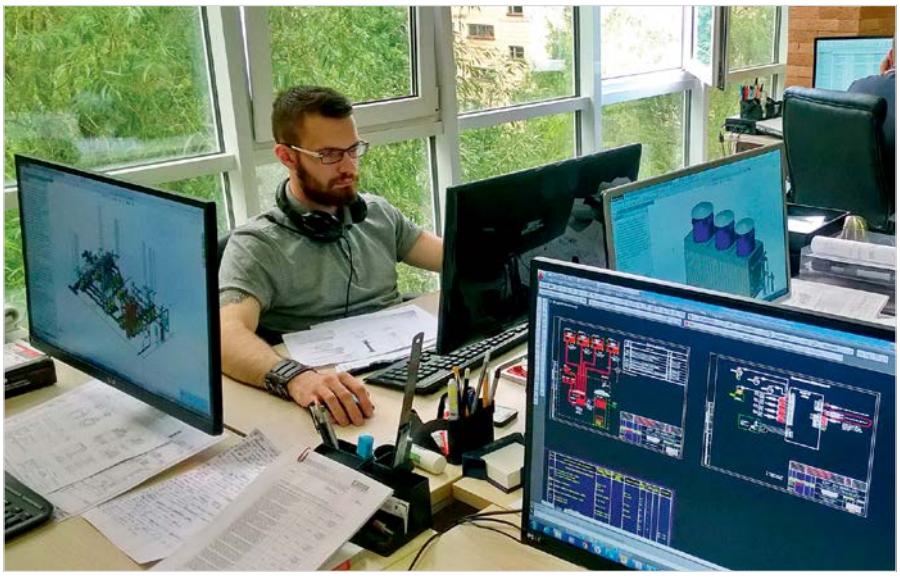


Фото 4. Индивидуальное проектирование – важнейший фактор в производстве современного оборудования

Эксплуатационные преимущества:
- возможность работы с исходным газом любого типа и состава;
- минимальный срок проведения монтажных и предпусковых работ;
- полная автоматизация управления с передачей данных на АСУ ТП верхнего уровня;
- подтвержденный высокий коэффициент надежности — 99%;
- ресурс (срок службы) — не менее 25 лет;
- ремонтопригодность в сложных климатических условиях;
- высокий уровень эксплуатационной безопасности.

Следует отметить, что при проектировании и производстве учитывается возможность доукомплектования и модернизации установок, что позволяет вносить конструктивные изменения согласно дополнительным требованиям и пожеланиям заказчика в процессе эксплуатации.

Компоновка оборудования предусматривает свободное пространство для быстрого и комфортного доступа ко всем узлам и элементам, что обеспечивает возможность всесезонного качественного проведения сервисных мероприятий.

СервисЭНЕРГАЗ — ГАРАНТИИ НАДЕЖНОСТИ

В сфере компетенции ООО «СервисЭНЕРГАЗ» – комплекс задач по обеспечению гарантированной надежности и эффективности технологического оборудования, поставляемого компанией ЭНЕРГАЗ (на этапе монтажа, предпусковой подготовки, ввода в эксплуатацию и сервисного обслуживания).

Предприятие располагает мобильными сервисными бригадами, которые базируются в Москве и Сургуте, они обладают высоким техническим потенциалом и уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах.

СервисЭНЕРГАЗ осуществляет весь спектр работ и поставку оригинальных запчастей, расходных материалов и комплектующих как официальный авторизованный сервисный центр компаний ENERPROJECT SA и GEA Refrigeration на территории России и стран СНГ. В зоне профессиональной ответственности компании находятся:

Шефмонтажные и монтажные работы:
- контроль и участие в погрузочно-разгрузочных работах;

Фото 5. Сборочный цех. Подготовка оборудования к заводским испытаниям

- контроль и участие в подготовке эксплуатационной площадки;
- установка оборудования на фундамент;
- выполнение трубопроводной обвязки;
- подключение электропитания;
- инспекция питающих топливных линий и качества газа.

Предпусковая подготовка:
- пусконаладочные работы (фото 6);
- индивидуальные (собственные) испытания;
- проверка работоспособности оборудования в ходе комплексных испытаний объекта;
- обучение представителей заказчика правилам и нормам эксплуатации.

Сервисное обслуживание:
- плановые и внеплановые регламентные работы и техническое обслуживание;
- поставка запасных частей и комплектующих, замена расходных материалов;
- текущий поиск и устранение неисправностей;
- консультационная поддержка;
- контрольно-ревизионные работы.

Модернизация и ремонт:
- усовершенствование, модификация, доукомплектование изделий;
- замена устаревшего или выработавшего свой ресурс оборудования;
- капитальный ремонт — локальный или заводской (фото 7);
- ремонт неисправного профильного оборудования других производителей.

Сервисные мероприятия на оборудовании, находящемся в эксплуатации, пунктуально выполняются по согласованному с заказчиком графику — круглогодично, вне зависимости от удаленности и труднодоступности объекта, в любых климатических условиях, включая экстремальные.

Заметим, всё больше эксплуатирующих компаний осознают ущербность подхода «когда сломается, тогда и починим» и возлагают надежды на долгосрочные программы планового сервиса. Ведь в конечном итоге, несмотря на кажущиеся «лишними» затраты, регламентированное послегарантийное обслуживание технологических установок газоподготовки экономит значительные средства.

Как минимум, обеспечивается назначенный ресурс самих установок, что сокращает общие эксплуатационные расходы. И самое главное — гарантируется бесперебойная работа сопряженного газоиспользующего оборудования или объекта по добыче, подготовке и транспортировке газа.

Фото 6. Предпусковые работы на компрессорной станции топливного газа

БУДУЩЕЕ — ЗА ЛОКАЛИЗАЦИЕЙ

В деятельности ЭНЕРГАЗа производственная локализация и импортозамещение — это не дань «модному тренду», а последовательный и плодотворный процесс возрождения конкретного сегмента отечественного машиностроения.

Основу здесь составляют долговременные и взаимовыгодные кооперационные связи ЭНЕРГАЗа и швейцарской компании ENERPROJECT SA и, что особенно важно, собственные инженерные разработки и производственные возможности.

Уникальный опыт индивидуального проектирования и длительной безостановочной эксплуатации технологических систем и модульных установок газоподготовки от компании ЭНЕРГАЗ наработан при совместном использовании с газотурбинным оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» (фото 8) и НПО «Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», КМПО, «Невский завод», General Electric, Siemens, Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki.

Данный фактор лежит в основе профессионального интереса давних и новых партнеров к компании ЭНЕРГАЗ. В свою очередь, традиции долговременного сотрудничества подкрепляются повседневными принципами деятельности ЭНЕРГАЗа, среди которых:
- инженерная компетентность и корпоративная коммуникабельность;
- высокая ответственность перед заказчиками;
- постоянный творческий поиск уникальных проектных и производственных решений;
- оперативное восприятие передовых технологий;
- прочная профессиональная кооперация с подрядчиками и смежниками;
- качественный инжиниринг, дающий гарантии надежности и эффективности;
- организация системного сервиса оборудования, введенного в эксплуатацию;
- оптимальное сочетание цены и качества поставляемой продукции.

При этом профессиональная специализация всегда выступает гарантом высокого качества оборудования и надежности партнерства.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

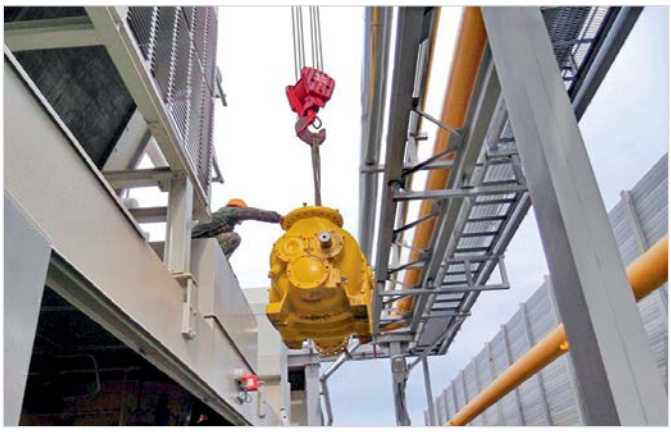


Фото 7. Демонтаж газодожимного компрессора для последующего капитального ремонта

Фото 8. Установка газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для испытательного стенда АО «ОДК - Газовые турбины»

Подшипники Schaeffler для максимально долгой эксплуатации оборудования

Алексей Фатеев

Основанный в 1883 году (в части подшипников FAG), немецкий концерн Schaeffler — один из ведущих мировых разработчиков и поставщиков решений на базе подшипников качения и скольжения для многочисленных промышленных применений. В 2006 г. компания открыла представительство в России — ООО «Шэффлер Руссланд», а в 2014 г. ввела в строй производственные мощности по выпуску компонентов для российского автомобилестроения и промышленного применения. Сегодня компания нацелилась на активное расширение своего присутствия на российском рынке подшипников для нефтегазового оборудования.
Об этом журналист «Экспозиции Нефть Газ» беседует с представителем ООО «Шэффлер Руссланд» Алексеем Фатеевым.

– Алексей, как давно концерн поставляет свою продукцию в нашу страну, и какие решения концерна востребованы российскими потребителями?

– Наши подшипники поставлялись еще в царскую Россию. В советское время подшипники завозились в страну в составе технологического оборудования. Сегодня производителям различного оборудования и машин наиболее известны такие продукты концерна, как системы и составные части для трансмиссий современных автомобилей под брендом LuK, моторные элементы INA, а также подшипники качения и скольжения под марками INA и FAG. А подшипники Tarol используются в поездах «Сапсан» и «Ласточка».

– Schaeffler – это компания, предлагающая широкий спектр решений для множества отраслей. Но для аудитории нашего журнала наибольший интерес представляют продукты для нефтегазовой области. Расскажите, пожалуйста, о применении подшипников вашего производства на нефтегазовых предприятиях.

– Нефтегазовое оборудование работает в условиях экстремальных нагрузок и крайне неблагоприятных климатических факторов. Поэтому к подшипникам для оборудования и механизмам, работающим в нефтегазовом секторе, предъявляются высочайшие требования качества и безопасности при различных условиях использования. Для применения в составе нефтегазового оборудования Schaeffler выпускает линейку подшипников марки FAG, которые хорошо адаптированы для применения в трех основных сегментах нефтегазового комплекса: добыча, переработка, транспортировка.

В сегменте upstream подшипники Schaeffler широко эксплуатируются в составе узлов насосно-компрессорного и бурового оборудования. Нефтяники и газовики используют двухрядные роликовые конические подшипники марки FAG в составе буровых установок — ими оснащаются лебедки, талевые блоки, кронблоки, вертлюги и некоторые другие виды нефтегазового оборудования.

Радиально-упорные шариковые подшипники FAG используются для оснащения роторов буровых установок. Специальный цилиндрический роликовый подшипник FAG увеличенной грузоподъемности применяется на эксцентриковом валу в буровом насосе (триплекс) поршневого типа. Конические и сферические роликовые подшипники FAG выдерживают экстремально высокие нагрузки при использовании в буровых насосах на трансмиссионном. А специальные роликовые сферические подшипники применяются для оснащения валов барабанов, используемых для перекачивания нефти с шельфа на берег.

Конические подшипники находят широкое применение в системах верхнего привода (электро или гидро). Они успешно применяются при проведении ремонтных работ (MRO потребность).

– К какому ценовому сегменту можно отнести продукцию Schaeffler?

– В ценовой категории подшипники качения под торговой маркой FAG относятся к премиум-классу. У нас широчайшая гамма продукции, включающая порядка 40 тысяч наименований серийно изготавливаемых моделей, которые удовлетворяют потребности 60 отраслей промышленности. Кроме того, мы можем обеспечить индивидуальные технические решения по заказу наших потребителей. При изготовлении всех типов и видов подшипников используется высококачественная сталь, проводится выходной контроль качества продукции. На фоне многочисленных конкурентов — отечественных и зарубежных компаний-производителей подшипников — наша продукция выделяется набором дополнительных опций. Мы предоставляем сервис на всех этапах жизненного цикла продукта. И, что очень важно, у нас есть собственная линейка смазочных материалов Arcanol, разработанная на базе масел производства известных мировых компаний.

– Какие преимущества дает их применение?

– Использование качественных смазочных материалов создает хорошие предпосылки для обеспечения благоприятных

эксплуатационных условий подшипника, что существенно влияет на увеличение срока службы и надежности подшипниковых опор. Преждевременные выходы подшипников из строя из-за неверного выбора смазки и все связанные с этим неприятные и дорогостоящие последствия все чаще остаются в прошлом.

Консистентные смазочные материалы Arcanol прошли необходимый комплекс испытаний и проверок в лабораторных условиях на соответствие заявленным техническим параметрам. На испытательных стендах смазка проверяется на надежность создания масляного клина и на долговечность своих смазывающих свойств. Не вся поступающая на Schaeffler смазка успешно проходит испытательные стенды и попадает к потребителям.

– Компания Schaeffler известна тем, что заботится о высоком качестве своей продукции. Что за этим стоит?

– На своих 73 производственных предприятиях по всему миру Schaeffler изготавливает изделия с использованием самой современной технологии в соответствии с унифицированными международными стандартами качества. Отдельные технологические операции и особенности производства являются ноу-хау Schaeffler и недоступны конкурентам. Используемые процессы контроля и испытания обеспечивают выполнение как международных, так и локальных отраслевых стандартов на всех уровнях производства.

– Не секрет, что долговечность подшипника в значительной степени зависит от его конструктивного исполнения. Расскажите об этом подробнее, пожалуйста?

– Все началось с «шариков Фишера» более 130 лет назад. Уже тогда владельцы компании проявили дальновидность: патентовали свои изобретения, и много работали над тем, чтобы сохранить независимость и расширить ареал присутствия. В 1949 г. доктор Георг Шеффлер, обладающий нестандартным мышлением, разработал игольчатый подшипник без колец. Сегодня инженеры компании продолжают работу своих предшественников и совершенствуют нашу продукцию. Ноу-хау конструкции подшипников компании Schaeffler заключается в использовании тел качения и сепараторов, профилировании дорожек качения.

– Рынок подшипников считается высококонкурентным — в борьбу за потребителя включены как отечественные, так и зарубежные производители. Чем Schaeffler выделяется в своей технологической нише?

– Дело в том, что мы обеспечиваем клиента не просто подшипниками — это комплексные технические решения, включающие как поставку подшипникового узла и комплектующих к нему, так и всесторонний пред- и послепродажный сервис. В сервисный пакет входят услуги по диагностике всех существующих подшипниковых узлов, инженерные расчеты и консультационная поддержка по техническим вопросам, по смазкам.

Другими словами, в лице компании Schaeffler заказчик приобретает надежного партнера в техническом обслуживании оборудования, который не только поставляет инновационные изделия, но также берет на себя ответственность за его работоспособность.

– Какова схема взаимодействия с заказчиками?

– На стадии обращения заказчика с техзаданием предварительно проводится инжиниринговый аудит — мы внимательно изучаем условия, в которых эксплуатируются подшипники, осуществляем анализ неисправностей. Далее заказчику предоставляется набор итоговых рекомендаций по выбору конкретных подшипников.

Консультации касаются не только выбора из обширного ряда продуктов, инженеры Schaeffler разъясняют вопросы, связанные с подшипниковыми узлами, смазкой, уплотнением. В случае необходимости, мы осуществляем поставку оборудования для монтажа и демонтажа подшипниковых узлов. Это особенно актуально для нефтегазовой сферы, например, в условиях, когда требуется провести ремонт оборудования в полевых условиях.

– Сфера закупок нефтегазового оборудования во многом остается консервативной — компании могут довольно долго изучать новых игроков на рынке, их продукты и референц-листы. Расскажите, пожалуйста, об опыте успешного внедрения подшипников на объектах отечественного нефтегазового сектора.

– Высокую эффективность показало применение подшипников FAG в оборудовании нефтехимических производств. Начиная с 2009 г. ООО «Шэффлер Руссланд» реализует, совместно со своими дилерами в регионах, РФ программу комплексного сервиса для предприятий НПЗ, нефтехимической отрасли и оргсинтеза (ПАО «Газпром нефть», ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.).

Программа предусматривает внедрение линеек подшипников под брендом Schaeffler X-life и комплексного подхода к обслуживанию подшипниковых узлов в составе основного и вспомогательного технологического оборудования.

Предварительно, на указанных заводах мы осуществили анализ условий эксплуатации подшипников, выявили наиболее типичные случаи выхода подшипниковых узлов из строя. В рамках технической поддержки также мы постоянно консультируем своих клиентов, проводим обучение персонала, выезды в Германию на завод Schaeffler с целью продемонстрировать высочайшее качество производства.

– Можно ли говорить о достигнутых технологических и экономических результатах?

– По нашим оценкам, экономический эффект от применения подшипников FAG снижает рем. бюджет завода на 10–15%. Мы готовы совместно с заводами просчитать для них снижение TCO (total cost of ownership). Как показала практика, предприятия, участвующие в программе, оптимизировали стоимость жизненного цикла технологического оборудования. Этого удалось добиться благодаря значительному сокращению сроков межремонтных пробегов, снижению времени и затрат на профилактическое техобслуживание (проведение планово-предупредительных ремонтов).

– Спасибо за интервью!

SCHAEFFLER

ООО «Шэффлер Руссланд»
115184, Москва, 1-й Казачий переулок, 5/2, стр.1
+ (495) 737-76-60, 737-76-61
www.schaeffler.ru
info.ru@schaeffler.com

КОМПЛЕКСНАЯ ПОСТАВКА ПОДШИПНИКОВ

SCHAEFFLER

Концерн Schaeffler имеет самую широкую паллету поставки продукции, среди других мировых производителей подшипников. Для заказа доступно более 225 000 наименований подшипников качения, скольжения, линейных направляющих и сопутствующих изделий.

Schaeffler является одной из крупнейших мировых компаний-производителей подшипников.

В состав компании входит около **80 предприятий** по всему миру и более **150 торговых представительств**. Штат сотрудников около **90 тыс. человек.**

Вся продукция концерна Schaeffler поставляется в Россию только через ООО «Шэффлер Руссланд» и распространяется только через сеть официальных дистрибьюторов.

Крупнейший склад подшипников INA FAG В России.

ООО «Ксена» осуществляет поставку оригинальной подшипниковой продукции из первых рук.

ЛОГИСТИКА

Заводы → Единый логистический центр → Склад перевозчика GTLS → Таможенная очистка товара М.О. → Склад временного хранения → Склады дилеров

РАЗВЕТВЛЁННАЯ СЕТЬ ФИЛИАЛОВ КОМПАНИИ

с высококвалифицированными сотрудниками

Мы не просто продаем подшипники.
Мы оказываем всестороннюю поддержку нашим клиентам, как собственными силами, так и с привлечением специалистов Schaeffler!

ПОДДЕРЖКА ПРОДАЖ СО СТОРОНЫ

ООО «Ксена» и ООО «Шэффлер Руссланд»

Оказание технических консультаций специалистам на местах.

Аудит производств, определений слабых мест в оборудовании.

Мониторинг состояния подшипников в узлах и механизмах.

Проведение обучений.

Проведение шэф-монтажа крупногабаритных подшипников.

Создание 3 месячного нескончаемого запаса подшипников на базе ООО «Ксена» (обсуждается).

Создание консигнационных складов на каждом предприятии (обсуждается).

Возможность дозаказа позиций из общего списка потребности с сохранением подписанных цен (фиксация цен на продукцию на 1 год).

ООО «КСЕНА»

614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 55
+7 (342) 269-68-05; +7 (342) 269-68-06; +7 (342) 269-68-07; +7 (342) 269-68-08; +7 (342) 242-97-07, +7 (342) 242-97-08, +7 (342) 214-43-06, +7 (342) 214-43-07.
spa@kcena.ru
www.fag.kcena.ru

Новая технология ремонта магистральных нефтегазопроводов термоусаживающимися лентами низкотемпературного нанесения «НРЛ-СТ60»

И.И. Расстригин
генеральный директор

ООО «Новые технологии изоляции», Москва, Россия

Радиационная модификация полимеров в науке известна достаточно давно, однако прикладное применение в нефтегазодобывающих странах мира и последующее широкое внедрение данные разработки физиков-ядерщиков впервые нашли в 80-е гг. XX века в США. Этим изделием была полиэтиленовая термоусаживающаяся лента (ТУЛ), дублированная адгезионным слоем на основе бутил-каучуковых композиций, или сополимера этилена и винилацетата, и применённая для наружной антикоррозионной изоляции промысловых и магистральных трубопроводов в качестве манжеты для изоляции сварных стыков труб.

Ключевые слова
трубопровод, магистральный трубопровод, нефтегазопровод, ремонт, изоляция, ТУЛ, адгезив

Исследования показали, что кроме эффекта «памяти», достигаемого при обработке интегральной поглощенной дозой 10–20 мрад, радиационное воздействие приводит к появлению новых уникальных физико-механических свойств полиэтилена. Речь идёт о таких свойствах, как увеличение температуры плавления полиэтилена до 300°С, сопротивление пробою изоляции до 50000 Вольт/1 мм толщины покрытия, увеличение значений таких параметров, как пенетрация (сопротивление вдавливанию), а также сопротивление истиранию и др. Кроме того, сравнение с соответствующими параметрами липких лент холодного нанесения, широко применявшихся в то время, показало, что разница значений идентичных параметров ТУЛ и липких лент составила от 2-х раз до 2-х порядков. С этого момента предпринимаются постоянные и многочисленные попытки разработки технологии по созданию конструкции наружного антикоррозионного покрытия на основе ТУЛ в трассовых условиях, полагая, что изоляция линейной части трубопроводов посредством ТУЛ — это новый уровень надёжности трубопровода. При этом совместно с мероприятиями катодной защиты, данная технология может привести к увеличению межремонтных циклов трубопроводов (прежде всего, в газовой отрасли) вплоть до срока службы самой трубы, в связи с высокими барьерными свойствами покрытия.

