№4 (64) ИЮНЬ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГРУППА КОМПАНИЙ ВЭЛЕТ®
ТОЧНОСТЬ БЕЗ КОМПРОМИССОВ

ЛУКОЙЛ
Исследования отложений баженовской свиты

ГАЗПРОМ
Уровни отбора газа в сеноманских залежах

ИРАН
Полимерное заводнение

ВЬЕТНАМ
Закономерности строения месторождений нефти и газа

Учет в нефтедобывающей отрасли
www.vzljot.ru

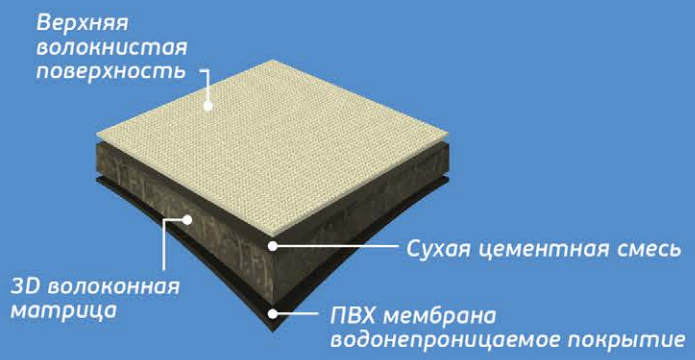
Available on the App Store

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

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

Бетонное полотно

ПРОСТО ДОБАВЬ ВОДЫ



Бетонное полотно представляет собой гибкую, пропитанную бетоном ткань, которая затвердевает при смачивании водой и формирует тонкий, но прочный слой бетона. По сути, это бетон в рулоне, просто добавьте воды.

Гибкий до смачивания материал прост в укладке и облегает любую поверхность. Через час после увлажнения полотно начинает затвердевать и через 24 часа набирает 80% прочности. Через 10 дней после укладки прочность бетонного полотна на сжатие составит 40 МПа и будет продолжать увеличиваться.

продолжение на стр. 28

- Укрепление траншей и канав
- Защита склонов и откосов
- Обваловане
- Защита трубопроводов
- Восстановление бетонных конструкций

- Защита от эрозии и выветривания
- Подавление растительности
- Стойкость к агрессивным средам
- До 300 циклов замораживания/оттаивания
- Срок службы 50 лет+

- Укладка в 10 раз быстрее
- Без использования дорогостоящего оборудования
- Монтаж в любую погоду
- Быстрый набор прочности
- Водонепроницаемость и огнеупорность

+7 (495) 937-77-80 info@uccr.su www.uccr.su

СОДЕРЖАНИЕ

11 Иван Калачев: «Движение вперед бесконечно!»

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

18 Е.Ю. Горюнов, М.Х. Нгуен. Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгского бассейна (Вьетнам)

23 В.Д. Немова, Т.А. Матюхина. Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты

Строительство

28 Concrete Canvas: Бетонное полотно — просто добавь воды

Бурение

30 Ю.И. Стеблев, С.В. Сусарев, А.Ю. Лапшина, Т.Ю. Попова. Моделирование электрического зондирования околоскважинной зоны в процессе бурения нефтегазовых скважин

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

34 Д.А. Метт, Н.Т. Николаева. Разработка методики моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОВ пород баженовской свиты

38 А.Ю. Дмитриева, М.Х. Мусабиров, И.М. Насибулин. Исследование влияния химических обрабатывающих составов на кольматационные процессы и изменение фильтрационно-емкостных свойств кернового материала тульско-бобриковского горизонта

45 А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений

52 В.П. Телков, М.Г. Мостаджеран. Оценка критериев применения полимерного заводнения для вытеснения тяжелых высоковязких нефтей Ирана

Газовая промышленность

56 Оборудование газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентров месторождений

62 А.В. Красовский, С.Л. Голофаст, Е.С. Зимин. Определение уровней отбора газа в сеноманских залежах с учетом геолого-технологических ограничений газодобывающего комплекса

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (64) июнь 2018

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 06-18/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 13.06.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

info@energas.ru www.energas.ru

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубы

67 М.В. Песин. Исследование остаточных напряжений при упрочнении резьбы бурильных труб