С момента освоения технологии производства ТУЛ прошло больше 35 лет, в конце 90-х гг. была широко внедрена технология заводского трёхслойного экструзионного полиэтиленового покрытия, которое до сегодняшнего дня считается эталоном качества, надёжности и долговечности и поэтому является единственным (освоенным) способом строительства новых магистральных трубопроводов, а технология трассовой изоляции посредством ТУЛ до настоящего времени так и не была создана.

Если говорить о кратком обзоре существующих технологий и покрытий, то последние 12–15 лет при переизоляции трубопроводов в трассовых условиях наибольший удельный вес принадлежит мастично-битумно-полимерным (МБП) покрытиям холодного и горячего нанесения. Вторым способом ремонта магистральных трубопроводов является технология, суть которой заключается в демонтаже всей линейной части трубопровода с её дальнейшей заменой либо на новые трубы в заводской экструзионной изоляции, либо на трубы повторного применения с 2- или 3-слойным экструзионным весьма усиленным (ВУС) покрытием, которые после монтажных и сварочных работ, в зоне стыка изолируются термоусаживающимися манжетами. Однако, МБП-покрытия, являясь, в общем-то, удовлетворительными по свойствам, имеют ряд недостатков, не позволяющих их дальнейшее широкое внедрение. Эти недостатки известны, являются объективными и лежат в области технологии нанесения покрытия. Основными причинами являются нетехнологичность операций, а также пониженная адгезия покрытия при низкой скорости нанесения и высокой цене материалов (покрытие «РАМ»). Кроме того, это многочисленные нарушения технологии в части несоблюдения точных температурных режимов нанесения, при которых покрытие стекает в траншею при его перегреве, и, кроме невыполнения основной своей функции, приводит к экологическому коллапсу, либо отслаивается от трубы из-за невозможности армирования покрытия стеклосеткой и низкой адгезии (рис. 1).

Рис. 1 — Примеры низкого качества МБП

Декларационный срок службы таких покрытий составляет 15 лет, а при нарушении технологии нанесения материалов – меньше 10 лет. Что касается перспектив труб повторного применения, то при высоком качестве покрытия их использование ограничивается высокой стоимостью, равно, как и ограниченным бюджетом заказчика, особенно в кризисное время. Экономическую ситуацию усугубляют временные и финансовые потери при перемещении труб от трасс магистральных трубопроводов до мест ремонта и обратно, доходящие до 30–35% от стоимости покрытия. Всё это говорит о кризисе в данной области эксплуатации трубопроводов всей нефтегазовой отрасли.

Обоснованием разработки новой технологии изоляции трубопроводов посредством ТУЛ низкотемпературного нанесения является создание конструкции покрытия в трассовых условиях, которая по своим прочностным характеристикам, а также по долговечности и надёжности, не уступала бы заводскому трехслойному полиэтиленовому покрытию. При этом, покрытие должно быть технологически и экономически конкурентоспособным по отношению к известным мировым аналогам. Общепризнано, что срок службы такого покрытия превышает 30–40 лет и сравним со сроком службы самой трубы, так как ТУЛ — основная конструкция покрытия, применяемая для изоляции сварных стыков труб. Причина таких высоких показателей в уникальных свойствах материала, а также в полной идентичности материалов стыка, выполненного из ТУЛ и материалов заводской экструзионной изоляции линейной части.

Созданная в ООО «Новые технологии изоляции» технология ремонта магистральных нефтегазопроводов в трассовых условиях посредством термоусаживающихся лент низкотемпературного нанесения «НРЛ-СТ60» реализована в мировой практике впервые и на сегодняшний день не имеет известных аналогов.

Конструкция покрытия и материалы

1-й слой: Эпокси-полимерный праймер, толщина 60–80 мкм. Материал является гомогенной системой, готовой к применению.

2-й слой: Адгезионный слой (клей-расплав) низкотемпературного нанесения на основе композиции сэвилена, толщина слоя S=0,8–1,25 мм, в зависимости от диаметра трубы.

3-й слой: Радиационно-модифицированная полиэтиленовая основа, полученная методом плоскощелевой или кольцевой экструзии; имеет параметр продольной термодинамической ориентации (усадки) — 10–12%, доза облучения — 12–15 мрад, гель-фракция — около 60%, толщина до усадки S=0,9–1,25 мм, толщина после усадки S=1,0–1,3 мм. Общая толщина покрытия — не менее 2,0 мм. Конструкция покрытия разрешена ГОСТ Р 51164-98.

В качестве основного материала покрытия применена **ТУЛ низкотемпературного нанесения «НРЛ-СТ60»**, разработанная и производимая в ООО «Новые технологии изоляции», основное отличие которой от существующих аналогов заключается в том, что температура кристаллизации адгезионного слоя ленты «НРЛ-СТ60» составляет около +60°С, выше которой начинается фаза плавления. Это показано на графике дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) материала (рис. 2). ДСК — это основной метод термического анализа, используемый для изучения фазовых переходов полимеров, то есть изменений, происходящих с полимером при нагревании.

Основные фазовые переходы — это стеклование, кристаллизация и плавление полимера. Значения данных фазовых переходов исследуются на графиках зависимости теплового потока от температуры. В данном случае нас интересует температура кристаллизации. На графике ДСК конкретного образца эта температура составляет около 65°С (нижние пики), а при 78°С (верхние пики) происходит полное плавление кристалла данного полимера. На материал «НРЛ-СТ60» получены все необходимые сертификаты, а также положительные заключения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и АО «ВНИИСТ».

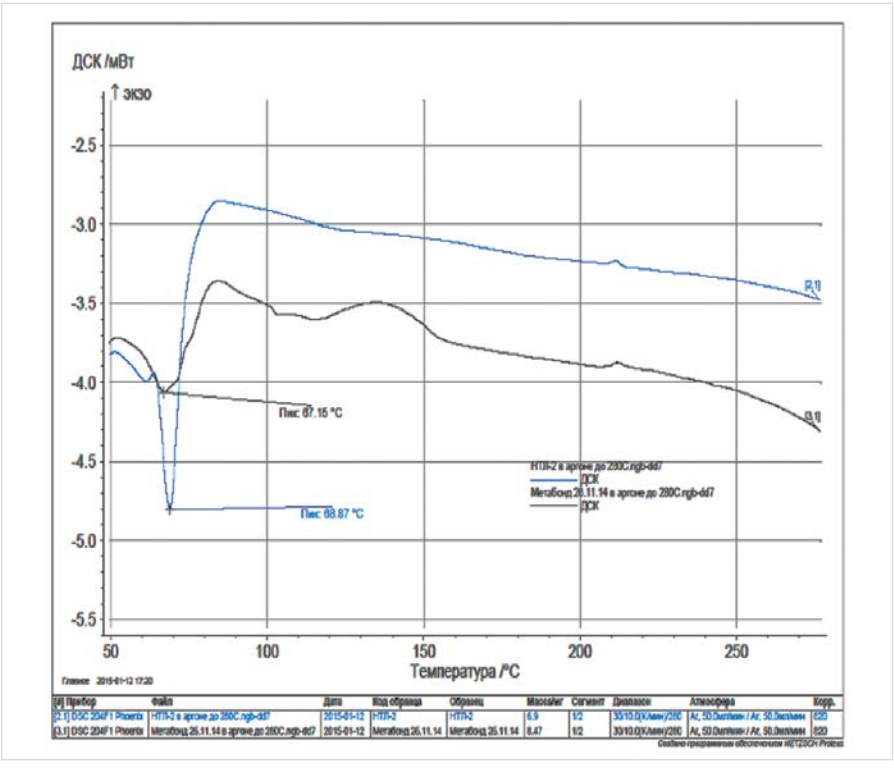


Рис. 2 — Дифференциальная сканирующая калориметрия адгезива ленты «НРЛ-СТ60»

В качестве грунтовки применён **однокомпонентный эпокси-полимерный праймер «ЭПП»**, впервые в мировой практике наносимый в трассовых условиях машинным способом и обеспечивающий трехслойную конструкцию покрытия. Так же как и адгезив, праймер «ЭПП» является низкотемпературным и имеет оптимальную температуру нанесения 40–80°С, кратковременно (1–2 мин) термостабилен при максимальной температуре 140°С, выше которой начинается деструкция материала. Кроме своего основного предназначения в технологии трассовой переизоляции, праймер «ЭПП» имеет большую перспективу применения при заводской изоляции, а также в конструкциях стыковых манжет в трассовых условиях, взамен применяемых сегодня двухкомпонентных эпоксидных праймеров, которые нетехнологичны в применении, что при монтаже манжеты создаёт ряд проблем:

- требуется приготовление праймера (смешивание компонентов А и Б, соответственно, эпоксидной смолы и отвердителя) непосредственно перед нанесением в сложных погодных условиях, что часто приводит к потере праймера, либо к браку при изоляции стыков труб;
- компонент Б (отвердитель), по сравнению с компонентом А (смолой), имеет в несколько раз меньший срок хранения (годности), нарушение которого приводит к невозможности создания качественного материала и, как следствие, прочного адгезионного соединения между праймером и трубой;
- температура нанесения двухкомпонентного праймера составляет около 100°С, что из-за опасений недогрева зоны стыка зачастую приводит к нарушению заводского покрытия и разрушению (деструкции) праймера при ее превышении, особенно, в зимний период. В свою очередь, уменьшение температуры нанесения праймера ведет к невозможности создания качественного грунтовочного слоя под покрытием.

В отличие от двухкомпонентных аналогов, однокомпонентный праймер «ЭПП» производства ООО «Новые технологии изоляции» готов к применению, упакован в герметичные ёмкости от 0,5 до 50 кг, может быть нанесён на трубу непосредственно после вскрытия упаковки, технологичен в применении. Способы нанесения праймера — ручной или машинный способ, от полива и растирки полотенцем, или нанесения силиконовым прикаточным роликом до распыления материала под давлением. Кроме того, праймер «ЭПП» в 1,5 раза дешевле его двухкомпонентных аналогов, до 60–70% которых в настоящее время приобретается по импорту.

Описание технологии

В связи с многочисленными неудачными попытками ведущих мировых компаний разработать технологию трассовой изоляции

протяжённых участков магистральных трубопроводов термоусаживающимися материалами, возникает логический вопрос о причинах этих неудач. Дело в том, что в основу исследовательского процесса всегда была положена очередность технологических операций нанесения термоусаживающейся манжеты на стык ручным способом. При таком способе нанесения предварительно нагревается труба до высоких температур (120–130°С) различными методами. Однако простой расчёт показывает, что для нагрева от 0°С до 120°С одного погонного метра трубы (например, D1420x16 мм) весом около 550 кг/пог.м со средней скоростью 1 м/мин в заводских условиях требуется создание тепловой мощности около 1,5–1,6 МВт, а в зимний период в трассовых условиях из-за низких температур окружающего воздуха, а также быстрого отвода тепла, связанного с ветровыми нагрузками и высокой теплопроводностью стали, требуется тепловая мощность более 2,8 МВт! Необходимость обеспечения технологии ремонта в трассовых условиях такими огромными мощностями, а также отсутствие адгезии в покрытии и нахлёсте из-за колоссальных тепловых потерь, привели эти разработки к неизбежному технологическому тупику. Кроме того, это были попытки реализовать только двухслойное покрытие, то есть конструкцию покрытия без эпоксидного праймера, что уменьшало возможность реализации технологии как по области применения, так и по диаметрам труб, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Поэтому при разработке нашей технологии было ясно, что ленты с высокотемпературными 100–110°С адгезивами не годятся, требуется адгезив с температурой полимеризации не выше 60–70°С. Кроме того, поскольку эффективно нагреть трубу в трассовых условиях практически невозможно, было очевидно, что необходимо греть саму ленту для приведения адгезива в экструзионное (вязко-текучее) состояние. При таком подходе останется решить вопрос с кинематической схемой транспортирования ленты от рулона к трубе, которая (схема) должна обеспечить условия, при которых расплавленный адгезив не касался бы никаких конструктивных элементов устройства изоляционной машины.

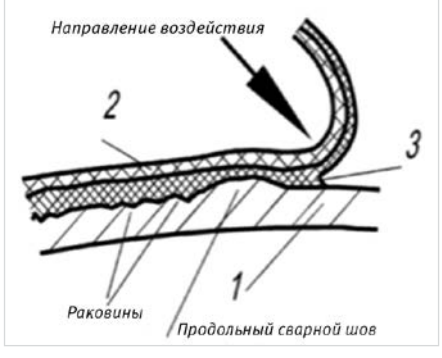


Рис. 3 — Схема контакта ленты «НРЛ-СТ60» с поверхностью трубы

Для реализации новой технологии была создана изолировочно-очистная механизированная колонна для трубы D820 мм производства ООО «Курганмашинжиниринг», отличающаяся от стандартной только наличием изоляционной машины новой конструкции. Последовательность технологических операций ремонтной мехколонны на трассе также стандартная. Все машины, входящие в мехколонну, имеют необходимые сертификаты и разрешены к применению.

В качестве базового варианта технологии принят процесс (рис. 3), в ходе которого адгезив (клей-расплав) низкотемпературного нанесения 3 в момент контакта с предварительно нагретой поверхностью трубы *1* до +40–50°С и нанесенным эпокси-полимерным праймером «ЭПП», разогрет до вязкотекучего (экструзионного) состояния и имеет температуру около 75–80°С. К моменту контакта адгезива и праймера последний находится практически в отверждённом состоянии. Далее, адгезив немедленно перераспределяется между неровностями трубы *1* под слоем термоусаживающейся основы *2*, прежде всего, в зоне нахлёста, при контакте последующего витка покрытия с предыдущим. Это перераспределение адгезива осуществляется специальным инструментом (показано стрелкой) с осью вращения, самоустанавливающейся параллельно оси трубопровода. При этом происходит гарантированное заполнение адгезивом пустот между покрытием и трубой, а также технологически исключается образование воздуха под нанесенным покрытием. Показательным аналогом этого процесса является бытовая наклейка обоев на стену, при которой лишний клей вместе с воздухом выдавливается (выгоняется) вручную или валиком от центра рулона в двух направлениях — поступательном и к краям рулона.

Рис. 4 — Заключительная операция технологии — термоусадка покрытия «НРЛ-СТ60»

Реализация температурных и временных режимов достигается за счет того, что в конструкции изоляционной машины в тракт перемещения ленты от рулона к поверхности трубопровода введено устройство нагрева ленты со стороны адгезионного слоя, а также механизм двойного разворачивания ленты (адгезионным слоем от трубы, затем — к трубе). При этом разогретый вязкий и липкий адгезив не контактирует ни с какими поверхностями, а при выходе из нагревательного устройства лента разворачивается слоем нагретого адгезива к поверхности трубопровода. Заключительной операцией технологии является термоусаживание ленты нагревательной машиной посредством электрических ТЭНов с тепловой мощностью около 30 кВт. После усадки (направление движения машины - слева направо) отчётливо виден коагулянт, косвенно свидетельствующий об отсутствии воздуха под покрытием (рис. 4).

Обобщая, следует отметить, что реализация технологии нанесения ТУЛ низкотемпературного нанесения «НРЛ-СТ60» на наружную поверхность трубопровода и создание 3-слойной конструкции изоляционного покрытия стали возможными благодаря следующим составляющим:

- наличие ТУЛ низкотемпературного нанесения «НРЛ-СТ60» (темп. нагрева адгезива +80°max);
- наличие однокомпонентного эпокси-полимерного праймера «ЭПП», готового к применению;
- сохранение температуры нагрева трубы за счёт экзотермической реакции при нанесении праймера «ЭПП», а также исключение влияния ветра при низкой температуре окружающего воздуха созданием «парникового эффекта» при отверждении праймера за счёт «испарения» летучих веществ, входящих в его состав;
- реализация способа контакта ленты и трубы, при котором адгезионный слой ленты в момент контакта находится в разогретом вязко-текучем, то есть, в экструзионном состоянии;
- реализация оригинального способа транспортирования ленты от рулона к трубе, при котором липкий клей-расплав (слой адгезива) не контактирует ни с какими поверхностями;
- сверхнизкое энергопотребление при реализации технологического процесса, в котором нагревается не труба, а сама лента.

Новая технология нанесения покрытия полностью автоматизирована, гарантированно исключает брак, основанный на «человеческом факторе» и, зачастую, на низкой культуре производства изоляционных работ, а также позволяет сократить численный состав ремонтной мехколонны из-за отсутствия рабочих в траншее во время техпроцесса. Это достигается посредством реализации метода так называемого «бесконечного рулона», при котором происходит замена рулонов без остановки ремонтной мехколонны. В совокупности с высокой скоростью производства работ достигается значительный экономический эффект при высоком качестве и надёжности покрытия.

Новая технология прошла опытно-промышленные испытания в АО «КазТрансОйл»,

Республика Казахстан (далее РК) в 2015 г. на магистральном нефтепроводе D820 мм «Павлодар–Шымкент» (рис. 5). Испытаниям предшествовала разработка техпроекта, который был согласован с эксплуатантом трубопровода, а также с МЧС, выполняющего в РК функции технического надзора. Результаты испытаний полностью подтвердили расчётные показатели технологии: при температуре окружающего воздуха около минус 10°С и скорости ветра около 15 м/сек машинным способом со средней линейной скоростью около 1 м/мин получено покрытие на протяжённом участке трубопровода с адгезией А=7 кг/см при 100% когезионном отрыве по металлу и по полиэтилену. В 2016 г. были проведены испытания по определению состояния покрытия и его адгезии к стали и полиэтилену, которые также подтвердили высокий уровень показателей. При 100% когезионном отрыве, адгезия по стали составила А=8 кг/см, а в межвитковом нахлёсте по полиэтилену А=9 кг/см. Тем самым было подтверждено, что технология не зависит от внешних условий, прежде всего, от температуры окружающего воздуха, а также ветровых нагрузок.

Сравнение экономической эффективности покрытий

При сравнении с различными конструкциями покрытий (таб. 1), экономическая эффективность технологии основана на следующих основных факторах:

- снижение собственно стоимости материалов до 30%;
- увеличение скорости работ и, как следствие, производительности работ до 1,5–2 раз (маш/ч);
- снижение затрат за счет высокой автоматизации технологии и уменьшения количества персонала мехколонны и фонда оплаты труда (чел/ч).

Рекомендации по организации технологии капитального ремонта

Анализ различных технологий ремонта, а также их экономических показателей, позволяет сделать несколько выводов и рекомендаций по организации ремонта трубопроводов:

1) Проведение капитального ремонта трубами повторного применения эксплуатационным компаниям целесообразно проводить в рамках собственных ремонтных подразделений притрассового расположения. Это позволит избежать логистических и временных затрат, доходящих до 25–30% от стоимости отремонтированной трубы.
2) Целесообразно производить только механический ремонт труб с дальнейшим их транспортированием в зону трубопровода для монтажа и изоляции в трассовых условиях посредством ТУЛ «НРЛ-СТ60» с качеством заводского экструзионного покрытия. Данный способ ремонта является наиболее оптимальным в связи с отсутствием необходимости покупки дорогостоящих манжет для изоляции стыков и мероприятий по их монтажу не только как самый дешёвый, но и самый быстрый.

Применение новой технологии на основе ТУЛ «НРЛ-СТ60» при капитальном ремонте позволит:

- получить срок службы покрытия, сравнимый со сроком службы самой трубы;
- увеличить скорость мехколонны до 70–80 м/час за счет скорости производства работ и применения технологии «бесконечного рулона», а также возможности проведения работ при любых отрицательных температурах окружающего воздуха;
- уменьшить количество рабочих в мехколонне, повысить культуру производства, улучшить экологическую обстановку в зоне действия магистрального нефтегазопровода (МНГП);
- исключить дорогостоящие манжеты для изоляции стыков труб и работы по их нанесению при переизоляции магистральных трубопроводов;
- исключить применение ручного нанесения термоусаживающихся лент при ремонте локальных и непротяжённых (50–200 м) участков трубопроводов, так как все исполнительные механизмы изоляционной машины могут быть смонтированы на ручном изоляционном приспособлении, широко применяемом практически во всех профильных компаниях отрасли. Впервые ручная изоляция локальных участков МНГП в трассовых условиях может иметь качество заводской экструзионной изоляции;
- автоматизировать ручной процесс нанесения термоусаживающихся манжет при изоляции сварных стыков труб и полностью исключить брак при выполнении этой ответственной операции, доходящий до 50% (недогрев зоны стыка или термоокислительная деструкция заводского покрытия при перегреве). Это достигается монтажом исполнительного механизма изоляционной машины в стационарных условиях ремонтной полевой базы.

Новая технология является полностью импортозамещающей, в которой применено оборудование, комплектующие изделия, материалы и их компоненты только российского производства.