Спецтехника

72 «РУСАК»: Миссия выполнима. Оперативный скоростной гусеничный вездеход «ХОРТ / РУСАК-3918»

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Переработка

73 И.Ю. Хасанов, В.И. Рогозин, Д.В. Иванов. Совершенствование технологии и оборудования подготовки нефти на удаленных объектах нефтедобычи

КИПиА

Измерительные приборы

78 Пьезоэлектрик: Контроль параметров технологических процессов

Энергетика

80 DEHN + SÖHNE: Использование разделительных искровых разрядников на изолирующих фланцевых соединениях для защиты трубопроводов

Программное обеспечение

83 Татинтек: Экспертно-информационная система оптимального планирования геолого-технологических мероприятий «ГТМ.Эксперт»

86 АО «Кодекс»: Управление нормативной и технической документацией под контролем

Автоматизация

88 Пламя под контролем «Визави-С»

Диагностика

92 Swagelok: Точность контроля качества пробы повысит эффективность вашего производства

МЕРОПРИЯТИЯ

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Бикбаев Т.Н. / general@runeft.ru

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

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

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

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

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
*Energy efficient**

- Напряжение 380 - 660 В
- Мощность 7,5 - 30 кВт
- Частота вращения 3000 - 500 об/мин
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Увеличен КПД.
Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

**Экономичный, экологичный, энергоэффективный*

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
4 (64) june

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / vsmanukov@gmail.com
Georgiy Gogonenkov / gogonenkov@vnigni.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru
Il'ya Indrupskiy / i-ind@ipng.ru
Lubov K. Altunina / alk@ipc.tsc.ru
Mikhail Akhapkin
Irina Bayuk /ibayuk@ifz.ru
Dr. Helmut Gaertner/drgaert@t-online.de

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

ISSUE DATE: 13.06.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Evgeny Yu. Goryunov, Minh Hoa Nguyen. The regularities of the structure of the oil and gas fields in the basement of Cuu Long basin (Vietnam) 18

Varvara D. Nemova, Tat'yana A. Matyukhina. Correlation between the content and composition of organic matter with the lithological types of rocks in the Bazhenov formation 23

Yuriy I. Steblev, Sergey V. Susarev, Alena Yu. Lapshina, Tat'yana Yu. Popova. Simulation of electrical sounding of the wellbore zone in the process of drilling oil and gas wells 30

PRODUCTION

Oil production

Dmitriy A. Mett, Tat'yana N. Nikolaeva. Development of a methodology for modeling the yield of synthetic oil using pyrolytic parameters of the organic matter of rocks from the Bazhenov formation 34

Alina Yu. Dmitrieva, Munavir Kh. Musabirov, Il'shat M. Nasibulin. Study of the impact of the chemical treatment agents on the colmataging processes and the change of the permeability and porosity of the Tula Bobrikovian horizon cores 38

Alexandr V. Grishagin, Oleg V. Gladunov, Artur E. Manasian, Gennadiy G. Gilaev, Tatyana N. Abramkina. On the need for promotion of research and high-quality data support in field development projects and design of surface facilities 45

Victor P. Telkov, Masoud G. Mostajeran. Assessment criteria for the application of polymer flood for displacement of heavy high-viscosity oils of Iran 52

Gas industry

Aleksandr V. Krasovskiy, Sergey L. Golofast, Evgeniy S. Zimin. Determination of gas extraction levels in the Cenomanian deposits considering geological and technological constraints of the gas producing complex 62

Pipes

Mikhail V. Pesin. Research of residual stresses in hardening of drill pipe thread 67

Oil refining

Il'mer Yu. Khasanov, Vladimir I. Rogozin, Dmitriy V. Ivanov. Upgrading oil, water and gas separation technology and equipment at distant oil production facilities 73

Measuring equipment

Michail V. Bogush, Oleg V. Zatserklyannyy, Oleg V. Shatunovskiy. Piezoelectric: Control of the process technology parameters 78

Activities 93

Сертификат РОСС RU.AB68.B01251 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

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»

ТАТБУРНЕФТЬ
УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ

ТЕХНОЛОГИИ СОВЕРШЕНСТВА

**ООО «УК «ТАТБУРНЕФТЬ» –
КРУПНАЯ РОССИЙСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ,
ВХОДЯЩАЯ В СОСТАВ ООО «ТАГРАС-ХОЛДИНГ»**

Согласно рейтинга нефтесервисных компаний Министерства торговли и промышленности Российской Федерации Татбурнефть входит в список основных компаний, оказывающих услуги по строительству скважин, бурению боковых стволов, по растворному и тампонажному сервису в России.