Затраты, руб*	**Виды покрытий**			
	«РАМ»	**«ВУС»**	**«ТУЛ»**	**ТУЛ «НРЛ-СТ60»**
Стоимость материалов	6,465,000	8,730,000	4,754,373	**4,000,000**
Работа (маш/час+чел/час)	2,620,000	0	1,670,833	**1,150,000**
Манжеты (матер+работа)	0	595,000	595,000	**0**
ИТОГО:	9,085,000	9,325,000	7,020,206	**5,150,000**

Таб. 1 — Стоимость покрытий на 1км D1420x16,8 мм (труба в траншее), руб
** - Расчет произведен по ценам 2016 года, соотношение стоимости не изменится*

Рис. 5 — Испытания покрытия «НРЛ-СТ60» на адгезию к стали и к полиэтилену (в нахлёсте)

По ссылке видеоролик технологического процесса

nrl2008@yandex.ru
www.ntiz.ru

Российские изоляционные материалы успешно проходят испытания на объектах Газпрома

Бесперебойная работа любой системы — качественный контроль всех используемых продуктов и материалов. АО «Делан», входит в Группу компаний РУСКОМПОЗИТ, продемонстрировал качество антикоррозионных покрытий российского производства Canusa на объектах ПАО «Газпром». Демонстрация и испытания технологии нанесения защитного антикоррозионного покрытия Wrapid Bond при переизоляции локальных участков трубопроводов и участков газопроводов на переходах «земля–воздух» проводилась на базе Челябинского отделения ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

С 2016 года «Делан» и ведущий мировой разработчик, производитель и интегратор антикоррозионных решений Canusa-CPS локализовали совместное производство в Подмосковье. Российская и канадская компании объединились в рамках реализации дорожной карты по локализации и внедрению современных технологий и материалов, в том числе, замещающих зарубежные аналоги, с целью обеспечения технологической независимости ПАО «Газпром».

Объекты повышенной опасности, такие как газопроводы, не допускают применения непроверенных материалов. Главными целями испытаний на локальных участках трубопроводов и газопроводов стали отработка технологии нанесения защитного антикоррозионного покрытия Canusa Wrapid Bond на переходах «земля–воздух» и проверка соответствия защитных и эксплуатационных свойств требованиям ПАО «Газпром». Испытания проводились в несколько этапов. Первый — переизоляция трубопроводов вытяжных свечей из кожуха на переходе газопровода через автодорогу на объекте «Газопровод Чебаркуль-Миасс-Златоуст-Сатка». Второй этап испытаний проводился на объекте «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Система антикоррозионной защиты на основе вязкого адгезива: Wrapid Bond

Параметр	Значение
Толщина	› 1,8мм
Плотность	1,1–1,3 г/см³
Ударная прочность*	15 Дж
Стойкость к вдавливанию*	0,60 мм остается (удовлетворительно)
Прочность на отрыв*	когезионное разрушение при › 0,5 Н/мм
Сопротивление на сдвиг	0,02 Н/мм²
Температура стеклования	‹-20°С
Стойкость к катодному отслаиванию*	2 мм при 23°С
Стойкость к катодному отслаиванию*	1 мм при 60°С
Электрическое сопротивление*	›10^{15} Ом/см
Испытание на разматывание при -30°С	Без расслаивания, разрыва и трещин
Эластичность при низкой температуре при -30°С	Без расслаивания, разрыва и трещин
Водопоглощение	‹ 0,05%
Стойкость к просачиванию	Удовлетворительно при 90°С
Макс. температура эксплуатации трубопровода	75°С

*При использовании ПВХ-ленты Wrapid Coat™

Согласно методике проведения технологических испытаний, для каждой партии материалов применяется входной контроль качества в соответствии с требованиями технических условий. На объектах ПАО «Газпром» для дополнительной защиты используют систему «Антиконтрафакт», которая в дальнейшем исключает поставку фальсифицированной продукции. После оценки качества продукции начинается подготовка к нанесению и очистке поверхности труб со степенью очистки трубы не ниже трех по ГОСТу 9. 402-2004. После происходит нанесение покрытия Wrapid Bond и оценка его качества.

Технология Wrapid Bond на сегодняшний день для России и СНГ является уникальной благодаря своим нестандартным свойствам. Например, при полной непроницаемости для влаги и воздуха Wrapid Bond не требует высыхания и отверждения. Материал остаётся относительно мягким и вязким на всём протяжении использования, однако даже при серьёзных механических воздействиях, вязкоупругий адгезив Wrapid Bond удаляется лишь частично. То есть даже при намеренной порче покрытия свои антикоррозионные свойства оно сохраняет. Еще одно свойство — форма выпуска. Wrapid Bond может быть выполнен и поставлен как в виде лент, так и в виде полимерных растворов, которые могут наноситься на определённый повреждённый участок трубопровода без обмотки по всей окружности.

Испытания технологии нанесения защитного антикоррозийного покрытия на базе Челябинского отделения прошли успешно. Продукт рекомендован к использованию на объекте ПАО «Газпром» на газопроводе «Газпром трансгаз Екатеринбург».

ГК РУСКОМПОЗИТ ДЕЛАН

Москва, 117638,
ул. Одесская, д.2, БЦ «Лотос»
+ 7 (495) 223-77-22
info@delan.su
www.delan.su

Комплексная защита промысловых трубопроводов

М.В. Швецов
директор1[1]

Г.Б. Бикбов
директор[2]

И.Ф. Калачев
д.т.н., первый зам. директора по НПО[2]
ttd@tatneft.ru

[1]БМЗ ПАО « Татнефть», Бугульма, Россия
[2]ООО «ТТД Татнефть», Лениногорск, Россия

Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах происходит более 70 тыс. зарегистрированных нарушений их герметичности. В свою очередь, основными причинами нарушений герметичности стальных трубопроводов без внутреннего покрытия явились внутренняя коррозия (до 37%) и наружная коррозия (до 18%). В данной статье представлено решение по защите трубопровода, разработанное в ПАО «Татнефть», и результаты его внедрения.

Ключевые слова
трубы, трубопровод, комплексная защита трубопровода

Наибольшая эффективность защиты стальных труб достигается за счёт проведения последовательного пооперационного технологического контроля на всех стадиях заводского нанесения изоляции и покрытия труб. Применение заводской технологии открывает большие возможности для широкого внедрения высокоэффективных изоляционных материалов и конструкций защитных покрытий, которые не могут быть реализованы при осуществлении подобных работ в полевых условиях. Защита зоны сварного соединения труб очень важна, и одной из самых распространенных конструкций стыка стальных труб с полимерным покрытием (ППТ) является применение вставной, защитной втулки (таб. 1).

Эти конструкции стыков имеют существенные недостатки:

- уменьшение проходного сечения трубопровода;
- увеличение гидравлических потерь более чем на 3% из-за местного сопротивления;
- создание дополнительной нагрузки на стенки трубопровода из-за возникновения турбулентного движения в трубопроводе;
- ограничение прохождения снаряда для мониторинга и очистки трубопровода;
- способствует образованию отложений на участках установки втулок.

Вопрос повышения надежности и долговечности промысловых трубопроводов можно решить только комплексными мерами, в которые входят:

1. Разработка и принятие единых нормативов, определяющих требования к качеству всех типов покрытий, нормативной базы по технологиям нанесения покрытия на стальные трубы, адаптированные под различные промысловые условия эксплуатации.
2. Создание универсального производства под любые типы покрытия стальных труб и разработка эффективных норм контроля под самые высокие требования заказчика.
3. Разработка и создание технологии сооружения трубопроводов, в которые включаются методы надежной и качественной защиты сварного стыка, как в заводских, так и в полевых условиях с учетом возможности ремонта и замены отдельных участков трубопровода.
4. Разработка и создание норм эксплуатации, ремонта трубопроводов с внутренними покрытиями.

Защита стыка

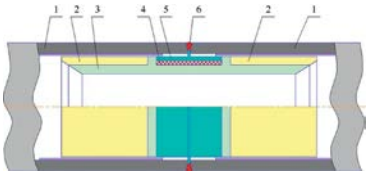
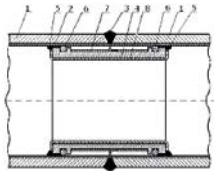
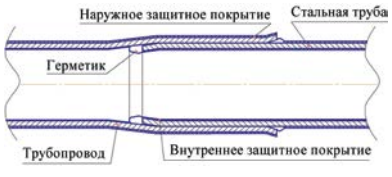
На протяжении многих лет предприятия ПАО «Татнефть» производят полимерные покрытия стальных труб и постоянно совершенствуют технологии их защиты.

А) Разработаны технические условия (ТУ), инструкции, регламенты на производство и применение труб с покрытиями.

Б) Организовано универсальное производство различных покрытий стальных труб на Бугульминском механическом заводе с системой пооперационного контроля всех процессов.

В) Разработана технология сооружения трубопроводов из стальных труб с внутренними и наружными полимерными покрытиями.

Г) Создана система обучения персонала по покрытию стальных труб, сооружению и эксплуатации этих трубопроводов.

Конструкция полевого стыка стальных труб с покрытием	Технология стыка	Обеспеченность равнопроходного сечения трубопровода	Коэффициент надёжности работы трубопровода со стыком
Стык труб с внутренним полимерным покрытием с втулкой и протектором (ТПС-П) 	Установка втулки в зачищенные концы, сварка стальных труб, изоляция наружной зоны	Обеспечивает на 75–80% в зависимости от диаметра	0,8
Конструкция стыка со втулкой «Целлер» 	Установка втулки с герметиком в зачищенные концы, сварка стальных труб, изоляция наружной зоны стыка, сварка стыка стальных труб в поле.	Обеспечивает на 70–80 % в зависимости от диаметра	0,79
Соединоение ППТ «Батлер» 	Сборка стыка, нанесение наружного покрытия в поле	Обеспечивает на 90–92% в зависимости от диаметра	0,9

Таб. 1 — Существующие конструкции стыка

Д) Разработаны новые конструкции полевых стыков стальных труб с полимерным покрытием для создания равнопроходного сечения трубопровода, представленные в таб. 2.

Е) Разработана технология и организовано изготовление технологической оснастки для сооружения и эксплуатации трубопроводов с внутренним покрытием.

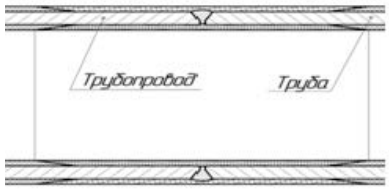
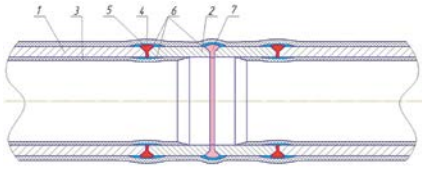
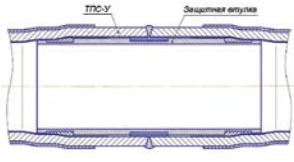
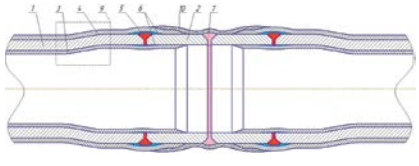
Ж) Создали предприятия специальной техники для сооружения трубопроводов при их эксплуатации.

Показатели внедрения ППТ в ПАО «Татнефть» ППТ — трубопроводы с различными конструкциями соединения, сооружённые из стальных труб с внутренним полимерным покрытием и наружной полимерной изоляцией. За 22 лет применения этих труб в трубопроводных системах на нефтепромыслах Татарстана позволило:

- увеличить средний срок службы трубопроводов с 4,5 до 22 лет;
- уменьшить удельную аварийность в несколько десятков раз;
- уменьшить эксплуатационные затраты более чем на 22%;
- значительно улучшить экологическую обстановку в регионе (таб. 3).

Защитное покрытие

В ПАО «Татнефть» созданы производственные мощности по изготовлению труб повышенной надёжности для транспортирования любых нефтепромысловых сред. Производительность линий только на БМЗ составляет более 2000 км труб в год. Гибкая

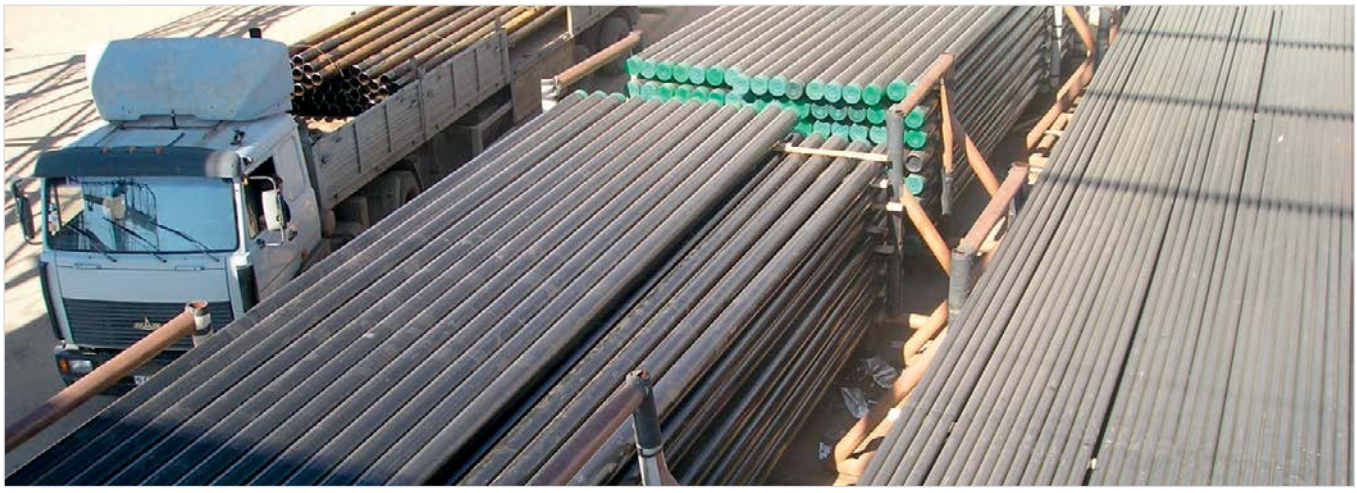
Конструкция стыка	Технология сборки стыка труб с покрытиями	Обеспеченность равно проходному сечению трубопровода	Коэффициент надёжности
Конструкция стыка ППТ 	сварка стыка стальных труб, внутреннее и наружное нанесение внутреннего и наружного покрытия в поле	Обеспечивает на 100%	0,94
Конструкция стыка ППТВ 	сварка стыка стальных труб, нанесение наружного покрытия в поле	Обеспечивает на 100%	0,99
Конструкция стыка ТПС У 1 	Установка втулки в двойную калибровку концов, сварка стальных труб, изоляция наружной зоны стыка	Обеспечивает на 92%	0,95
Конструкция стыка ППТВ 2 	Сварка стыка стальных калиброванных труб, нанесение наружного покрытия в поле	Обеспечивает на 103%	0,99
Механическо-клеевое соединение ППТ	сборка стыка, нанесение наружного покрытия в поле	Обеспечивает на 97 %	0,9

Таб. 2 — Вновь разработанные конструкции стыка

Зачистка зоны стыка

Нанесение термоусадочной ленты

Нагрев стыка ТВЧ



Трубы и трубные плети с усиленной наружной изоляцией

№	Конструкция труб	Диаметр (мм)	Объем производства в год (км)	Начало внедрения (год)	Сокращение затрат (%)					Срок службы
					Зи	Зк	Зд	Зр	Зл	
1	ППТ	57–426	2000	С 1995	75	60	50	80	25	22

Где:
Зи — затраты на ингибиторную защиту;
Зк — затраты на катодную защиту;
Зд — затраты на диагностику трубопроводов;
Зр — затраты на ремонт и ликвидацию последствий порыва;
Зл — затраты энергетические на перекачку транспортируемой среды;
Т — срок службы трубопроводов.

Таб. 3 — Технико-экономические показатели внедрения ППТ в ПАО «Татнефть»

технология позволяет использовать как жидкие, так и порошковые краски.

На БМЗ ПАО «Татнефть» освоено производство трехслойной наружной изоляции труб и трубных плетей.

Конструкция наружной изоляции включает:
1-й слой — грунтовка толщиной 10–50 мкм;
2-й слой — адгезив, обеспечивающий прочную связь между наружным полиэтиленовым покрытием и грунтовкой толщиной до 300 мкм;
3-й слой — полиэтилен толщиной 1,2–3 мм в зависимости от диаметра трубы и условий эксплуатации.

Наружное покрытие на основе экструзионного полиэтилена обеспечивает надежную защиту трубопроводов от коррозии. Срок службы труб с трехслойным покрытием составляет не менее 30 лет при температуре эксплуатации -60 ... +60°С.

Из полимерных материалов, применяемых для внутренних покрытий труб нефтяного сортамента, широкое распространение на БМЗ получили порошковые и жидкие материалы, в основном, на основе термически отверждаемых эпоксидных смол. Трубы с внутренним покрытием предназначены для транспортировки промысловых сред с высокой коррозионной активностью — высокоминерализованной воды с присутствием кислорода, углекислоты, сероводорода (пластовых, сточных вод) в широком диапазоне Рн среды. Температура транспортируемой жидкой среды определяется применяемыми материалами, и они колеблются от +60 до +200°С. Покрытие имеет высокую абразивную стойкость, стойкость к нефтепродуктам и различным химическим реагентам. Срок службы труб с покрытием превышает срок службы непокрытых труб в 5 и более раз. Разработаны системы покрытий для трубопроводов питьевой воды, для подачи горячей воды. Использование труб с внутренним полимерным покрытием не только обеспечивает эффективную защиту от коррозии, но и позволяет увеличить пропускную способность трубопроводов от 3 до 15%.

ООО «ТТД Татнефть» готов поставлять трубную продукцию повышенной надёжности и долговечности с БМЗ необходимого для Вас сортамента, с подобранными материалами под Ваши условия эксплуатации и в необходимом количестве, но с обязательным обучением Ваших строителей и специалистов, эксплуатирующих трубопроводы. Постоянными покупателями ППТ являются следующие предприятия: ПАО «Лукойл», ЗАО «Лукойл-Нефтестрой», ОАО «ТНК-Нягань», ПАО «НК Роснефть», ЗАО «Юкос-сервис», ОАО «Сиданко», ООО «Оренбургазпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Санеко» и др.

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

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

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

1. Литейное производство
- Изготовление отливок из чугуна и стали .

2. Механическая обработка
- Обработка крупногабаритных корпусных деталей сложной конфигурации.
- Изготовление деталей типа «вал».
- Обработка деталей типа «тел вращения».
- Изготовление цилиндрических зубчатых колес и вал-шестерен.

3. Термическая обработка деталей

4. Сварка

5. Лакокрасочные покрытия
- Нанесение лакокрасочного покрытия методом пневматического распыления.

ПОЛЕВЫЕ СКЛАДЫ ГОРЮЧЕГО НА БАЗЕ ЭЛАСТИЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Научно-производственная фирма «Политехника» активно участвует в проектах по освоению труднодоступных мест России, поставляя Полевые Склады Горючего на базе эластичных резервуаров для формирования инженерной инфраструктуры объекта.

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

Эластичный резервуар

В основе склада — передвижные эластичные резервуары (ПЭР), для изготовления которых применяется высокопрочная капроновая ткань баллистического (полотняного) плетения с двусторонним покрытием. Ее прочность в 7 раз превышает прочность стали — полоска композитного эластомера шириной 50 мм выдерживает нагрузку от 180 до 750 кг, она обеспечивает механическую прочность материала на разрыв и прокол. Тканевая основа композита с двух сторон покрыта стойким к нефти полимерным эластомером, который обеспечивает герметичность и прочность сварной оболочки резервуара. Сварка производится токами высокой частоты.

По своему назначению ПЭРы делятся на несколько основных типов в соответствии с химическими свойствами наливного продукта. «Политехника» выпускает резервуары, стойкие даже к агрессивным средам. Конструктивно все резервуары выполнены одинаково, отличие составляет лишь материал оболочки.

Каждое изделие проходит испытания на герметичность, а одна ёмкость из партии подвергается гидравлическим испытаниям: на несколько суток заполняется водой с избытком до 50%. Контроль качества материалов, технологического процесса и приемка готовой продукции осуществляется в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ-ИСО 9000. Также вся продукция соответствует принятым стандартам и разрешена к применению Федеральной службой по технологическому, экологическому и атомному надзору.

Оперативное развертывание

Для монтажа ПСГ на базе эластичных резервуаров достаточно нескольких часов, так как под них не требуется бетонного основания. Достаточно найти подходящую поверхность, зачистить ее от предметов, способных повредить эластичный резервуар, и тогда команда из 6–8 человек способна развернуть склад объемом 3000 м^3 в течение 1 часа.

По сравнению со стальными конструкциями, эффективность складов на базе эластичных резервуаров поражает. Общие расходы и сроки монтажа на обустройство нефтебазы в отдаленном районе сокращаются в 8–10 раз, а экономия составляет 70% от суммы, необходимой для установки железного хранилища.

После освоения объекта, РВС остаются на месте, ржавеют и оказывают негативное влияние на окружающую природу. А ПСГ из резервуаров «Политехника» сворачивается и перемещается на новое место назначения.

Возможности применения

ПСГ широко применяется как в военных, так и в гражданских целях, в том числе при строительстве и освоении отдаленных объектов (строительстве трубопроводов, нефтепромыслов, вахтовых поселков). Полевые склады предназначены для приемки, хранения и выдачи топлива и ГСМ, а также для хранения нефти в полевых условиях на период проведения работ в районе расположения, в постоянной готовности к перемещению.

НПФ «Политехника» продолжает работу над улучшением свойств материалов и конструкций эластичных резервуаров. Компания сотрудничает с отраслевыми НИИ, научными объединениями и конструкторскими организациями. В планах «Политехники» — совершенствование характеристик и расширение сферы применения полимерных изделий.

ООО НПФ «Политехника»
109316, г. Москва, ул. Волгоградский проспект, д. 47, офис 201
+7 (495) 783-01-67
info@poli.ru
poli.ru

Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

А.К. Акулов
д.т.н., профессор, генеральный директор

Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

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

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

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

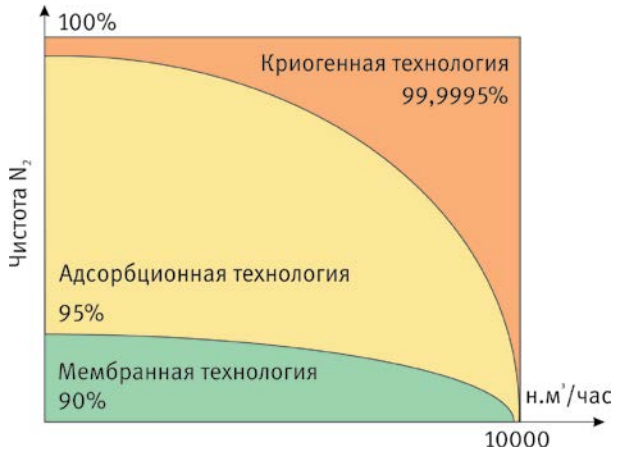
Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95–99,9%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газовой смеси через мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е.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

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

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

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

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



Целесообразность использования различных технологий разделения воздуха

Система управления типа PCS-6

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

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

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

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

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

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

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

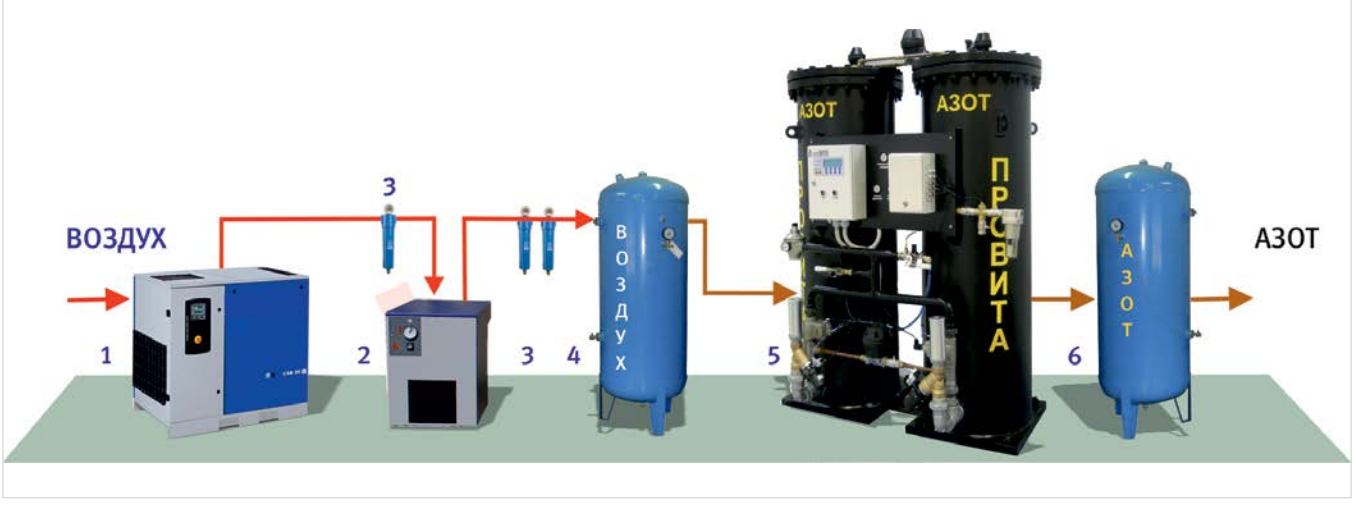


Схема адсорбционной установки

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

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

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

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

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

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

www.provita.ru

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

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

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

Новинки компрессорного оборудования

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

Винтовые компрессорные установки с частотным преобразователем серии ВК ESQ

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

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

Модульные компрессорные станции ВМКС

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

Предприятие сертифицировано по программе ISO 9001.

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

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

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

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

АСО-150

ВК-52

РВ 900 01

ВК-68 02

С416М1

GEA — европейский уровень качества российского оборудования

Международный машиностроительный концерн GEA Group AG (штаб-квартира расположена в Германии, Дюссельдорф) широко известен в России и за рубежом. В состав концерна входят инжиниринговые и производственные компании, обслуживающие различные отрасли промышленности. Основные сферы деятельности компании ГЕА в России — проектирование, производство и поставка газокомпрессорного и холодильного оборудования для отечественной энергетической, нефтегазодобывающей и нефтегазохимической отраслей. Помимо разработки, изготовления и поставки компрессорных станций, блоков подготовки газа, сепарационного и других видов оборудования, предприятие осуществляет шефмонтаж, пуско-наладку и полное сервисное обслуживание оборудования на протяжении всего срока эксплуатации.

Объединение мирового инженерного, производственного опыта помогает компании сохранять лидирующие позиции в своей области. Этому способствует максимальная локализация производства, а также комплектация установок отечественным оборудованием: ориентируясь на свою производственную стратегию, GEA стремится локализовать инжиниринг и производство технологических установок на рынках, на которых демонстрируется высокий спрос на продукцию концерна. В целом, доля российских комплектующих и материалов в установках, производимых в России, составляет более 75%.

В 2015 году российским подразделением GEA был запущен в эксплуатацию новый завод по выпуску компрессорных агрегатов, холодильных машин, а также блочно-модульных решений (компрессорных станций, установок подготовки газа, установок получения СПГ, установок с центрифугами и декантерами GEA); производство организовано в соответствии с международными стандартами GEA. Изготовление оборудования осуществляется на более чем 2500 м² производственных площадей российского завода GEA в г. Климовск (Московская область).

Компания ГЕА в России давно зарекомендовала себя в качестве надежного поставщика комплексных систем «под ключ», включая проектирование, ввод в эксплуатацию и техническое обслуживание.

Немецкая база

В основе большинства установок — импортируемый из Германии винтовой компрессор GEA Grasso. Компрессоры GEA отлично зарекомендовали себя в России. Начиная с 1970-х гг., на сегодняшний день уже более 10 000 позиций установлено на нефтегазовых месторождениях в установках различного назначения.

Благодаря оптимальному соотношению длины ротора к его диаметру, ротор получает больше прочности и жесткости, исключаются изгибы ротора (эффекта «банана») и недопустимые напряжения. При этом увеличивается число полостей сжатия (одновременно с уменьшением объема каждой полости).

При уменьшении разницы давлений между соседними полостями, появление пульсирующей подачи становится невозможной. Короткая линия зацепления между ведущим и ведомым ротором обеспечивает лучшую герметичность полостей сжатия, позволяя избежать перетечек и повысить энергоэффективность компримирования.

Модельный ряд компрессоров состоит из 24 позиций. Высокую производительность работы обеспечивает:

- диапазон производительности от 231 до 11457 м³ в час с максимальным давлением нагнетания до 5,2 Мпа;
- особая конструкция запатентованного профиля винтовой пары;
- плавная регулировка производительности;
- высокая экономичность;
- минимальные значения показателей шума и вибрации;
- компактность.

Немаловажен и тот факт, что качество поставляемого оборудования соответствует международным стандартам ISO 9001 и требованиям Технического регламента Таможенного союза в части винтовых компрессоров, винтовых компрессорных агрегатов и компрессорных станций, а также холодильных установок.

Заказчиками проектов и оборудования GEA являются крупнейшие энергетические и добывающие компании — в рамках импортозамещения расширяется сотрудничество с такими предприятиями, как: ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», АО «Газпром газэнергосеть», АО «СНХРС», ООО «СИБУР Тобольск», АО «Воронежсинтезкаучук», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», ПАО «Омский каучук», ПАО «Волжский Оргсинтез» и т.д.

Реализованные проекты

Среди недавно реализованных (в 2015 году), по-настоящему уникальным и знаковым стал совместный с ООО «Газпром добыча Ноябрьск» масштабный проект по разработке и внедрению модульных компрессорных установок (МКУ) на кустах газовых скважин Вынгапуровского газового промысла. Важно отметить, что заложенные в МКУ технические решения не имеют аналогов в мире.

Уже в 2015 году компания GEA поставила 7 установок в ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

МКУ состоит из двух модулей: компрессорного и сепарационного, а также аппарата воздушного охлаждения (АВО).

Компрессорный модуль включает:

- винтовой компрессор с электродвигателем;
- систему смазки и охлаждения;
- систему тонкой очистки газа;
- отсек управления;
- вспомогательные системы.

Сепарационный модуль МКУ включает:

- входной сепаратор-пробкоуловитель;
- сепаратор тонкой очистки газа;

Компрессорные установки для добычи и сбора низконапорного газа на Вынгапуровском месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

- систему откачки пластовой воды;
- дизельный генератор с топливным баком;
- ЧРП для главного двигателя компрессора.

Дополнительно модуль комплектуется преобразователем частоты, с которым компрессор может работать с частотой 3600 об/мин., обеспечивая еще большую производительность.

Основными конструктивными преимуществами установки являются:

- компактность: установка легко вписывается в ограниченное пространство контейнера;
- высокая эксплуатационная надежность, которая обеспечивается беспрецедентной стабильностью винтового компрессора и резервированием некоторых видов оборудования, вследствие чего межсервисный интервал МКУ достигает 8 000 часов;
- адаптация для экстремальных климатических условий Крайнего Севера: установка способна функционировать автономно, без постоянного присутствия обслуживающего персонала, так как управлять ею можно удаленно, с пульта оператора;
- легкость обслуживания в полевых условиях, внутри контейнера (замена осевых подшипников производится непосредственно на узле, без демонтажа компрессора);
- соотношение «стоимость/объемная производительность винтовых компрессоров».

Система распределенного компримирования, состоящая из семи МКУ, объединенных общей системой управления, позволяет существенно продлить срок эксплуатации газовых скважин.

Еще одним крупным проектом стало производство в 2016 году ДКС топливного газа GEA Сириус для предприятия ООО «Маяк-Энергия» на заводе GEA в г. Климовск. Уникальность ДКС обусловлена их особенностями: специально разработанная система очистки топливного газа от масла позволяет уменьшить содержание масла в газе после ДКС до 0,5 ppm и, тем самым, обеспечить надежную работу ГТУ; всепогодное укрытие компрессорной установки оборудовано системами электроснабжения, освещения, отопления, вентиляции, пожаротушения.

Помимо двух ДКС ГЕА Сириус блочно-модульного исполнения производительностью 3150 нм^3/час и мощностью 500 кВт каждая, в объем поставки вошли блочный пункт подготовки газа (БППГ) и 2 блока отключающей арматуры (БОА). Данное оборудование было изготовлено на заводе GEA в г. Климовск Московской области в 2016 году.

Качество — на высоте!

Высокая эффективность и производительность, максимальный уровень промышленной безопасности, собственное производство, наличие склада запасных частей, штата высококвалифицированных инженеров (более 200 человек), а также сертифицированная сервисная служба (120 человек), — все это позволяет решать задачи любой сложности в кратчайшие сроки.

Особенности компании GEA — готовность к нестандартным технологическим решениям, детальное знание рынка, опыт сборки компрессорного и холодильного оборудования в России, сервисное обслуживание любых компрессорных установок в режиме 24 часа 7 дней в неделю.

Блок отсекающей арматуры (БОА). Завод ГЕА, г. Климовск

Блок подготовки попутного газа (БППГ) ГЕА. Завод ГЕА, г. Климовск

Дожимная компрессорная станция ГЕА. Завод ГЕА, г. Климовск

ГЕА в России
105094, Москва, ул. Семеновский Вал, 6А. +7 (495) 787-20-20
sales.russia@gea.com www.geaenergy.ru www.gea.com

ЛУЧШИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ КЛАССА К5

ООО «НПП Нефтехим» в настоящее время является признанным российским Лицензиаром катализаторов и технологий изомеризации и риформинга бензиновых фракций. Разработанные в результате долгих и упорных научных и инжиниринговых изысканий катализаторы стали основой для дальнейшего развития технологий глубокой переработки бензиновых фракций.

► **Технология изомеризации пентан-гексановых фракций «Изомалк-2» с использованием оксидного нехлорированного катализатора СИ-2.** Эта уникальная разработка стала эффективным решением для получения высокооктанового неароматического компонента автобензинов на многих российских НПЗ. В настоящее время в России эксплуатируется 11 установок по этой технологии, а это около 60% от всего количества изомеризата, вырабатываемого ежегодно в России. Причиной такого успеха российской разработки являются значительные технологические преимущества перед другими известными технологиями и катализаторами, разработанными мировыми лидерами — компаниями Axens и UOP.

► **Технология изомеризации нормального бутана «Изомалк-3»** с использованием оксидного нехлорированного катализатора СИ-3 — это новая технология не только для российского рынка, но и для общемирового. Впервые для изомеризации н-бутана был применен нехлорированный катализатор. Внедрение состоялось в конце 2015 года на одном из частных китайских заводов. Подробнее об этом значительном событии описано ниже.

► **Технология изомеризации С7-фракции «Изомалк-4»** с использованием оксидного нехлорированного катализатора СИ-4 — это разработка, направленная на повышение октанового числа фракции, выкипающей в пределах от 70 до 110°С. Обычно эта фракция не вовлекается в производство бензина из-за низкого октанового числа, или направляется на установки риформинга, снижая показатели процесса риформинга по выходу и сроку службы катализатора. ООО «НПП Нефтехим» впервые предложил использовать гептановую фракцию нафты (70–110°С) в процессе изомеризации на специально разработанном катализаторе СИ-4 и направлять продукт с октановым числом до 85 пунктов в общий бензиновый пул. Данной разработкой уже заинтересовались не только российские компании, но и крупные нефтеперерабатывающие компании из США и стран Латинской Америки.

► **Технология риформинга со стационарным слоем катализатора** — это известный и отработанный в промышленности процесс с использованием проверенных временем катализаторов серии REF. ООО «НПП Нефтехим» в последние годы улучшил показатели своих катализаторов по активности, селективности, межрегенерационному периоду и общему сроку службы. Катализаторы REF-125 и REF-130 теперь производятся и в форме сферических гранул, что позволяет улучшить распределение сырья в реакторах риформинга, снижает потери катализатора, повышает селективность процесса. Кроме того, достигается главная цель современных технических решений для установок риформинга — значительное увеличение межрегенерационного периода работы катализатора.

► **Технология рифомирминга с непрерывной регенерацией катализатора (НРК) с использованием первого российского сферического катализатора.** В текущем году компания ООО «НПП Нефтехим» совместно с ООО «Ленгипронефтехим» вплотную подошли к решению острой для российской нефтепереработки проблеме — отсутствии российской лицензионной технологии риформинга с НРК. Задача и ее решение были озвучены в Министерстве энергетики РФ на заседании рабочей группы при поддержке УК «Роснано». По результатам рассмотрения было принято решение о присвоении статуса национального проекта «Создание отечественной технологии каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора для производства высокооктановых автобензинов». План реализации был утвержден приказом Минэнерго №89 от 9 февраля 2017 года и предусматривает разработку и коммерциализацию данного проекта в России и за рубежом в течение последующих 5–8 лет. При этом катализатор для процесса риформинга с непрерывной регенерацией уже готов к своему первому внедрению. Его промышленное производство полностью налажено на собственной катализаторной фабрике ООО «НПП Нефтехим» в Нижнем Новгороде. Катализаторы серии

Установка изомеризации Bharat Petroleum Corporation Limited, Мумбаи

RC могут с успехом применяться на всех известных установках риформинга, не уступая лучшим зарубежным аналогам.

За последние годы предприятие значительно укрепило свои конкурентные позиции не только в России, но и за рубежом. Ниже приведены 3 самых значительных за последнее время внедрения технологий, разработанных ООО «НПП Нефтехим»:

- **в 2015 году** технология изомеризации пентан-гексановых фракций с одноименным названием «Изомалк-2» была с успехом применена на одной из установок Penex (UOP) на Ближнем Востоке. Особенностью установки являлось наличие компрессора циркуляции водородсодержащего газа, что сделало процесс перевода установки с хлорированного катализатора на оксидный катализатор СИ-2 достаточно простым и не требующим реконструкции. В ходе подготовки установки были переобвязаны осушители ВСГ, выключены из работы блоки подачи хлорирующего агента и защелачивания кислых стоков. Установка успешно эксплуатируется 2 года и показывает высокие показатели по выходу и октановому числу.
- **в декабре 2015 года** технология изомеризации н-бутана «Изомалк-3» была внедрена на частном китайском заводе Shandong Sincier Petrochemical Co. Установка мощностью 200 тыс. тонн в год входит в состав комплекса по получению МТБЭ, лицензиаром которого является компания Lummus. В конкурентной борьбе с наиболее распространённой в мире технологией изомеризации н-бутана «Бутамер» компании UOP заказчик принял решение в пользу российской технологии. Основная причина такого решения кроется в недостатках технологии с применением хлорированного катализатора:

– высокая чувствительность катализатора к действиям каталитических ядов;
– высокая стоимость технологического оборудования и наличие сложных в изготовлении позиций;
– постоянная зависимость от поставок реагентов и катализаторов;
– сложность очистки продукта от микропримесей хлора;
– проблемы с утилизацией отходов блока защелачивания.

Новая технология изомеризации н-бутана «Изомалк-3» лишена всех этих недостатков, что и повлияло на решение Заказчика.

- **В феврале 2017 года** при непосредственном участии специалистов ООО «НПП Нефтехим» осуществлён ввод в эксплуатацию установки изомеризации «Изомалк-2» мощностью 680 тыс. тонн в год, на территории завода Bharat Petroleum Corporation Limited, в Индийском городе Мумбаи. Установка предназначена для переработки пентан-гексановой фракции по технологии «Изомалк-2» для получения изомеризата с ИОЧ не менее 84 пунктов и пищевого гексана. Установка имеет ряд особенностей:

– содержание бензола в сырье достигает 8–10 % масс.;
– содержание углеводородов С7 может достигать до 3,5% масс.;
– установка имеет несколько режимов работы.

Основной режим — получение пищевого гексана с содержанием бензола менее 3 ppm масс. и изомеризата с ИОЧ 84 пунктов.

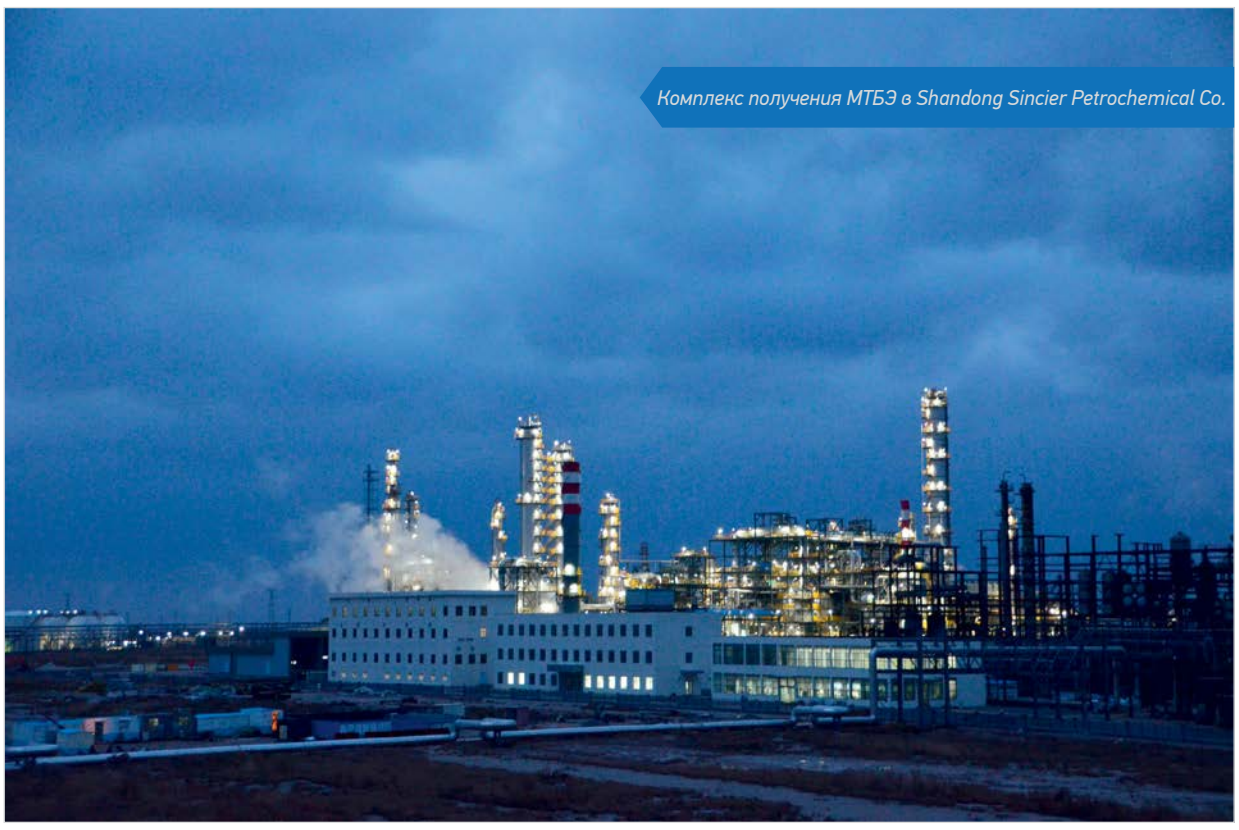
Альтернативным вариантом работы установки является работа с рециркуляцией малоразветвлённых гексанов и получением изомеризата с ИОЧ >88 пунктов.

По результатам пуска получен пищевой гексан по требуемой спецификации и изомеризат с ИОЧ 84-86 пунктов.