В структуре компании 4 предприятия буровых работ, цех по эксплуатации оборудования и сервисные компании по предоставлению услуг телеметрического сопровождения (НП ООО "Горизонт"), тампонажного и растворного сопровождения (ООО "Татбурнефть - ЛУТР").

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Бурение скважин всех категорий, включая битумные отложения
- Ремонт скважин методом глубокого внедрения бокового ответвления (ствола) в продуктивный пласт, в том числе с горизонтальным окончанием ствола скважины
- Строительство буровых блоков: подготовка площадок, перевозка оборудования, монтаж, проведение пуско-наладочных работ, демонтаж и рекультивация площадок
- Тампонажный сервис: цементирование обсадных колонн и изоляция зон осложнений
- Растворный сервис: приготовление и сопровождение буровых растворов
- Геонавигационное сопровождение: инженерно-технологическое сопровождение процесса бурения
- Освоение и капитальный ремонт скважин
- Аварийный сервис: инженерно-технологическое сопровождение операций по ликвидации аварий в процессе бурения
- Супервайзинг: инженерно-технологический контроль и сопровождение процесса строительства скважин

УСЛУГИ КОМПАНИИ «ТАТБУРНЕФТЬ»

БУРЕНИЕ СКВАЖИН ПОД КЛЮЧ – ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЛНОГО КОМПЛЕКСА УСЛУГ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

БУРЕНИЕ СКВАЖИН ПО РАЗДЕЛЬНОМУ СЕРВИСУ – ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ БУРОВОЙ БРИГАДЫ С БУРОВОЙ УСТАНОВКОЙ

ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ СЕРВИСОВ И ИНЖЕНЕРНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ

423450, РФ, РТ, г. Альметьевск, ул. Мусы Джалиля, д. 51

Приемная: +7 (8553) 38-90-03, +7 (8553) 38-90-19; email: tbn@tagras.ru
Отдел по взаимодействию с клиентами: +7 (8553) 38-90-13
Отдел материально-технического обеспечения: +7 (8553) 38-92-81

www. tatburneft.ru

Иван Калачев: «Движение вперед бесконечно!»

Альбина Лексина

- В 90-е годы, когда переход на рыночные рельсы давал шанс получить большие, а порой небывало большие и зачастую «легкие» деньги, у многих россиян оживились «хватательные» рефлексы. Некоторые, словно поменяв веру, стали поклоняться не святым угодникам, а рублю. Для меня же денежная купюра никогда не была иконой. Тем не менее, я не бедный, я — богатый человек. Но нет нужды хранить мое богатство в банках или прятать под матрац. Его никто не сможет украсть — оно всегда при мне. Это мои знания, и их у меня действительно много.

Так ответил на мой вопрос «Дает ли богатство свободу?» первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению Торгово-технического дома Компании «Татнефть» Иван Федорович Калачев. В июне этого года он, известный в России и за рубежом ученый, отмечает свое 70-летие.

В нефтяную компанию он пришел 34 года назад, и все эти годы объектом его пристального внимания, изучения, усовершенствования и внедрения была труба. Поправлюсь и уточню с особым уважением — Ее Величество Труба. Та самая труба, что пронзает нефтяную скважину, та, что транспортирует нефть в места ее переработки, та, что формирует газопроводы и т.д. и т.п. Наработки ученого, сконцентрированные в кандидатской и докторской диссертациях, позже, в 2003 году, были вознаграждены высоким званием лауреата Государственной премии Российской Федерации за создание технологий, комплекса оборудования и освоение массового производства высококачественных труб с антикоррозионными покрытиями для нефтяной, газовой и других отраслей промышленности.

Но вернемся в то время, когда будущий ученый еще бегал в коротких штанишках и открывал страницы букваря. Именно тогда, в раннем детстве, у него пробудился интерес к тому, что впоследствии станет делом всей его жизни.

ПО СТОПАМ ОТЦА И БРАТА

Рос Иван в дружной многодетной семье. Каждый из родителей, думая о будущем своих отпрысков, вносил свой штрих в лепку их характеров и устремлений. Мама, добрая и ласковая, постоянно была озабочена, чем накормить и одеть детвору. Но не только этим. Держа под контролем их успехи и промахи в учебе, она столь же чутко вглядывалась в их взаимоотношения между собой, между одноклассниками, дворовыми товарищами, личным примером и словом воспитывала в своих детях порядочность и честность.

В отличие от матери отец был строг и требователен, стремился воспитать в детях трудолюбие и ответственность за порученное дело. При этом он не был «сухарем», очень любил природу и охотно раскрывал ее красоты детям, научил сыновей ловить рыбу, и впоследствии рыбалка стала для них любимым хобби.

В 1953 году семейство Калачевых из Чистополя переехало в Альметьевск. Здесь все дышало нефтянкой, любая область была связана

с нефтяной промышленностью. Стал нефтяником и Федор Тимофеевич, отец Вани. Он обслуживал кустовую насосную станцию, что располагалась недалеко от дома. Именно с этой насосной станцией связаны первые сознательные воспоминания Ивана Федоровича. Согреваясь теплом от огромных насосов, мальчонка нередко засыпал возле них, лелея мечту, что когда-нибудь сам научится создавать такие же, «нет, еще лучшие насосы и трубы для нефтяников». Кто бы мог подумать, что эти детские мечтания уже вскоре, лет эдак через 15–20, обретут реальные черты!

Мама Ивана Калачева с внучатами

К трубе проявлял интерес и Михаил, старший брат Ивана. Профессор Калачев считает его своим главным учителем: «Когда я работал слесарем, — вспоминает он, — брат в это время был уже начальником ПСБ. Мне часто приходилось обращаться к нему за консультацией по нормам монтажа и сварки трубопроводов, объектов газовой и нефтяной промышленности.

Я гордился своим братом, но пришло время, и он стал гордиться мной. Михаил уже давно на пенсии, и признаюсь, мне приятно, когда при телефонном разговоре я узнаю, что старший брат в курсе моих успехов и достижений».

НАЧАЛО НАЧАЛ

В 1966 году, сразу после окончания школы, Иван поступил на работу в Альметьевскую геофизическую контору. Здесь трудился сначала рабочим, потом взрывником, оператором газового и радиационного каротажа, изучая структуру скважин, обсадных труб, НКТ. Параллельно учился на вечернем факультете Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. В институтской библиотеке парень жадно поглощал все, что касалось азов и тонкостей трубного дела. С особым интересом он «нырял» в историю, узнавая удивительное и доселе им неслыханное о такой, казалось бы, простой штуке как труба. Ну, например, о том, что трубы начали прокладывать еще до нашей эры. Но тогда (вообразите только!) труба была деревянной… А потом, уже при царице Тамаре, появились глиняные, керамические и даже каменные трубопроводы, которые (и снова восторг!) функционируют до сих пор. Представьте, бежит вода по камушкам, чистая как слеза… Вот бы у нас, в Татарстане, мечтал студент, проложить такой же каменный трубопровод!

Через много лет, будучи уже маститым ученым, Иван Федорович разработал проект современного каменного трубопровода и со многих трибун доказывал целесообразность его прокладки именно на территории нашей республики. Увы, доводы Калачева не были услышаны, а может, и были услышаны, но реализация уникального проекта пока откладывается «на потом», и не исключено, что на «далекое потом»… Согласитесь, бесконечность дороги от задумки до внедрения — одна из примечательных черт нашей российской действительности, сегодняшней действительности, когда наступило время «быстрых» денег.