В ближайшие 2–3 года технологиям, разработанным ООО «НПП Нефтехим» предстоит еще более 10 внедрений в России, Китае, Европе и странах Ближнего Востока. Своим лицензиатам ООО «НПП Нефтехим» предлагает максимальный комплекс услуг, который включает:

– предпроектную проработку и выбор оптимальных технологических решений с учётом особенностей сырьевой базы, требований к продуктам и особенностей НПЗ;
– лицензирование технологии, защищенное российскими и зарубежными патентами;
– разработку Базового проекта или Исходных данных для проектирования;
– техническую помощь и консультации при детальном проектировании;
– согласование детальных схем и чертежей, рассмотрение документации от поставщиков технологического оборудования;
– участие в составлении технологического регламента и ПЛЛА (ПЛА, ПЛАС) установки;
– инспекция со стороны лицензиара строящейся установки;
– консультации и обучение технологического персонала установки;
– производство и поставка катализатора на установку;
– техническое и консультационное сопровождение во время проведения пусковых операций, вывод установки на гарантированные показатели;
– в течение всего срока эксплуатации осуществляется мониторинг работы установки, оказываются консультации.

ООО «НПП Нефтехим»
тел.: +7 (861) 267-80-31
факс: +7 (861)267-80-40
www.nefthim.ru
e-mail: info@nefthim.ru



Комплекс получения МТБЭ в Shandong Sincier Petrochemical Co.

ООО «СТК ГЕОСТАР» — лидер по созданию и внедрению инновационных технологий для интеллектуальных скважин

Тема телеметрии и телемеханизации нефтегазодобывающих месторождений становится все более актуальной в последние годы. Одной из ключевых целей автоматизации является повышение эффективности работы технологического оборудования скважины и обеспечение специалистов оперативной и достоверной информацией о процессе добычи.

Предприятием «СТК ГЕОСТАР» разработана интеллектуальная система (ИС) ГЕОСТАР-111.ДД специально для промышленных объектов, работающих в осложненных климатических условиях.

Система может работать как от постоянных источников питания, так и на автономном питании. Это позволяет использовать систему в стационарном режиме, и в мобильных проектах для автоматизации коротких технологических процессов (рис. 1).

Назначения системы:

Система автоматизации ГЕОСТАР-111.ДД предназначена для удаленного мониторинга параметров скважины и скважинного оборудования с территориально распределенных объектов, оснащенных ШГН и ЭЦН. Данная система упраздняет регулярный ручной сбор замеров и позволяет обеспечить нефтегазодобывающее предприятие достоверной информацией о состоянии каждой территориально удаленной скважины. На основании мониторинга данных обеспечивается возможность автоматического управления оборудованием.

Применение системы:

- Контроль оборудования и мониторинг рабочих процессов в нефте- и газопромысле с целью повышения добычи.
- Удаленный контроль за бурением скважин.
- Автоматизация сбора и обработки первичных геологических данных с целью систематизации.

Для сбора замеров с нефтепромысла используются датчики ГЕОСТАР, такие как уровнемер, динамограф, манометр-термометр, расходомер и датчик тока. В систему могут быть включены дополнительные датчики и устройства. Зарегистрированные значения с датчиков передаются в устройство сбора на базе контроллера (УИК), а затем отправляются на дата-сервер через сеть Интернет или локальные развернутые радиосети.

Средний уровень системы формирует программируемые одноплатные контроллеры под управлением ОС Linux, которые выполняют функцию сбора информации, ее учета, хранения и отправки, а также управления объектами. Для просмотра состояния контроллера, текущих значений приборов и установок используется ЖК-экран. Управление контроллером осуществляется либо через клавиатуру на корпусе шкафа, либо посредством Web-интерфейса (рис. 2).

Для передачи данных в базовой модели используется 3G-модем. Возможно использование других типов беспроводной передачи данных.

На верхнем уровне системы находится дата-сервер с базой данных зарегистрированных замеров и сеть компьютеров с ПО АРМ пользователя.

Для доступа к данным используется АРМ «GEOSbor», установленная на рабочем месте диспетчерского пункта.

Программа осуществляет визуализацию поступающей информации, отображает журнал событий, тревог и аварий, позволяет формировать управляющее воздействие на оборудование удаленного объекта, а также конфигурировать параметры контроллера (рис. 3).

В целом, система ГЕОСТАР-111.ДД обеспечивает оптимальный контроль за критическими значениями технологического процесса, анализ состояния насосного оборудования, расчет параметров насоса и скважины, оптимизацию добычи и работы скважины (рис. 4).

Задача поддержания работы насоса в оптимальном режиме обеспечивается за счет интеллектуальной технологии управления скважиной GeoKnow, основанной на сложной физико-математической модели. Алгоритм обеспечивает оптимальный приток в скважину за счет управления насосом. Принятие решения автоматикой осуществляется только после точного расчета всех нужных значений и сравнением их с заданными критическими уставками. Для исключения неверного срабатывания алгоритм включает в себя многократную проверку и сверку с предыдущими зарегистрированными значениями.

Основные преимущества системы: простота, низкая стоимость, легкость монтирования и высокая скорость ввода в эксплуатацию. Данная система дает большой эффект на низко- и среднедебитных скважинах в удаленных и труднодоступных районах (рис. 5).

В среднем, после годового использования системы автоматизации происходит:

- увеличение эффективности и продуктивности работы автоматизированного оборудования за счет оптимизации (5–7%);
- сокращение затрат на ремонт

Рис. 1 — Комплект интеллектуальной системы

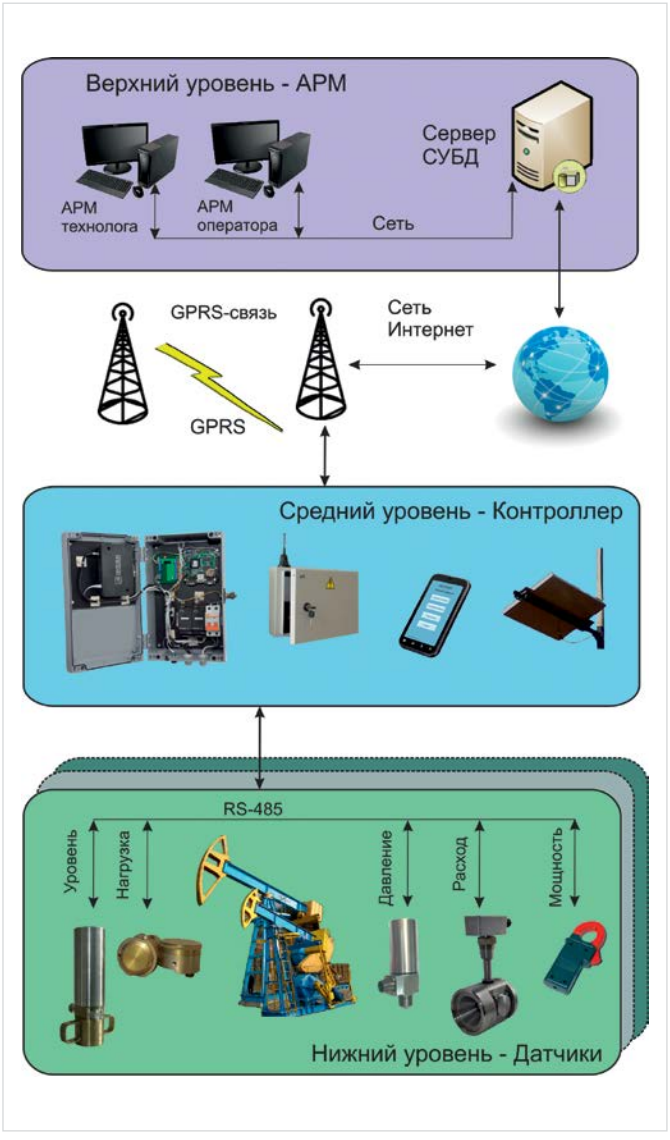


Рис. 2 — Интеграция системы Геостар-111.ДД

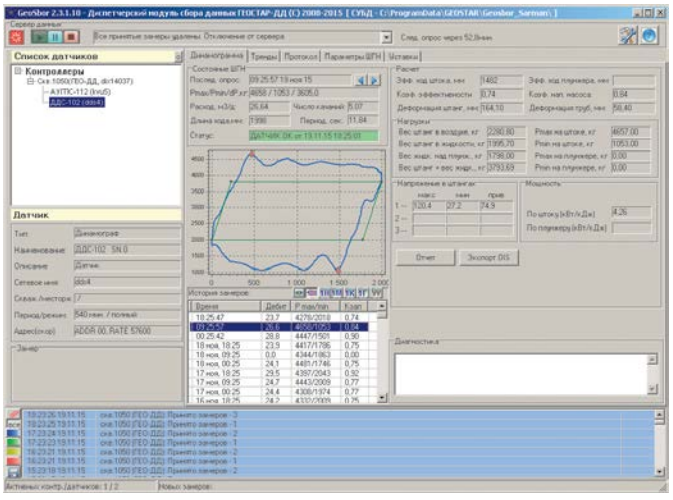


Рис. 3 — Пример отображения информации

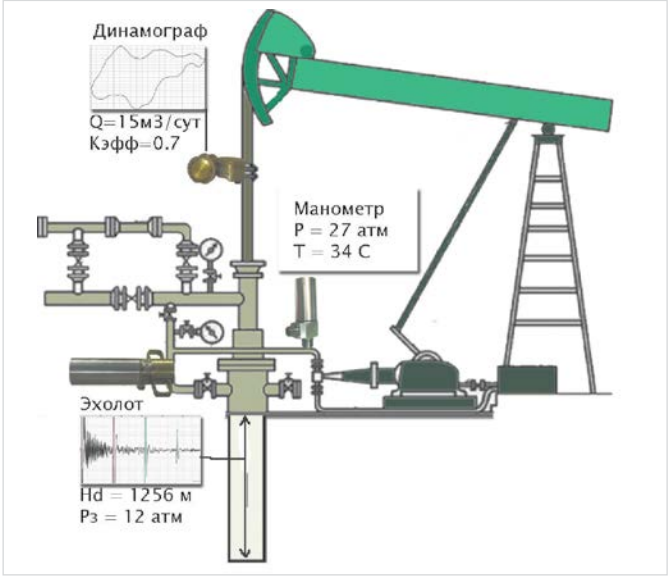


Рис. 4 — Контроль основных технологических процессов

оборудования за счет прогнозирования сбоев (6–8%);

- повышение межремонтного периода за счет контроля за работой (8–12%);
- снижение трудоемкости обслуживания оборудования ввиду уменьшения выездов операторов для регистрации замеров ручным способом (10–30%).

Внедрение технологий интеллектуальных скважин однозначно позитивно сказывается на эффективности работы предприятия. Накопление оперативных параметров работы скважины позволяет технологам видеть полную картину работы промысла, а также анализировать состояние каждой отдельной скважины. Отслеживание динамики протекающих процессов позволяет принимать оперативные решения, направленные на улучшение разработки месторождения.

Онлайн-диагностика удаленных объектов позволит персоналу упреждать нежелательные события, а не устранять их последствия. Также достигается оптимальная производительность оборудования, сокращая производственные затраты.

ГЕОСТАР-111.ДД — уникальное недорогое решение для автоматизации малодебитных скважин, которое также легко может быть интегрировано в SCADA систему. Данная система была внедрена на месторождениях России, Индии и Европы и полностью показала свою экономическую целесообразность и эффективность.

ООО «СТК ГЕОСТАР» является разработчиком, производителем и поставщиком приборов и оборудования для нефтегазовой, нефтехимической и трубопроводной промышленностей с 2003 года.

Под маркой ГЕОСТАР разрабатываются и производятся контрольно-измерительные приборы: расходомеры, уровнемеры (эхолоты), динамографы, глубинные и устьевые манометры и счетчики положения, а также исследовательское оборудование — мобильные лаборатории для гидродинамических и геофизических исследований, спуско-подъемные устройства-лебедки.

На предприятии работает коллектив высококвалифицированных специалистов, имеющих большой опыт в разработке электронных схем, КИП, программного обеспечения и специального оборудования.

ООО «СТК ГЕОСТАР»
Россия, Набережные Челны,
пр. Чулман, 37, офис 204
+7 (8552) 53-11-77, 53-11-88
gstar@gstar.ru
www.gstar.ru

Рис. 5 — Установленная система на промысле

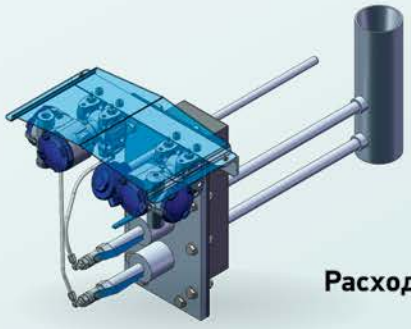
АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ СПЕ СГА

Анализатор пыли OPASTOP GP4000H
Анализатор влажности Hygrophil H 4230
Анализатор расхода ZMV
Мультиканальные газоанализаторы ZKJ ZRJ для измерения CO,CO_2,NOx, SO_2, O_2

Компоненты газа
- CO – NOx – SO_2 – O_2 – NH_2 – HCl – H_2O
- N_2O – Co_2

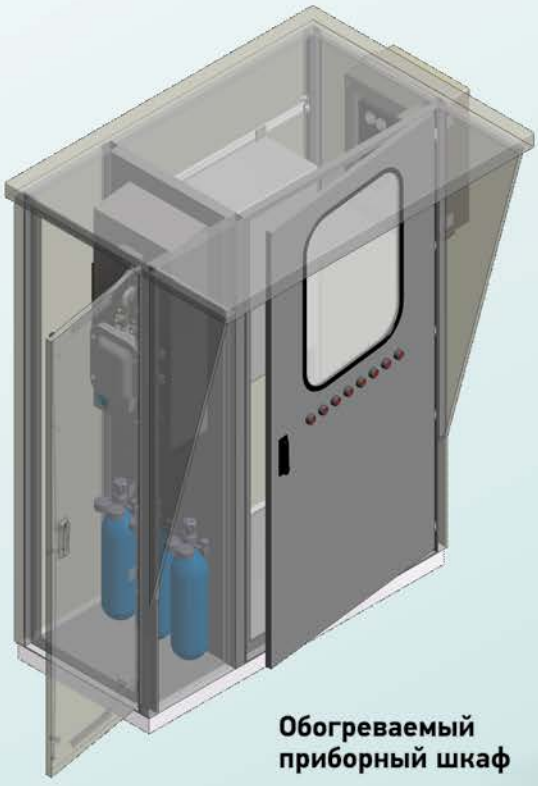
Прочие измерения
- Скорость потока дымовых газов
- Давление дымовых газов
- Температура дымовых газов
- Мониторинг запыленности

Анализатор пыли



Расходомер

Пробоотборный зонд



Обогреваемый приборный шкаф

Анализатор влажности

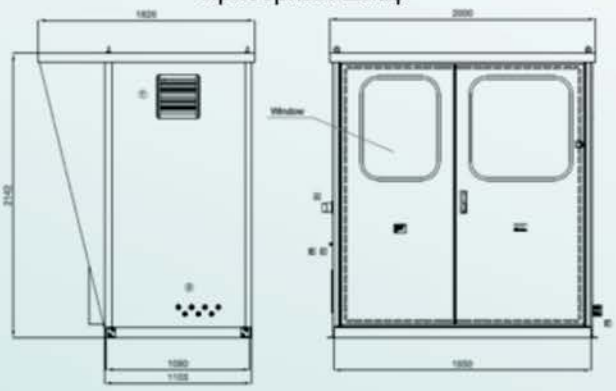
5 компонентов NDIR: Серии ZKJ

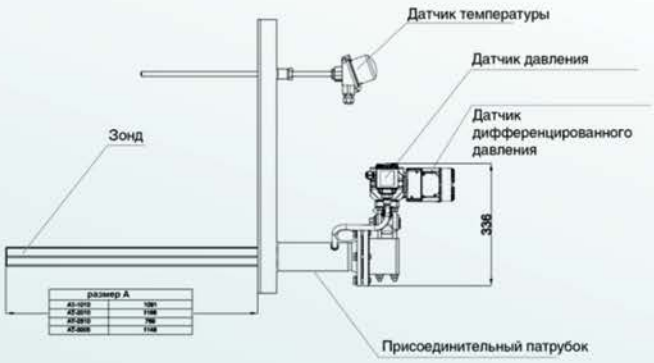
Компонент	Минимальный диапазон	Максимальный диапазон
NO	0–50 ppm	0–500 ppm
SO_2	0–50 ppm	0–10% объёмн.
CO_2	0–20 ppm	0–100% объёмн.
CO	0–50 ppm	0–100% объёмн.
CH_4	0–200 ppm	0–100% объёмн.
N_2O	0–200 ppm	0–2000 ppm
O_2*	0–5% объема	0–100% объёмн.

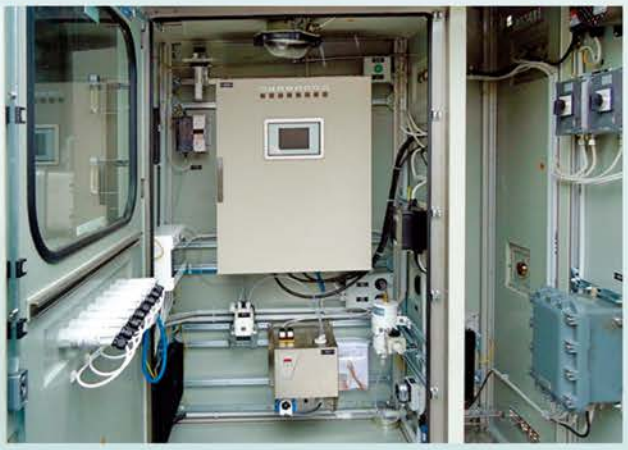
*встроенный парамагнитный датчик

Конструктивное исполнение

Приборный шкаф

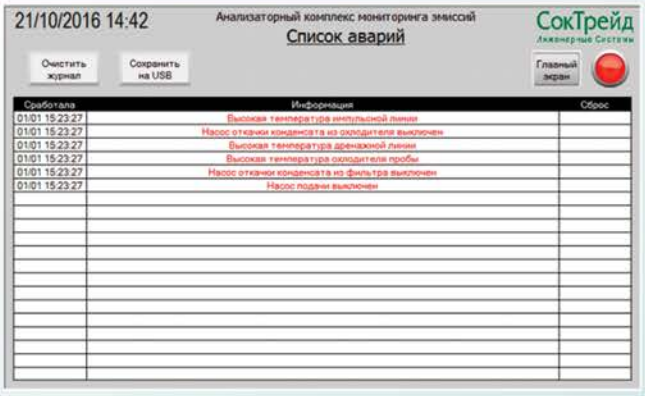


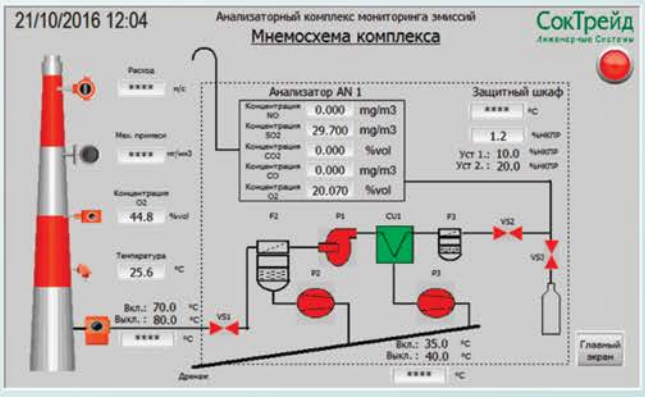




Пользовательский интерфейс ГЛАВНОЕ МЕНЮ

Пользовательский интерфейс ЭКРАНЫ ДИАГНОСТКИ





Сертификаты

СокТрейд
Инженерные Системы

8-800-5550730 (БЕСПЛАТНО ПО РОССИИ) info@soctrade.ru www.soctrade.ru

КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ ОТ СКВАЖИНЫ ДО ТОВАРНОГО ПАРКА

СУ СТМ

Станция телемеханики нового поколения на базе контроллера Phoenix Contact

И.А. Шайнуров
Ведущий специалист
info@pkbasu.ru

ПКБ АСУ-нефть, Тюмень, Россия

Ключевые слова
АСУТП, общестанционный контроллер, куст скважин, узел запорной арматуры

Компания ПКБ АСУ-нефть – одна из ведущих российских компаний-разработчиков автоматизированных систем управления для нефтедобывающего производства. Компания имеет многолетний опыт разработки, производства, монтажа и наладки станций управления систем телемеханики (СУ СТМ). В настоящее время произведено более 2500 СУ СТМ для самых различных задач. Появление новых требований и задач со стороны нефтедобывающих компаний, новые финансово-экономические условия, техническое развитие вычислительной техники, средств измерения, оборудования связи и коммутации приводят к обновлению линейки выпускаемого оборудования, в том числе и СУ СТМ. Портфель решений компании ПКБ АСУ-нефть в области систем телемеханики пополнился изделием – СУ СТМ на компонентах Phoenix Contact.

СУ СТМ предназначена для построения системы телемеханики нефтяного или газового промысла и выполняет функции сбора, передачи информации с технологического оборудования на верхний уровень системы ТМ, управления технологическим оборудованием в автоматическом режиме или по команде с верхнего уровня.

Среди основных преимуществ СУ СТМ на базе контроллера Phoenix Contact:

- Истинное немецкое качество комплектующих;
- Двойное тестирование компонентов и станции в целом;
- Конкурентоспособная цена;
- Простота монтажа за счет пружинной технологии соединения проводников COMBICON;
- Простота конфигурирования и диагностики;
- Максимальная гибкость – возможность расширения модулями InLine;
- Поддержка большого парка агрегатных контроллеров, устройств и оборудования;
- Компактные размеры модулей ввода/вывода позволяют сохранить пространство в шкафу управления, а также обеспечивают заменяемость устаревших контроллеров других типов без демонтажа шкафа управления;
- Оперативная техническая поддержка.