— В моем компьютере 50 новых технологий, — делится о наболевшим Иван Федорович. — Вы думаете, я держу их в секрете? Отнюдь! Но понимая их эффективность, потенциальные заказчики не спешат дать им жизнь. Почему? Да потому что сегодня работает система «купи — продай», не рассчитанная на «долгие» деньги. Отдача нужна сегодня! А не через 10–15 лет. И хотя новшество сулит порой огромную экономию в будущем, его отвергают, ведь прибыль нужна здесь и сейчас…

Между тем, при создании и использовании новых технологий нужно экономические аспекты ставить лишь на третье место. На первом — чтобы они способствовали решению экологических проблем, не губили природу, уменьшали воздействие на нее. На втором месте — расчет, какую пользу это даст человеку. Если такой подход будет у государства, мы шагнем вперед семимильными шагами…

Но вернемся к этапам большого пути нашего юбиляра. Итак, успешно завершив учебу, выпускник престижного вуза получил диплом инженера-механика нефтепромыслового оборудования. Опыта набирался с низов: начал работать слесарем, сварщиком, вырос до мастера, а затем стал прорабом по строительству газопроводов, газораспределительных станций и других объектов. Здесь он снова и снова неразлучен с трубой, копилка его опыта быстро наполняется новыми знаниями о работе компрессоров и другого оборудования трубопроводного транспорта.

В 1971 году наш герой устраивается на работу на Альметьевский трубный завод. Здесь он занят разработкой и созданием оборудования для производства стальных труб с покрытием. А в 1981-ом, по приглашению Миннефтегазстроя, он направляется на строительство газопровода Уренгой–Помары–Ужгород в качестве главного инженера строительной организации.

Первые гибкие насосно-компрессорные трубы (1984 г.)

Опыт, приобретенный Калачевым на легендарной стройке, впоследствии серьезно пригодился в «Татнефти». Ведь требования к строительству газопроводов в «Газпроме» были самыми жесткими и те, кто этот опыт получил, научились строить по-настоящему высококлассные трубные магистрали.

ПЛОДОТВОРНОСТЬ СОЮЗА ТЕХНАРЯ С НАУКОЙ

Когда в 1983 году Ивана Федоровича пригласили работать в ТатНИПИнефть, он, естественно, перенес в «Татнефть» и трубную тематику, которой плотно занимался уже не один год. Первое, с чем пришлось столкнуться молодому старшему научному сотруднику, была разработка технологии изготовления гибкой трубы. Вместе с коллегами он изучал мировой и российский опыт в этой области, разрабатывал технологии не только изготовления труб, но и сооружения из них трубопроводов. Сегодня эти трубопроводы успешно используются на промыслах Татарстана, Самары и в других нефтяных регионах

России. Впоследствии он участвовал в разработке технологических процессов по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования, в проектировании и организации строительства 24 производств в «Татнефти»: 9 цехов МПТ, 4 производства по входному контролю труб, 9 производств по ремонту НКТ и нефтепромыслового оборудования, 3 производства разделки и производства погружного кабеля.

Коллектив НПУ «ЗНОК и ППД»

Карьерный рост молодого, перспективного, одержимого работой специалиста был стремителен. Уже вскоре из старшего научного сотрудника института он вырастает до заведующего лабораторией, а затем и до главного инженера хозрасчетной фирмы НПУ «ЗНОК и ППД». Через некоторое время после выхода НПУ в свободное плавание Калачев становится руководителем этого предприятия. Те годы Иван Федорович вспоминает с удовольствием и с некоторым налетом горечи:

— Один из моих учителей — доктор наук Магсум Мударисович Загиров. Это он создал уникальное научно-производственное подразделение «ЗНОК и ППД». Оно занималось разработкой, научным обоснованием, расчетом и одновременно промышленным внедрением всего, что разрабатывалось. Мы с моим руководителем изучали мировой опыт организационной структуры научных предприятий и пришли к выводу, что самая эффективная — это научно–производственная структура с самостоятельным финансированием и своей производственно-внедренческой базой. Руководство «Татнефти» нам доверяло большие деньги, но и ставило большие задачи. От идеи до внедрения проходило всего-то 5–10 месяцев. Предложенная технология внедрялась на вновь организованных предприятиях. Через год они уже производили продукцию, которая не выпускалась ранее в нашей стране. За 14 лет работы НПУ «ЗНОК и ППД» смогло создать более 25 предприятий, внедрить более 250 технологий. Каждый сотрудник этого уникального подразделения был крупным ученым, великолепным конструктором и хорошим организатором работ.

На мой взгляд, это была оптимальная научно-производственная структура, которая должна была лечь в основу современного промышленного предприятия. Если управленец не будет постоянно развивать свое предприятие, он останется на задворках технологического пути уже через 10–15 лет. Он постоянно должен работать над созданием новых энергосберегающих технологий и внедрять их на своем предприятии.

Очень жаль, что вскоре после моего ухода «ЗНОК и ППД» закрыли. Сегодня богатый и ценный опыт, наработанный его специалистами, мог бы пригодиться при организации научных предприятий в особых экономических зонах.

Многое из того, что значится в копилке научных и производственных достижений доктора технических наук, профессора И.Ф. Калачева, с легкостью можно переложить на цифры: 220 опубликованных трудов, 157 патентов, созданных в соавторстве практически со всеми крупными специалистами Компании. 44 патента работают на объектах «Татнефти». Наиболее значимые патенты легли в разработку технологии и на их базе были организованы производства:

- полимерно покрытые трубы (14 производств),
- металлопластмассовые трубы (12 производств),
- насосы для системы ППД (4 производства),
- Карабашская гидроэлектростанция,
- гибкие трубы (2 производства),
- нефтепромысловое оборудование (8 производств)
- производство клея-расплава и т. д.

Он много ездил по миру. Изучая самый передовой западный опыт в области защиты труб от коррозии, И.Ф. Калачев набирался «ума-разума» на предприятиях Тьюбоскоп Ветко (Германия), Бандера (Италия), Фьючер Пайп Индастриз (Голандия) и на других предприятиях в 12 странах мира. Только в Германии он побывал 15 раз. В этой стране, в частности, были длительные командировки, связанные с внедрением на Бугульминском механическом заводе новых технологических линий. Опыт немецких коллег Иван Федорович изучал досконально, стремился познать все, чтобы на российском заводе линия заработала лучше, чем у ее создателей. Так и получилось. И во многом успех можно объяснить тем, что татарстанский куратор этого проекта проявил редкую дотошность, познавая тонкости работы зарубежной диковинки. На заводе у немецких коллег он обучался целый месяц и за это время опробовал себя на каждом рабочем месте. Собственно, это важнейший Калачевский принцип — пропускать все через себя. Еще в 1971 году, работая над своим первым изобретением, он все детали делал своими руками: точил, сваривал, был и токарем, и фрезеровщиком...

Доклад на тему Экологии и ресурсосбережения городов (коллегия - Президент РТ, Главы муниципальных образований городов РТ)

В каждом изобретении ученого и технаря Калачева синтезирован не только огромный профессиональный и жизненный опыт. В каждой реализованной им идее — частичка его души, профессиональный патриотизм и горячее желание сделать так, чтобы наша страна действительно была впереди планеты всей, а не только «в области балета». Вот почему так нетерпимо он относится ко всему, что тормозит это продвижение вперед. Как-то сказал очень метко: «Россия-матушка просто плачет от дураков!».

— Вот иногда даешь предложения, а к ним не проявляют интереса, они годами лежат без рассмотрения, — с горечью комментирует ситуацию профессор. — Между тем, одни и те же идеи приходят и в другие головы.

Представьте себе, в мире есть одни и те же работы, которые были оформлены патентами одновременно в нескольких странах! Промедление преступно! Если пришла идея, ее надо тут же хватать и воплощать в жизнь! А мы раскачиваемся и, теряя время, проявляем преступную недальнозоркость, нанося тем самым серьезный вред своей стране...