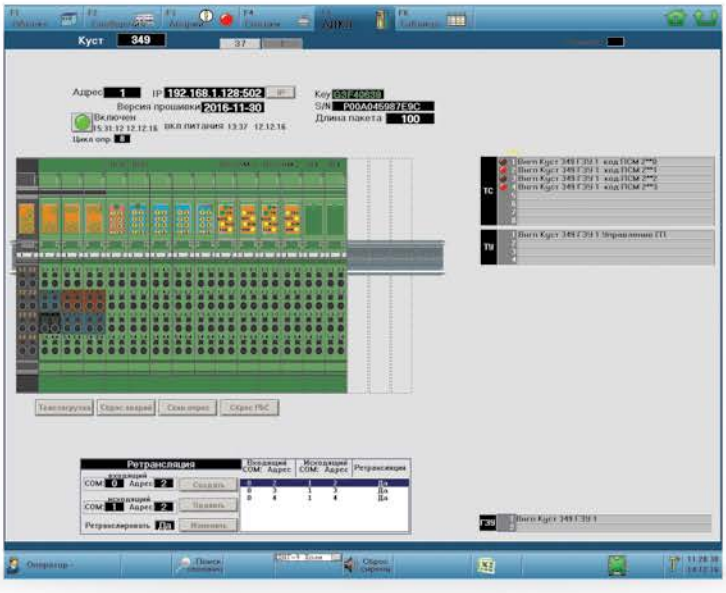
Поддерживаемы системы связи: GSM, GPRS, WiFi, WiMAX, Motorola CANOPY, УКВ, ADSL, выделенные линии и оптоволоконные каналы.

Технические характеристики:

- Базовый компонент: **программируемый контроллер PHOENIX CONTACT класса 100**;
- Процессор: **Altera Nios II 64 МГц**;
- Объём памяти программ/данных: **1Мб/1Мб**;
- Рабочая температура: **от -40°С до +60°С (модели ХС), исполнение с автоматическим обогревом**;
- Готовность к работе в составе телемеханики **куста скважин, узла запорной арматуры, удаленного площадочного объекта**.
- Количество сигналов ввода-вывода: **до 700**;
- Количество подключаемых по RS485 (MODBUS RTU) устройств: **до 60**;
- Защита портов: **УЗИП PLUGTRAB**;
- Коммуникационные протоколы: **Modbus/TCP, WEB, FTP**;
- **2 порта RS485, 2 порта Ethernet**;
- Напряжение питания: **24В пост. тока**;
- Бесперебойное питание: **ИБП 24В 3-го поколения**;
- Буферизация обмена: **до 2 суток**.

Поддерживаемое оборудование

Программное обеспечение контроллера позволяет наращивать, включать, либо исключать различные функции. Мощные ресурсы контроллеров позволяют реализовать станцию управления, совмещающую в себе КП телемеханики и функции управления ГЗУ в одном контроллере.



Мнемосхема конфигурирования

Из функциональных блоков можно выделить следующие:

- Модуль сканирования телесостояний;
- Модуль текущих телеизмерений с постоянным контролем величины отклонения, предельных значений и обрыва датчика;
- Модуль интегральных телеизмерений, для выдачи мгновенных и накопленных значений расхода за заданный промежуток времени;
- Модуль управления групповыми замерными установками (до 2-х установок);
- Нижний уровень клиента Modbus, с постоянным контролем состояния связи, важных телесостояний, контролем величины отклонения и предельных значений телеизмерений;
- Модуль организации ретрансляции;
- Блок контуров управления, позволяющий управлять запорной арматурой, подпорным насосом, насосом откачки, нагревателем, вентиляцией загазованности, резервным оборудованием, поддержка импульсного, потенциального и периодического режима управления, формирование аварий управления;
- Модуль самодиагностики;
- Модуль формирования буфера передачи.

Программное обеспечение станции реализовано по модульному принципу, может поставляться в различных комбинациях и допускает удаленную загрузку прикладных программ.

Доступен встроенный свободно программируемый веб-сервер для визуализации при помощи ПО WebVisit. Для простого ввода в эксплуатацию – универсальная программа Connect+.

Более детальная настройка параметров и программирование контроллеров осуществляется в поддерживающем стандарты МЭК 61131 программном обеспечении PC WORX, бесплатная версия EXPRESS доступна для загрузки через интернет.

Право на использование программного обеспечения станции защищено лицензией.

В настоящий время проведены испытания СУ СТМ на базе контроллера PHOENIX CONTACT на объектах «Газпром нефть». Превосходное качество сборки и комплектующих станций телемеханики предопределяет выбор Заказчика в пользу продукции ООО «ПКБ АСУ-нефть».

ООО «ПКБ АСУ-нефть»

625000, Тюмень, ул. Герцена, 86а.
т./ф. (3452) 757-223, 757-224, 757-225
info@pkbasu.ru
www.pkbasu.ru

УДК 65.011.56

Контроль выноса песка из промысловой газовой скважины

(по результатам испытаний и промышленной эксплуатации)

Е.В. Попов
главный геолог[1]
epopov@purgaz.com

С.С. Савастюк
ведущий геолог Губкинского ГП[1]
savastyk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

С.А. Ежов
ведущий инженер[2]
ejov@binar.ru

В.М. Карюк
директор[2]
karuk@binar.ru

И.В. Морозов
ведущий научный сотрудник[2]
morozov@binar.ru

[1]ЗАО «ПУРГАЗ», Губкинский, Россия
[2]ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В статье рассмотрены основы построения автоматизированной системы, предназначенной для регистрации выноса механических примесей (песка) из газодобывающих скважин. Описан отечественный регистратор выноса твёрдых фракций РВТФ «КАДЕТ» ВН1228, определяющий наличие песка в потоке газа, а также относительное изменение количества песка в единицу времени. Описаны результаты испытаний.

Ключевые слова
газодобывающие скважины, регистратор выноса песка, система регистрации

В газодобывающей отрасли главной задачей автоматизации является обеспечение оперативного контроля технологических режимов работы скважин на всех стадиях разработки месторождения.

Скважина должна работать на режиме, обеспечивающем плановые отборы газа при соблюдении условий надежности и безопасной эксплуатации оборудования. Вынос породы (песка) из неуплотненных, рыхлых пластов — один из проблемных вопросов в процессе эксплуатации газовых скважин. Это может привести к абразивному износу устьевого оборудования обвязки скважины, технологических линий и, как следствие, к аварийной ситуации. Своевременное оперативное реагирование на увеличение доли механических примесей в потоке газа позволит продлить срок работы скважины и промыслового оборудования.

На сегодняшний день применяются различные методы контроля и предотвращения опасного выноса песка из газовых скважин, которые, однако, не всегда эффективны и могут привести к потере производительности скважины.

Краткое описание системы регистрации выноса песка

Регистратор выноса твёрдых фракций РВТФ «КАДЕТ» ВН1228 предназначен для экспериментального измерения интенсивности выноса песка из скважин в режиме реального времени и формирования на выходе системы информации, необходимой для поддержания работы скважины в оптимальном режиме.

На рис. 1 представлен внешний вид регистратора, который устанавливается на наружной поверхности газопровода при помощи прижимных хомутов.

В приборе реализован акустико-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяющий в сочетании с цифровой обработкой сигналов точно отражать динамику выноса твердых фракций. Однако датчики реагируют и на посторонние акустические шумы, в том числе от источников, не связанных с переносом песка. Например, на вибрацию, возникающую при дросселировании на элементах запорной или ограничивающей арматуры, или шумы от посторонних источников, вплоть до атмосферных осадков. В регистраторе, за счет применения специальных методов цифровой обработки сигналов, достигается эффективное выделение акустических импульсов, возникающих при ударах песчинок о стенки трубы.

Основные характеристики регистратора:

- Минимальный размер регистрируемых частиц — 20 мкм;
- Минимальный регистрируемый объём выносимых частиц — 0,002 г/сек.;
- Период обновления данных — от 15 сек до 60 мин;
- Чувствительный элемент — акустико-эмиссионный, 3 шт.;
- Температура окружающей среды — от -50° до +50°С;
- Срок службы внутренних элементов питания зависит от периода опроса, при опросе один раз каждую минуту — не менее 24 месяцев;
- Конструктивное исполнение — «искробезопасная электрическая цепь» 2ExicIIAT4.

Регистратор разработан на основании полученного 10.01.2011 г. патента на изобретение №2408868 «Способ регистрации включения твёрдых фракций в газовом потоке» и от 04.12.2015 получен сертификат соответствия №1987815 №РОСС RU.АГ66. Н02187.

Регистратор РВТФ «КАДЕТ» ВН1228 разработан на отечественном предприятии — «Объединение БИНАР» (г. Саров). Изготавливается без закупок импортных комплектующих и является импортозамещающим оборудованием.

№	Объект испытаний	Предприятие	Дата испытаний
1	Увязовская ПХГ	ООО «Газпром ПХГ»	21-23.04.2010
2	Медвежье НГКМ	ООО «Газпром добыча Надым»	18-21.04.2011
3	Ямсовейское НГКМ	ООО «Газпром добыча Надым»	23-26.04.2011
4	Восточно-Таркосалинское месторождение	ОАО «Новатек»	16-25.10.2012
5	Мечетское месторождение	ООО «Газпром добыча Краснодар»	28.08.2013 – 02.09.2013
6	Восточно-Прибрежное месторождение	ООО «Газпром добыча Краснодар»	28.08.2013 –02.09.2013
7	Восточный купол Комсомольского ГП	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	окт. 2013
8	Вынгаяхинский ГП	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	окт. 2013
9	Губкинский ГП	ЗАО «Пургаз»	19.06.2014
10	Губкинский ГП	ЗАО «Пургаз»	март 2015
Сдано в промышленную эксплуатацию			
11	Северный участок сеноманской газовой залежи Губкинского ГП	ЗАО «Пургаз»	24.08.2016 – 25.09.2016
12	Южный участок Губкинского газового месторождения	ЗАО «Пургаз»	13.10.2016 – 18.10.2016

Таб. 1 — Перечень объектов, на которых проведены испытания

Результаты испытаний РВТФ «КАДЕТ» ВН1228

Испытания системы РВТФ «КАДЕТ» проводились в период с 2010 по 2016 гг. на двенадцати различных объектах газовой отрасли (таб. 1).

Во всех испытаниях получены результаты, позволяющие говорить о работоспособности РВТФ «КАДЕТ», как системы, адекватно и эффективно регистрирующей факты выноса песка и контролирующей тренды этого выноса из газодобывающих скважин в реальном масштабе времени.

Внедрение на Губкинском газовом промысле ЗАО «Пургаз»

В 2016 г. на выходных коллекторах кустов газовых скважин Губкинского месторождения стационарно установлены регистраторы выноса песка РВТФ «КАДЕТ» ВН1228 по одному на каждом коллекторе, таким образом, с помощью 34 регистраторов контролем охвачено 95 скважин.

На рис. 2 приведено фото установленного регистратора.

Для интегрирования в информационную систему газового промысла на каждом кусте дополнительно к регистратору установлен конвертор ВН1228.600, содержащий в своем составе программируемый логический контроллер ВСЕ-5. Конверторы обеспечивают дистанционное управление имитатором выноса песка, установленного на газопроводе рядом с первичными измерительными преобразователями.

Система РВТФ «КАДЕТ» является беспроводной и полностью автоматизированной. На трубопровод монтируются датчики регистратора, которые являются не инвазивными накладными элементами, и крепятся при помощи прижимных хомутов, без проведения огневых работ и остановки скважины. Данные из регистратора по радиоканалу передаются на базовую станцию, далее в составе пакета данных на АРМ оператора.

При появлении песка в продукции скважин, дополнительно к сигналу, отражающему тренд выноса песка, срабатывает защитный сигнал на АРМ оператора. На рис. 3 в качестве иллюстрации приведены сигналы, соответствующие интенсивности выноса песка и дебиту скважины. Далее производятся работы по определению конкретной скважины, при помощи мобильного оборудования, входящего в комплект поставки. Таким образом, оперативный персонал предупрежден об опасности, и может планировать мероприятия для защиты технологического оборудования и вывода скважины на оптимальный режим работы.

При видимом отсутствии выноса песка или подозрении на отсутствие сигнала от датчиков регистратора, непосредственно из операторной проводится дистанционная проверка работоспособности системы в режиме имитатора выноса песка.

На Губкинском месторождении проводится постоянный мониторинг за выносом песка. В результате этого выделяются скважины, из которых периодически происходит вынос механических примесей. По этим скважинам проводятся дополнительные исследования с целью подбора оптимального режима и выявления необходимости в проведении ремонтных работ.

Рис. 1 — Внешний вид регистратора «КАДЕТ» ВН1228

Рис. 2 — Фото регистратора, установленного на коллекторе Губкинского куста скважин №35 при снятых элементах теплоизоляционного слоя

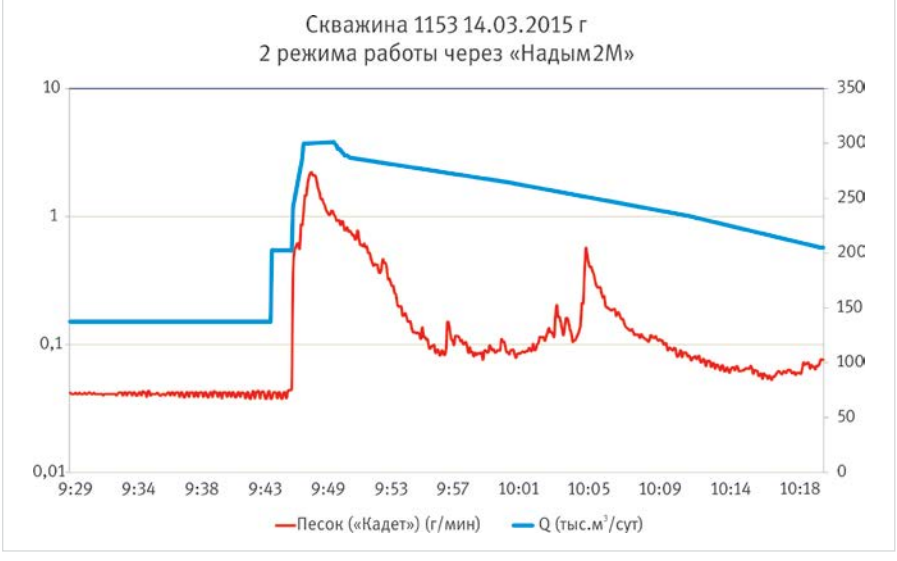


Рис. 3 — Графики скорости выноса песка из скважины и дебита: по горизонтальной оси – время на 14.03.2015; по левой вертикальной оси – вынос песка в гр./мин.; по правой вертикальной оси – дебит скважины в тыс. м³/сутки

Выводы

Проведенные испытания и промышленная эксплуатация системы РВТФ «КАДЕТ» на двенадцати объектах газовой отрасли позволяют сделать следующие выводы:

1. Разработана и доведена до промышленного исполнения накладная акустико-эмиссионная система регистрации выноса твёрдых фракций из газовых скважин РВТФ «КАДЕТ» ВН1228, которая обеспечивает постоянный мониторинг за выносом песка в режиме реального времени. Система позволяет оперативно реагировать на появление в скважинной продукции твёрдых фракций, что может предотвратить разрушение технологического оборудования и вместе с тем обеспечить достаточную продуктивность конкретной скважины.
2. Наряду с регистраторами, в систему входят модули, организующие радиосеть, программируемые логические контроллеры и для контроля работоспособности тракта регистрации акустические имитаторы выноса песка.
3. Система предназначена для установки непосредственно на устье скважины, что защищает ее показания от искажений, обусловленных переносом песка по длинному шлейфу (в том числе и его оседанием) и обеспечивает более высокую точность и динамичность по сравнению с аналогичной системой, установленной в конце шлейфа.
4. Конструкция элементов системы не предполагает при проведении монтажа регистратора выполнения огневых и сложных монтажных работ.
5. Электронный блок регистратора выпускается в двух исполнениях:
   - с автономным питанием и радиоканалом на частоте 868 МГц;
   - с внешним питанием и интерфейсом RS-485 (Modbus-RTU).
6. Автономность питания электронных модулей системы и отсутствие кабелей питания и связи обеспечивают удобство эксплуатации и обслуживания системы РВТФ «КАДЕТ» и позволяет встраиваться в систему АСУ промысла, а также включаться в состав беспроводных сенсорных сетей. Наличие радиоканала позволяет управлять регистратором и считывать результаты измерений непосредственно на объекте с помощью мобильного АРМ.
7. В регистраторе РВТФ «КАДЕТ» решена проблема выделения информации, непосредственно обусловленной наличием песка в газовом потоке от шумов других источников, не связанных с переносом песка.
8. Испытания показали, что динамические характеристики системы в совокупности с местом ее установки, позволяют регистрировать переходные процессы в пескопроявлениях, которые вызываются даже незначительными изменениями дебита.

607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр.17А,
+7 (83130) 7-53-50, 7-53-53
binar@binar.ru
www.binar.ru

ENGLISH **AUTOMATION**

Control of sand in production gas wells

(based on well tests and industrial operations)

UDC 65.011.56

Authors:
Evgenij V. Popov — chief geologist[1]; epopov@purgaz.com
Sergej.S. Savastjuk — leading geologist[1]; savastyk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
Stanislav A. Ezhov— leading engineer[1]; ejov@binar.ru
Vladimir M. Karjuk— director[1]; director@binar.ru
Ivan V. Morozov— leading researcher[2]; morozov@binar.ru

[1]"PURGAZ" CJSC, Gubkinskiy, Russian Federation
[2]"BINAR" LLC, Sarov, Russian Federation

Abstract

The article is devoted to fundamentals of automation system, necessary for registration the mechanical impurities (sand) in gas producing wells.

RVTF "KADET" VN1228, the solids carryover recording device, manufactured in the country, is described in the article; it is able to determine the occurrence of the sand in gas current and fractional change of sand quantity, taking into account the unit of time.

Conclusions

The tests and technology operations, concerning the RVTF "KADET" VN1228, were carried out in twenty facilities of gas industry, they allows for the conclusion that:

1. Clamp-on acoustic-emission system (KADET) for registration of sand production in gas wells was developed and is ready for industrial manufacturing and application, the system provides constant monitoring of the sand on a real-time basis.
   The system provides the real-time reacting on the solids in the production fluid, that helps to prevent of the equipment destruction and afford producibility of the given well.
2. The system consists of recording devices and modules, managing radio net, flash logic controllers and acoustic simulators of sand recovery for performance monitoring of log route availability.
3. The system is designed to be installed directly at the wellhead, it keeps readings in safety; the flow of sand (and its subsidence) can induce distortions in long flowlines and provides high accuracy and acceleration capacity in comparison with the similar system, designed at the end of the flowline.
4. The design of the system components does not suppose assembly operations and hot works when carrying out the installation arrangement.
5. The cartridge of the recording device is usually made in two modifications:
   - self powered; radio channel on a frequency of 868 MHz,
   - outsourced; computer gateway RS-485 (Modbus-RTU).
6. Self powered system modules without any electric cables provides flexibility in application and serviceability of the system RVTF "KADET" and allows integrating into the Computer-Assisted Management and be incorporated of the wireless sensor network. The radio net allows controlling the recording deviceand reading the measurement results directly on-site, using a mobile work station.
7. The problem of highlighting, concerned with the presence of sand in the gas stream and the difference from the incoherent data, caused by other interference units, is solved in the system "KADET".
8. Tests showed that the dynamic properties and the location of the system allow registering the transient phenomenon in the sand ingress, which are caused by the minor modifications of the output.

Keywords

output wells,
the recording device of sand production,
detecting system

GEDORE
TOOLS FOR LIFE

MAGIC

УДАРНЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ДИНАМОМЕТРИЧЕСКОМУ ИНСТРУМЕНТУ!

Невозможно представить себе отрасль, в которой можно обойтись без контроля момента затяжки резьбового соединения, то есть без динамометрического инструмента.

Как определить производителя, продукция которого будет полностью соответствовать требованиям производственного процесса и прослужит долгие годы?

Для проведения экспресс-оценки мы предлагаем вам найти ответы на вопросы:

1) Какую линейку динамометрического инструмента выпускает компания?
2) Сколько данный производитель существует на рынке?
3) Включена ли продукция данного производителя в государственный реестр средств измерения РФ?
4) Есть ли в ассортименте данного производителя оборудование для калибровки динамометрического инструмента?
5) Имеет ли динамометрический инструмент индивидуальный номер и заводской сертификат калибровки?
6) И, самое простое, есть ли в открытых источниках отзывы о выбранном Вами продукте?

Концерн **GEDORE** уже более 50 лет является одним из мировых лидеров в производстве динамометрического инструмента, усилителей и анализаторов крутящего момента!

Ассортимент **GEDORE** позволяет подобрать оптимальный динамометрический инструмент и аксессуары для работы с моментом в диапазоне от 0,02 до 54000 Нм. Вы выбираете из:

- 19 типов механических динамометрических ключей с моментом от 0,4 до 3000 Нм;
- 4 типов динамометрических отверток с моментом от 0,04 до 13,6 Нм;
- 2 типов электронных динамометрических ключей с моментом от 2 до 1000 Нм;
- 12 типов усилителей крутящего момента (от 250 до 54000 Нм);
- 2 типов анализаторов крутящего момента (от 0,2 до 3150 Нм).

Вся продукция, представленная в официальном каталоге концерна **GEDORE** для рынка РФ, включена в ГРСИ РФ и поступает в продажу с заводскими сертификатами качества.

Продукция концерна **GEDORE** – это эталон надежности и качества!

Группа Компаний «Западный Элемент» является официальным дистрибутором и сервис партнером концерна **GEDORE** в РФ. Наши специалисты будут рады оказать вам все необходимое содействие при выборе, приобретении и последующем обслуживании динамометрического инструмента и другой продукции концерна **GEDORE**!

WE SUPPLY

ООО «Западный Элемент»
Офис Южно-Сахалинск: 693008, Южно-Сахалинск,
пер. Солнечный д. 9-А, оф. 4.
+7 (4242) 46-41-64
Офис Москва: 117997, Нахимовский проспект,
д. 32 ИДВ РАН, оф. 1001.
+7 (495) 374-89-21
quote@wesupply.ru, info@west-element.ru

WE're experts in procurement outsourcing & industrial products distribution

WWW.WESUPPLY.RU

Мобильный комплекс для контроля сварных соединений труб малого диаметра методом цифровой радиографии

В.И. Капустин[1]
Т.М. Гурьева[2]
С.Б. Красильников[3]
И.В. Соколов[2]
А.В. Шмелев[1]

[1]ООО «АВКОНТ», Москва, Россия
[2]ОАО «НИИЭФА им. Д.А. Ефремова», Санкт-Петербург, Россия
[3]ООО «Синтез НПФ», Санкт-Петербург, Россия

Разработан мобильный цифровой рентгеновский комплекс для контроля сварных соединений труб малого диаметра в условиях ограниченного пространства методом цифровой радиографии. Испытаны и подтверждены основные технические, эксплуатационные характеристики и функциональные параметры мобильного цифрового рентгеновского комплекса «Шелест-Д» требованиям, основным положениям стандартов: EN 13068-1:2000; EN 13068-2:2000; EN 13068-3:2002 [1–3].

Радиационный контроль сварных соединений труб малого диаметра (от 20 до 40 мм и толщиной стенки 1,5–3,0 мм) в условиях ограниченного пространства является трудоемким процессом. Традиционно в качестве излучения применяются радионуклидные источники Селен-75 и Иридий-192 с размером фокусного пятна 1,0–2,0 мм. Экспериментальные исследования и теоретическая оценка чувствительности контроля трубок малого диаметра с применением радионуклидных источников Селен-75 и Иридий-192 показали, что получить чувствительность согласно ГОСТ 7512-82 по 1 классу с применением проволочных эталонов чувствительности удается с большим трудом из-за низкого контраста изображений [1, 2].

Ситуация усугубляется тем, что для обеспечения такой чувствительности необходимо использовать высококонтрастную мелкозернистую радиографическую пленку типа «Структурикс» Д-2 [2] и рентгеновские аппараты с выносным анодом. В этом случае время контроля на один снимок составит порядка 20–30 мин, включая время на подготовку операции. Следует отметить, что в настоящее время также отсутствуют устройства для крепления рентгеновского аппарата и приемника в процессе позиционирования. Указанные факторы свидетельствуют о низкой производительности и большой трудоемкости контроля трубок малого диаметра.

Для решения этой актуальной задачи компанией ООО «АВКОНТ», совместно с ООО «Синтез НПФ» в интересах ОАО «НИИЭФА им. Д.А. Ефремова» разработан мобильный цифровой рентгеновский комплекс «Шелест-Д», предназначенный для рентгенотелевизионного контроля (далее по тексту цифровая радиография) сварных соединений труб малого диаметра в условиях ограниченного пространства.

Составные части комплекса: переносной пульт управления, перемещаемые защитные экраны для безопасности персонала от ионизирующего излучения, два штативных устройства для крепления преобразователя и рентгеновского аппарат, при этом каждый штатив позволяет перемещаться комплексу по семи осям в процессе контроля. Кабель длиной до 90 м.

В комплексе «Шелест-Д» в качестве детектора используются плоскопанельные CMOS матрицы двух размеров — 100х50 мм и 50х25 мм.

В качестве излучателя впервые использовался специально разработанный рентгеновский аппарат с выносным анодом со встроенной системой электромагнитного фокусирования и охлаждения, способный обеспечить размер фокусного пятна порядка 0,05÷0,5 мм, а оригинальная система охлаждения — возможность длительной работы при анодной мощности до 120 Вт.

Технические характеристики комплекса «Шелест-Д» приведены в таб. 1.

Принцип работы комплекса «Шелест-Д» основан на получении информации об объекте путем преобразования энергии рентгеновского излучения при прохождении через объект и регистрацией фотонов КМОП матрицей. Информация от КМОП матрицы поступает в блок управления и обработки изображения (далее по тексту — блок управления), отображается на экране монитора и может быть сохранена в памяти компьютера.

Наименование	Величина
Толщина просвечиваемых материалов: - по стали до, мм -по алюминию до, мм	 10,00 100
Рабочее поле контроля: - для плоскопанельного детектора №1, мм - для плоскопанельного детектора №2, мм	 100х50 50х25
Размеры блока управления не более, мм	570х320х120
Качество отображения	FullHD
Вес блока управления не более, кг	7.5
Вес блока рентгеновского излучателя не более, кг	4.0
Размеры блока рентгеновского излучателя не более, мм	∅
Мощность дозы излучения при максимуме, кВ / мА:	не менее 10 мР /мин при 100 кВ и 1мА через 6 мм стали на 1000 мм от фокусного пятна
Диапазон плавного регулирования напряжения на трубке излучателя, кВ	от 50 до 120
Диапазон плавного регулирования тока на трубке излучателя, мА	от 0,1 до 1.2
Максимальная мощность излучателя на аноде, Вт	140
Длина излучателя анода до фланца трубки не менее, мм	100
Размер фокусного пятна по EN 12543, мм	0,1–1,0
Размер фокусного пятна с магнитной фокусировкой, мм	0,05 ÷ 0,5
Угол выхода излучения без коллиматора, град	360
Угол выхода излучения наклона плоскости диаграммы, град	20°от плоскости, перпендикулярной оси трубки
Температура отключения излучателя, °С	+70
Рабочий цикл: излучателя, %	100 при 20°С
Перемещаемая биологическая защита, обеспечивающая условия безопасной работы для персонала группы А	
Поле контроля при использовании плоскопонельного детектора №1, мм	100х50
Поле контроля при использовании плоскопонельного детектора №2, мм	50х25
Полный средний срок службы не менее, лет	7,0

Таб. 1 — Технические характеристики комплекса «Шелест-Д»

В процессе испытаний комплекса по методике Р Газпром 2-2.4-866-2014 [3] установлено следующее:

- внутренняя нерезкость детектора Ui составляла не более 0,4 мм;
- дифференциальное и интегральное искажение V_d,V_i составляли, не более 5%.
- дифференциальная и интегральная однородность H_d, составляли не более 10%;
- выявлемость дефектов соответствовала классу В стандарту EN ISO 5817-1:2014 и классу 1 по ГОСТ 7512-82 [1];
- чувствительность контроля оценивалась по анализу образца по схеме через две стенки по двойной номинальной толщине стенки 1,65 мм и составляла по проволочному элементу эталона (IQI) 0,080мм (W17) дуплекса № D12.

Согласно [4], параметры классификации комплекса МЦРК при испытаниях для классов SC-1, SC-2, SC-3 должны соответствовать [5], что соответствует полученным в процессе испытаний параметрам.

Таким образом, экспериментально подтвердили технические параметры мобильного цифрового рентгеновского комплекса в условиях ограниченного пространства «Шелест-Д» требованиям, основным стандартам: EN 13068-1:2000; EN 13068-2:2000; EN 13068-3:2002 [4, 6, 7], а также классу изображения SB, а по оценке качества контроля детекторов относится к классу системы детекторов SC1.

В качестве иллюстрации технического решения на рис. 1 представлено штативное устройство с установленным рентгеновским излучателем и преобразователем для контроля трубок малого диаметра в стесненных условиях.

Управление режимами «Шелест-Д» осуществляется посредством программы IpMatrix с блока управления. Внешний вид блока управления показан на рис. 2.

Собственно цифровой преобразователь с вынесенным чувствительным элементом показан на рис. 3.

Выводы

1. Экспериментально установлено, что радиографическая чувствительность комплекса «Шелест-Д» составляла по проволочному эталону (IQI) 0,080 мм (W17) дуплекса № D12 при контроле по схеме через две стенки.
2. Комплекс «Шелест-Д» обеспечивает класс изображения SB согласно требованиям стандарта EN 13068-3:2002. [3], а по оценке качества контроля детекторов соответствует классу системы детекторов SC1.
3. Разработанный комплекс «Шелест-Д» может быть применен для контроля:
   - сварных соединений труб малого диаметра в условиях ограниченного пространства в труднодоступных местах при эксплуатации и монтаже оборудования химического и нефтяного машиностроения;
   - досок парогенераторов и оборудования АЭС;
   - сварных соединений трубок малого диаметра в условиях радиационного фона АЭС;
   - контроль изделий электроники, композиционных материалов при лабораторных исследованиях.
4. Преимущества мобильного комплекса «Шелест-Д»:
   - цифровое изображение, полученное с применением плоскопонельного детектора, высокое разрешение, размер пикселя 96 и 48 мкм.
   - оригинальное программное обеспечение для получения и компьютерной обработки цифровых изображений;
   - специальная конструкция крепления излучателя и преобразователя позволяет их позиционировать в условиях пространственных ограничений при контроле труб малого диаметра, сборок и др.;
   - имеется сертификат соответствия РОСС RU. МЛО6. В00170 требованиям безопасности. Срок действия с 03.08.2016 по 02.08.2019.

Разработка комплекса выполнена ООО «АВКОНТ», являющимся самостоятельным предприятием по разработке приборов, оборудования, оснастки, программного обеспечения для систем автоматизации радиационных цифровых методов контроля сварных соединений газопроводов, нефтепроводов, оборудования и трубопроводов АЭС. Предприятие осуществляет комплексную поставку цифровых радиационных систем, включая, методические документы, учитывающие специфику контроля Заказчика. «АВКОНТ» обеспечивает техническую поддержку и обслуживание поставленного оборудования в течение всего времени его эксплуатации.

Список литературы

1. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Радиографический метод.
2. Капустин В.И., Рябов А.Н., Козин Ю.Н., Шведов Л.И., Максимова Т.Н. Оценка возможности применения гамма-дефектоскопов с источником излучения Селен-75 для контроля сварных соединений оборудования и трубопроводов АЭС до 40 мм по стали // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2008 №4. С. 58–63.
3. Р Газпром 2-2.4-866-2014 Материалы, приборы, оборудование радиографического неразрушающего контроля качества сварных соединений газопроводов.
4. EN 13068-3, Неразрушающий контроль – Радиоскопический контроль – Часть 3: Общие принципы радиоскопического контроля металлических материалов посредством рентгеновского и гамма-излучения.
5. Р Газпром 2-2.4-865-2014 Радиографический контроль качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых магистральных газопроводов.
6. EN 13068-1, Неразрушающий контроль – Радиоскопический контроль - Часть 1: Количественные измерения характеристик изображения.
7. EN 13068-2, Неразрушающий контроль – Радиоскопический контроль – Часть 2: Проверка долговременной стабильности устройств формирования изображения.

ООО «АВКОНТ»
+7 (495) 971-68-84
avcont@avcont.ru
www.avcont.ru

Рис. 2 — Внешний вид блока управления

Рис. 1 — Штативное устройство с установленными преобразователем и излучателем

Рис. 3 – Цифровой рентгеновский преобразователь

Бипрон™ для заземления в высокоомных грунтах

Алексей Грибанов
технический директор

ООО «Бипрон», Москва, Россия

Сегодня в промышленности и быту применяется сложное оборудование, чувствительное к внешним электрическим воздействиям. В связи этим возрастают требования к заземлению. В статье рассмотрены несколько видов заземления — традиционные схемы и инновационная отечественная система Бипрон™.

Распространенные способы

В настоящее время для достижения нормативных значений контура заземления используется множество способов. Наиболее известными являются: вертикальные (штыревые) заземлители и горизонтальные лучевые из черной углеродистой стали, защищенные от коррозии цинкованием или омедненные. В условиях высокоомных грунтов (скальные породы, сухой песок или вечномерзлые грунты) часто применяются глубинные заземлители или горизонтальные протяженные заземлители из полосовой стали или круглого сечения.

Применение таких способов, ставших «традиционными», чаще всего, приводит к высокой металлоемкости контура заземления, выносу высокого потенциала за пределы защищаемого объекта, значительным трудозатратам на монтаж, обслуживание и последующий ремонт.

Для повышения эффективности заземлителя и снижения переходного электрического сопротивления электрод – грунт сегодня стараются увеличить площадь токоотдачи вокруг электрода. С этой целью используют различные виды околоэлектродных заполнителей. Наиболее распространенными являются: засыпка из минеральных солей, глины, а также угольная засыпка или коксовая мелочь и другие. В таб. 1 представлена краткая характеристика некоторых заполнителей.

Как видно из таб. 1, каждый способ имеет существенные ограничения и не является универсальным.

Инновационное решение

НПО «Бипрон» еще в 2007 г. поставило перед собой задачу разработать заземлитель, который будет эффективен в любых почвенно-климатических условиях, особенно в высокоомных грунтах (скалы, сухие пески, вечномерзлые грунты). Наши инженеры задались целью решить сложный вопрос: как добиться от околоэлектродной засыпки одновременно достаточной сплошности и хорошей электропроводности вне зависимости от сезонных изменений геоэлектрической структуры грунта, количества грунтовой влаги, и температуры. Обычным способом, применяя только минеральные органические компоненты, такой задачи не решить. В лаборатории компании было протестировано множество компонентов и их сочетаний, в результате чего найдено инновационное решение, которое легло в основу «МАГ-2000» — минерального активатора грунта, представляющего собой сухую смесь, которая при затворении водой превращается в нерастворимый электропроводящий гидрогель, не меняющий свои свойства сколь угодно долго, увеличивающий площадь токоотдачи, имеющий минимальное сопротивление электрод – грунт и способный работать в большом температурном диапазоне от -60 до +60°С.

«МАГ-2000» имеет удельное электрическое сопротивление менее 0,04 Ом·м, а гелеобразная структура обеспечивает отличную однородность засыпки. МАГ хорошо удерживает влагу вокруг электрода, что особенно актуально в сухих песчаных или скальных грунтах, а также в засушливой местности. Поставляется минеральный активатор в мешках по 30 кг, в виде сухой смеси, которая перед укладкой затворяется водой. Состав «МАГ-2000» патентован.

Кроме заполнения пространства вокруг заземлителей, «МАГ-2000» применяют для засыпки магистральных шин заземления,

Вид заполнителя	Преимущества	Недостатки
Минеральные соли	• повышают электропроводность грунта • снижают температуру замерзания грунта • уменьшают риск образования наледей на теле заземлителя • подходят для использования в условиях многолетнемерзлых грунтов	• с течением времени под воздействием окружающей среды снижается концентрация • неприемлемы в скальных и гравелистых грунтах
Глинистая смесь	• хорошая электропроводность • не растворима в воде • практически не вымывается из грунта	• объемное расширение (до 300%) • при высыхании образует полости • подверженность морозному выдавливанию • в засушливый сезон становится барьером для проникновения воды к заземлителю
Уголь или коксовая мелочь	• хорошая электропроводность во влажном состоянии • подходят для климата с высокой влажностью	• плохо удерживают влагу из-за низкой смачиваемости • неоднородность фракции приводит к недостаточной сплошности засыпки

Таб. 1 — Характеристики наиболее часто применяемых видов околоэлектродных заполнителей

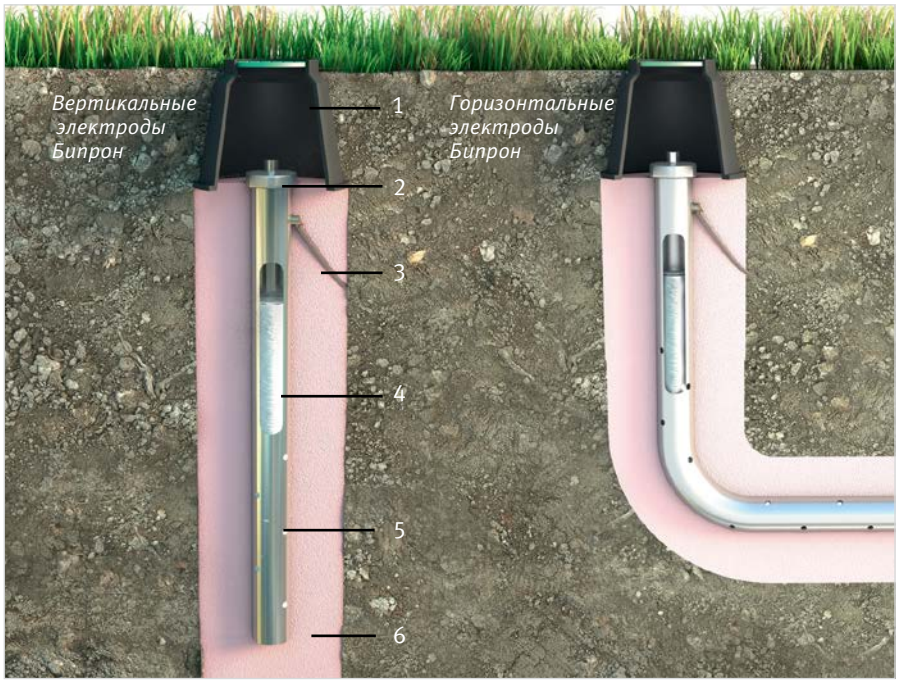


Рис. 1 — Схема расположения системы заземления Бипрон™ в грунте:
1 – сервисный колодец; 2 – резьбовая заглушка; 3 – кабель присоединения к проводу; 4 – электролитический модуль; 5 – перфорация в стенке; 6 – минеральный активатор электрода МАГ-2000

сетки выравнивания потенциалов и уменьшения шагового напряжения на подстанциях.

«МАГ-2000» имеет множество преимуществ по сравнению с другими заполнителями, но еще лучше его свойства проявляются при использовании вместе с заземляющими электродами «Бипрон». Заземлители «Бипрон» изготовлены из высококачественной нержавеющей стали и имеют внутри специальный многокомпонентный заполнитель, который проникает в грунт через перфорацию в стенках электрода, образуя электролит. Этот заполнитель подбирается в зависимости от влажности почвы и климатических условий. Имея небольшую длину, 2,5–6 м, заземлители «Бипрон» чрезвычайно эффективны в любых почвенно-климатических условиях, вне зависимости от типа грунта (рис. 1).

Эффективность технологии заключается в следующем:

1. Один электрод «Бипрон», в комплекте с минеральным активатором грунта «МАГ-2000», способен заменить 10 традиционных заземлителей той же длины.
2. Обеспечивается сверхбыстрое растекание электрического тока даже в грунтах с высоким удельным сопротивлением, например: сухие пески, скалы, вечная мерзлота.
3. Стабильная работа контура заземления вне зависимости от сезонных колебаний температур, влажности и изменения геоэлектрической структуры грунта.
4. Требуется на 70% меньше площади для размещения контура заземления в сравнении с традиционными системами.
5. Гарантийный срок службы — 30 лет.

Системе заземления Бипрон не требуется время на формирование области с высокой электропроводностью вокруг себя, она начинает «работать сразу». Отметим, что во время эксплуатации показатели только улучшаются за счет постоянного формирования объема грунта с высокой электропроводностью вокруг электрода заземления.

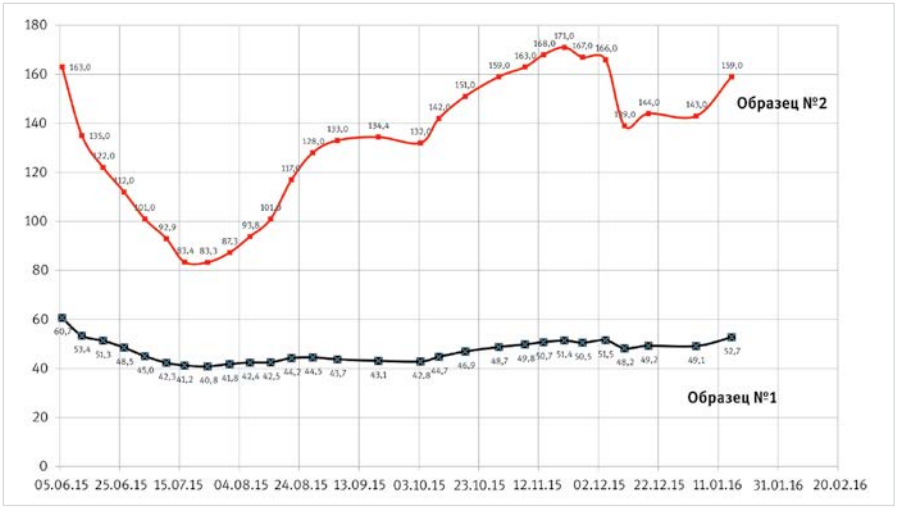


Рис. 2 — Сравнительный анализ изменения сопротивления традиционного заземляющего электрода (красный) и заземлителя «Бипрон» (черный), той же длины и диаметра

Применение технологии Бипрон™ позволяет экономить десятки миллионов рублей на устройстве и обслуживании ЗУ.

Доказанная эффективность

Мы единственные в России, кто проводит долгосрочные испытания заземления. Специалистам было бы интересно увидеть, каковы показатели традиционного заземления в зависимости от времени года, климатических условий и т.д.

Специалисты по электрохимической защите (ЭХЗ) от коррозии отмечают, что применение «МАГ-2000» в качестве замены окружающего грунта вокруг анодных электродов увеличивает их эффективность.

В сентябре 2016 г. успешно прошли испытания на опорах ВЛ-110 кВ Вьетнамской государственной энергетической компании Vietnam Electricity (EVN) (рис. 3).

Продукция «Бипрон» включена в Реестр инновационных решений ПАО «Россети», сертифицирована в системе «ГазпромСерт», аккредитована в ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть». ООО «Бипрон» — надежный поставщик ПАО «ГАЗПРОМ».

Бипрон
инновационные технологии электрозащиты

НПО «Бипрон»
Московская область,
Солнечногорский район, д. Бережки
+7 (495) 988 19-16
+7 (916) 988 50-00
+7 (924) 661 03-04
pro@bipron.com
BIPRON.COM БИПРОН.РФ

Рис. 3 — Монтаж заземления Бипрон™ во Вьетнаме

ОАО «ГАЗПРОМ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»
(ООО «Газпром трансгаз Томск»)

Техническому директору ООО «Бипрон»
А.С. Грибанову

О проведении апробации

Уважаемый Алексей Сергеевич!

В 2014 году бригадой ЭХЗ Новосибирского ЛПУМГ было смонтировано анодное заземление СКЗ ГРС - «Очистные сооружения». Сопротивление грунта в месте монтажа анодного заземления составило 170 Ом*м, что соответствует высокоомным грунтам (супесь-песок). Монтаж анодного заземления выполнялся из анодов «Менделеевец-ММ» в количестве 16 шт. В целях эксперимента, для снижения величины сопротивления растеканию тока анодного заземления был применен минеральный активатор грунта МАГ-2000.

Сопротивление растеканию данного анодного заземления через год эксплуатации составляет 2 Ом, что соответствует СТО Газпром 9.2-003-2009. Считаем данный результат положительным и благодарим Вас за предоставление пробной партии МАГ-2000.

Начальник ПО защиты от коррозии **Ю.А. Кудашкин**

Громенко Михаил Евгеньевич
60-30-38 (3-30-38 газ)

конференция **КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ**
Москва, 13 апреля
RDCR.NET

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 17–20 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

СОВЕТ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Москва, 17–21 апреля
AMHIM.RU

Рассматриваются вопросы метрологического обеспечения производства в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» и перспективные новинки отечественных и зарубежных поставщиков средств автоматизации.

7 КОНФЕРЕНЦИЯ МЕТРОЛОГОВ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
Москва, 18–19 апреля
AMHIM.RU

Ежегодная встреча главных метрологов и технических специалистов всех подразделений ПАО «Газпром нефть» в области автоматизации процессов добычи, хранения и переработки нефти.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 18–19 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2017**
Москва, 18–20 апреля
NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

конференция и выставка
ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА 2017
Кисловодск, 24–28 апреля
EAGE.RU

Ориентирована на специалистов, область интересов которых — инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, инженерная геология.

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 25–28 апреля
RIEF.EXPOFORUM.RU

В рамках форума проходит выставка «Энергетика и Электротехника», где представлены новинки энергетического рынка.

конференция БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ
Москва, 27 апреля
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: качество реагентов российских компаний, перспективы развития отечественного рынка буровой и промысловой химии.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2017**
Казань, 15–19 мая
EAGE.RU

Конференция по проблемам и перспективам горизонтальных скважин совместно с семинаром «Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта».

конференция **ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ**
Москва, 17 мая
CREONENERGY.RU

Ведущая российская бизнес-площадка для обсуждения проблем производителей и потребителей газового конденсата.

выставка **METROLEXPO**
Москва, 17–19 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Форум в поддержку государственной политики в области модернизации и технологического развития экономики России.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Сочи, 22–27 мая
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный международный форум. Площадка для делового общения представителей недропользователей и сервисных компаний, научных и проектных институтов, предприятий-производителей.

конференция **РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА. БИРЖЕВАЯ ТОРГОВЛЯ**
Санкт-Петербург, 23 мая
CREONENERGY.RU

Обсуждение формирования биржевого рынка газа в РФ и установления единых правил совершения сделок, которые учитывали бы интересы всех игроков и были закреплены на законодательном уровне.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 23 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. Уфа, 23–25 мая**
NOVTEKBUSINESS.COM

На данной встрече обсуждаются вопросы качества геофизических исследований, метрологии, продвижения геофизических технологий в нефтегазовую индустрию.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 23–26 мая
GNTEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

выставка **SIGOLD**
Южно-Сахалинск, 24–25 мая
SIGOLDFORUM.RU

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ**
Москва, 25 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 25–26 мая
ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

конференция **ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Воскресенск, 29 мая–2 июня
AMHIM.RU

Традиционное место встречи профессионалов для обсуждения актуальных проблем и поиска решений в области метрологического обеспечения и автоматизации технических процессов.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 5–9 июня
TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки ГС. Освоение ГС. Геологические исследования ГС.

конференция **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ**
Салехард, 7–8 июня
YAMALOILANDGAS.COM

Запуск новых СПГ-проектов в ЯНАО, развитие существующих проектов по добыче в условиях санкций и импортозамещения, реализация проекта Ямал СПГ, новые проекты в шельфовой и пришельфовой зоне.

международный форум **VALVE INDUSTRY FORUM&EXPO'17**
Москва, 7–9 июня
VALVE-FORUM.RU

Промышленная трубопроводная арматура для нефти, газа, энергетики, химии и ЖКХ.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 7–9 июня
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

конференция **УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЯНЫМ ТЕРМИНАЛОМ**
Амстердам-Роттердам, Нидерланды, 7–9 июня
OILTERMINALMANAGEMENT.COM

Международная программа по обмену опытом и серия технических визитов на терминалы в Нидерландах.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 16 июня
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка, направленная на IT-профессионалов в топливно-энергетическом комплексе.

14-я Международная выставка
НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2017
Москва, 27–30 июня
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 5–6 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Мероприятие посвящено реализации мега-проекта «Сила Сибири», газификации регионов с привлечением конечных потребителей и потенциальных подрядчиков в Китае.

МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС
Стамбул, Турция, 9–13 июля
WPC2017.RU

Глобальное место встречи ведущих игроков мировой нефтегазовой отрасли. Будем рады Вашему участию в организации коллективного стенда Российской Федерации.

конференция **ЭКОМЕТРОЛОГИЯ 2017**
Иркутск, 6 сентября
AMHIM.RU/EVENTS/69

Этапы реализации ФЗ №219 в области метрологического обеспечения АИС контроля промышленных выбросов. При информационной поддержке Минпромторга РФ.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 6–8 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2017**
Геленджик, 11–14 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. Севастополь, 11–15 сентября**
TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействие с лицензиарами, практика импортозамещения.

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.

Вектор на добычу трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов

На Саммите «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» уже четвертый год подряд соберутся ключевые игроки отрасли для того, чтобы обсудить основные векторы развития, новые технологии, обменяться опытом и наладить деловое сотрудничество. В этом году Саммит пройдет 25 мая в Москве. Подробнее о деловой программе мероприятия нам расскажет Антон Мицык — Управляющий компанией ЭНСО.

Расскажите, пожалуйста, подробнее о том, какие темы будут ключевыми в сегменте «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» в 2017 году?

Среди стратегических тем в этом году – первые итоги применения новой классификации запасов и меры экономического стимулирования геологоразведки. Относительно технологий, в этом году мы делаем акцент на гидроразрыве пласта и решениях, связанных с бурением и скважинными технологиями на месторождениях с трудноизвлекаемой нефтью. Уже сейчас, более чем за месяц до мероприятия, программа саммита полностью сформирована. В связи с этим, в следующем году мы планируем расширить программу Саммита до двух дней.

Ежегодно саммит принимает множество высоких гостей: представителей министерств и государственных структур, добывающих и сервисных компаний, а также представителей науки. Выступления каких спикеров планируются?

В этом году на пленарной сессии Саммита с докладами выступят Игорь Шпуров, который традиционно принимает участие в работе Саммита, а также депутат государственной думы, член комитета по энергетике Юшаа Газгиреев. Также в работе пленарной сессии Саммита примут Александр Соколов – директор по геологоразведке «Петрогеко» и д.т.н., первый заместитель директора Института «ТатНИПИнефть» Азат Зарипов.

Новая классификация запасов — один из ключевых вопросов Саммита. Уверен, что многие участники с нетерпением ждут обратную связь по данному вопросу от Игоря Шпурова, генерального директора ГКЗ, который выступит на пленарной сессии Саммита.

В рамках технической сессии и круглых столов запланировано участие как представителей прикладной науки («Газпромнефть-НТЦ», «СамараНИПИнефть», Институт химии нефти СО РАН), так и представителей добывающих («Татнефть», «Башнефть», «Русснефть-Ульяновскнефть») и сервисных компаний («РСМ», «ССТ», «СНФ Восток», «ОРТЕК», «СПЕЦТЕХНИКА МБО») и многие другие.

Известно, что Минэнерго рассчитывает на стабилизацию добычи нефти в России на уровне 510 миллионов тонн и увеличение в ней доли трудноизвлекаемых запасов до 11% к 2020 году. Какие отечественные компании, по вашим наблюдениям, делают наибольшие успехи в этом сложном деле?

Сейчас практически все крупные добывающие компании занимаются ТРИЗами и многие — нетрадиционными запасами, потому что альтернативы нет. На мой взгляд, наибольшие успехи в этом делают: «РИТЭК», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Роснефть», «Лукойл», «Башнефть», «Салым Петролеум Девелопмент». Это основные компании, но это не весь список.

Прошло три года с момента введения санкционных мер против России. Учитывая, что на саммите будет представлено огромное количество новейших технологий и оборудования для освоения ТРИЗ и повышения экономической эффективности, можно ли говорить о том, что наша зависимость от иностранных технологий снижается?

Ввод секторальных санкций, безусловно, должен дать положительный эффект для развития технологий. Однако три года – это очень короткий срок и говорить о каких-то прорывах пока рано. Это связано, прежде всего, с тем, что этот сектор нефтегазовой отрасли, в отличие от традиционной добычи, является очень высокотехнологичным. И за три года прорыва произойти не может, хотя бы потому что мало изобрести технологию — ее надо еще и апробировать. В связи с этим очень актуальной и дальновидной, на мой взгляд, является инициатива высшего руководства региона Югры (Натальи Комаровой) о создании так называемого «Нефтяного «Сколково» — «полигонов» для отработки инновационных технологий разведки и добычи нефти, в том числе и трудноизвлекаемой. В настоящее время среди отечественных новаторов мы можем видеть как множество представителей науки как на базе добывающих компаний, таких как «Газпром Нефть НТЦ», «ТатНИПИнефть», так и независимых от добывающих компаний подразделений (например, Сибирское отделение РАН, Институт химии), которые начали вести работу в данном направлении еще до введения санкций.

Добыча сложных запасов всегда связана с существенным увеличением затрат, в связи с чем обычно поднимается вопрос о рентабельности такой добычи. Достаточно ли государство стимулирует компании для инвестирования разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов? Каких стимулов, по вашему мнению, не хватает?

Как мы видим, со стороны государства предпринимается множество шагов, в том числе и введение новой классификации, и льготы по налогам. Однако, ключевой фактор, по которому на западе (в тех же США) технологии ушли далеко вперед – это наличие рынка независимых игроков. На рынке США со схожей ресурсной базой мы можем увидеть более 700 независимых нефтегазодобывающих компаний, на российском рынке вы едва найдете сотню. Конечно, там, где конкуренция выше, там и решения вырабатываются намного быстрее.

И в завершение, скажите, пожалуйста, какие перспективы и существенные изменения ждут Россию в добыче трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов на ближайший год?

Как я уже и упомянул, разработка и внедрение технологий в указанном секторе — процесс трудоемкий и долгосрочный. На мой взгляд, прорывом стал бы активный запуск новых полигонов для апробации технологий для извлечения ТРИЗов и нетрадиционных запасов, к которым могли бы получить доступ все желающие произвести тестирование своих решений.

Официальный сайт мероприятия: trizsummit.ru

Российский Нефтегазохимический Форум

Газ. Нефть. Технологии

25 юбилейная международная выставка

23-26 мая, Уфа- 2017

Встретим Юбилей вместе!

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

ПОДДЕРЖКА

Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

СОДЕЙСТВИЕ

Российское Газовое Общество

БВК Башкирская выставочная компания
www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: ВДНХ ЭКСПО

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

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

3-6 октября 2017

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: FarEXPO IFE
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
www.farexpo.ru

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

Текущие и перспективные проекты Ямала и прилегающих областей

В преддверии форума «Ямал Нефтегаз 2017», который состоится 7-8 июня в Салехарде и будет посвящен роли нефтегазовой индустрии Ямала в Российском и мировом энергетическом балансе, организатор форума, компания «Восток Капитал» подготовила отчет по результатам исследования проектов Ямала и прилегающих областей.

В опросе приняли участие 156 респондентов — руководители высшего звена нефтегазодобывающих компаний в регионе, инжиниринговых компаний и проектировщиков, поставщики новейших технологий и оборудования, руководители регуляторных, государственных органов и министерств, консультанты и независимые эксперты индустрии.

Главные проекты Ямала

Максимальный интерес для участников рынка представляют СПГ-проекты и проекты по освоению Арктического шельфа.

Ямал СПГ — реализуется на полуострове Ямал за Полярным кругом на базе Южно-Тамбейского месторождения. Контрольный пакет (50,1%) принадлежит ПАО «НОВАТЭК».

Доказанные и вероятные запасы месторождения по стандартам PRMS составляют 926 млрд м3 газа. Строительство завода по сжижению природного газа осуществляется тремя очередями с запуском в 2017, 2018 и 2019 годах соответственно. Готовность первой линии проекта составляет 85%. Плановый ввод первой линии — конце 2017 года. Проект предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн т сжиженного природного газа (СПГ) и до 1,2 млн т газового конденсата с поставкой на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы.

Кольская верфь — крупный арктический проект ПАО "НОВАТЭК" в селе Белокаменка под Мурманском на западном берегу Кольского залива. Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений «Кольская верфь» займет 150 гектаров и будет состоять из 2 самых крупных в мире сухих доков площадью более 6 футбольных полей каждый. Начало основных работ запланировано на весну-лето 2017 года. В данный момент полным ходом идут конкурсные процедуры по отбору подрядчиков на земляные и буровзрывные работы.

Согласно результатам опроса, основными **проблемами бизнеса в нефтегазовой отрасли** являются:

Технические барьеры. Наибольшая доля респондентов (31%) отметили следующие проблемы: большой износ основных фондов, технологическое обеспечение разработки арктических шельфовых проектов, низкое качество оборудования и квалификации подрядчиков, закрытый доступ к выработанным месторождениям, недостаточный уровень энергоэффективности применения современных IT-технологий и концепций, отсутствие НТД по огнезащите и пожаробезопасности.

Административные барьеры. Почти четверть респондентов (24%) указали на следующие проблемы: бюрократия и недостатки нормативно-правового регулирования отрасли, недостаточная продуманность налоговых нагрузок и акцизов, НДПИ, коррупция и сомнительность тендерных процедур, недобросовестная конкуренция, санкции, а также проблемы импортозамещения и локализации производств.

Коммерческие барьеры. Пятая часть респондентов (22%) отметили проблемы финансирования: проблемы получения кредитов, страхования, инвестирования и сокращения производственных издержек, высокие затраты на разработку месторождений тяжелой высоковязкой нефти, сокращение затрат на геолого-геофизические технологии.

Логистический барьер. Так, 15% представителей отрасли, участвующих в исследовании, указали на инфраструктурно-логистические барьеры, связанные с удаленностью объектов добычи нефти и газа от крупных центров.

Информационный барьер. 8% респондентов указали на проблемы, связанные с недостатком и недостоверностью информации на рынке: минимальная исходная информация по оборудованию; технические задания заказчиков; управление инжиниринговыми данными и информацией; достоверность подтвержденных извлекаемых запасовнефти и газа; отсутствие полной информации о реализуемых проектах.

Обсуждение выше указанных проблем и других актуальных вопросов отрасли продолжится в рамках VI форума и выставки **«Ямал Нефтегаз 2017»**. Это единственная ежегодная конференция международного уровня, проходящая в регионе при поддержке правительства ЯНАО (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Vostock Capital является лидером в сфере консалтинга и организации международных конференций, семинаров и мастер-классов для специалистов нефтегазовой, энергетической и сельскохозяйственной отраслей из России, СНГ, Европы и Азии.

www.yamaloilandgas.com
events@vostockcapital.com
Телефон в Москве: +7 (499) 505 1 505
Телефон в Лондоне: +44 207 394 3090

В составе президиума на 5-м форуме «Ямал Нефтегаз» Дмитрий Кобылкин, Губернатор, ЯНАО, Владимир Якушев, Губернатор Тюменской области

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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
- 25 424 - общее количество посещений

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

22 – 24 ноября 2017

КРАСНОЯРСК

Приглашаем к участию!

«Нефть. Газ. Химия»

- новейшее оборудование и технологии от ведущих компаний России и зарубежья
- деловая программа по актуальным вопросам геоотрасли и нефтегазовой промышленности

Организатор – ВК «Красноярская ярмарка»

Официальная поддержка:

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ ПРАВИТЕЛЬСТВО

МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616, 22-88-611
nedra@krasfair.ru
www.krasfair.ru

КОЛЛЕКТИВНЫЙ СТЕНД РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА МИРОВОМ НЕФТЯНОМ КОНГРЕССЕ

УСПЕЙТЕ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ГЛАВНОМ МЕРОПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРЕИМУЩЕСТВА УЧАСТИЯ

ВЫГОДНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ

Расположение на центральной аллее, обеспечит дополнительное внимание представителей мировых СМИ, официальных лиц и делегатов

ПОСЕЩЕНИЕ СТЕНДА ОФИЦИАЛЬНОЙ ДЕЛЕГАЦИЕЙ

Коллективный стенд будет включен в официальный обход с представителями уровня Министров и заместителей Министров

9-13 ИЮЛЯ 2017 | СТАМБУЛ

www.wpc2017.ru

Электрификация
выставочный павильон

8 (499) 760-34-74

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2017

17–20 апреля 2017
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

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

17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU
  - Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База поставщиков нефтесервисных компаний
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU
  - Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База оборудования для нефтегазового шельфа
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU
  - Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База поставщиков нефтегазового комплекса
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store
GET IT ON Google play

АЛЬМЕТЬЕВСК

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

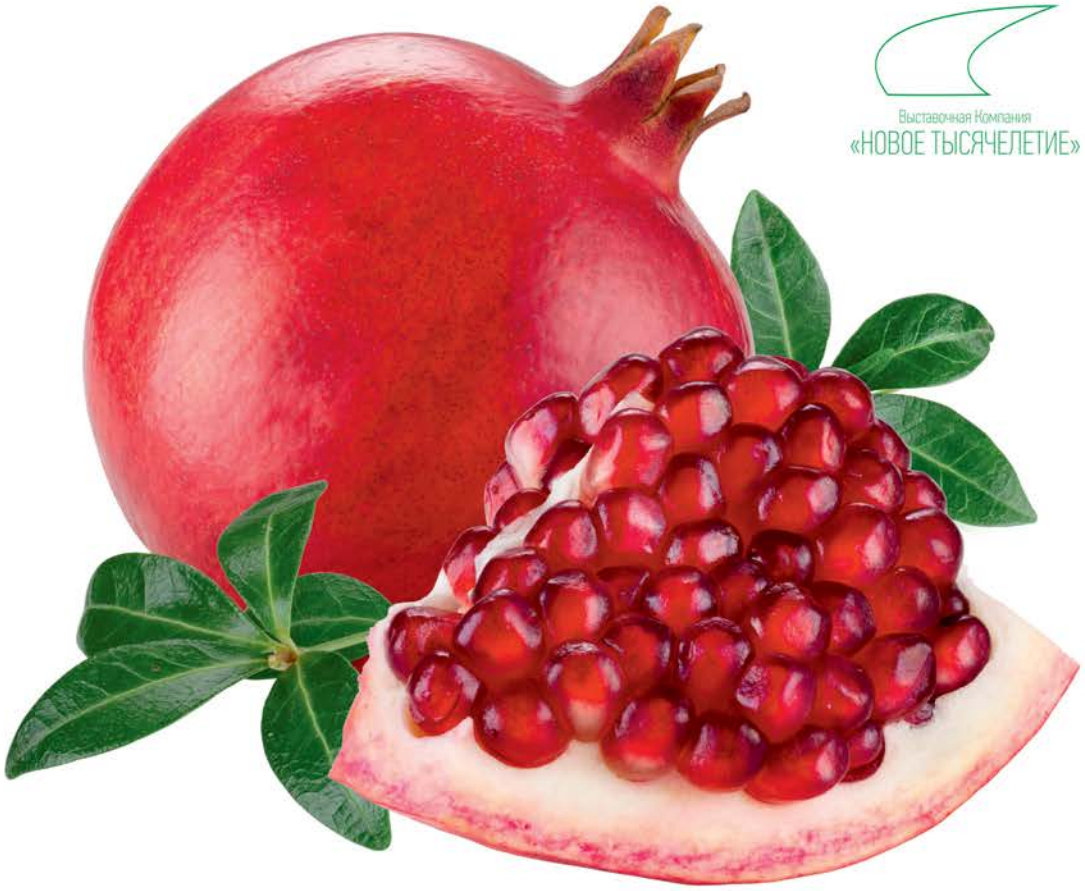
NT-EXPO.RU

TATNEFT

18–20 ОКТЯБРЯ

16-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ



Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки), другое специальное оборудование.

Сертификаты на продукцию, разрешения на применение, декларации соответствия доступны на сайте http://www.kremz.ru/sertif.html

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

ЭКРА

научно-
производственное
предприятие

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

ООО НПП «ЭКРА»,
г. Чебоксары, пр. И.Яковлева, 3.
Тел./факс: +7 (8352) 22-01-10, 22-01-30.
E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru

На правах рекламы