А какое отношение у нас к изобретателю!!! Его, по сути, травят, а надо бы лелеять, уж если он двигатель прогресса. Такое впечатление, что государство старается отпихнуть его от себя. Процесс оформления заявки просто казуистический! Вместо того, чтобы изобретателю доплатить за проявление инициативы, с него еще пошлину берут! Деньги хоть и не большие, 10–15 тысяч, но ведь из личного кармана, который не у всех набит до отказа...

А главное — нет системы, которая могла бы сократить путь от задумки до внедрения, которая могла бы анализировать изобретения и помогла бы довести их до промышленного внедрения. Раньше были институты, сейчас многие разорились, пошли по миру. До людей доходят только экономические аспекты, но не технологии. Государство дает деньги на исследования, а человек результатов этих исследований не видит.

Многие исследования, которые делаются на государственном уровне, закрыты и не доступны для народа. Между тем очевидно, что их открытость при умных-то законах дала бы колоссальный эффект.

И еще, — продолжает мой собеседник, — в каждом товаре есть автор. Но авторство, увы, в калькуляцию не входит. Нужен новый закон об изобретательстве! В калькуляцию на оценку стоимости товара любой изготовитель законом обязать включить строку «оплата изобретателю». Пусть это будет от 0,1% до 10% (в зависимости от веса изобретения в товаре) от себестоимости этого товара. Но этого достаточно для компенсации затрат на оформления изобретения и выплату вознаграждений изобретателю. Государственное предприятие — оформитель патентов на изобретение — должно стремиться к максимальному охвату по применению изобретений у изготовителей товара, получать свою прибыль от этих отчислений и выплачивать вознаграждение в размере 50% от полученной суммы изобретателю. Всем контролирующим органам необходимо строго следить за исполнением этого закона. Справедливость такого подхода защитит изобретателя (патентообладателя) от воровства со стороны изготовителей товара. И тогда изобретатели с удовольствием будут приезжать работать в Россию, наша страна станет передовым и уважаемым государством мира».

Вручение Президентом Республики Татарстана М. Шаймиевым Государственной премии РФ за внедрение технологии труб повышенной надежности

Профессора Калачева волнует немало и других проблем, нерешенность которых заставляет экономику страны буксовать на месте. Многие их них — в сфере малого и среднего бизнеса. Большого тоже. Его твердое убеждение — экономику страны нужно поднимать снизу, путем создания средних и малых предприятий.

— Надо чтобы в республике занялись тем, что очень нужно человеку. Чтобы человек был сыт, хорошо одет, чтобы жил в хорошем и теплом доме, чтобы и в культурном отношении не был обделен. Но на первом месте все-таки стоит пища, и нефтяная отрасль имеет прямое отношение к ее производству, — просвещает меня Иван Федорович. — Не только водка, но и полторы тысячи наименований товаров делается из нефти. А сколько полимеров используется в машиностроении, строительстве жилых домов!..

Нефтеперерабатывающие предприятия у нас в стране есть, а вот развитию нефтехимии уделяется незаслуженно мало внимания. И мне очень обидно, что нефть, которую добывают мои коллеги, сжигается в дизеле, электростанциях, машинах, котельных...

В БУДУЩЕЕ — СО СТАРЫМ ОПЫТОМ И НОВЫМИ ЗНАНИЯМИ

С 2003 года и по сей день Иван Федорович Калачев работает первым заместителем директора по научно–производственному обеспечению в Торгово-техническом доме ПАО «Татнефть». Он — опытнейший сотрудник нефтяной компании, доктор наук, занимается продвижением продукции Татнефти на внешний рынок, представляет компанию на различных выставках, конференциях, форумах. Его задача — научное обеспечение технологий, которые создаются в Татнефти и реализуются на сторону. Калачев сопровождает эти технологии. Если продается, скажем, станок-качалка, он должен доказать ее преимущества, показать, как она работает, эксплуатируется и научить на ней работать.

Его мнение авторитетно, характеристики, которые он дает продвигаемой продукции потенциальным заказчикам, не подлежат сомнению. Ведь репутация ученого Калачева безупречна: он знает все аспекты, связанные с нефтедобычей, транспортировкой, нефтепереработкой, знает все свойства углеродов, где их выгодно получать и как перерабатывать. Именно этим «всезнайством» можно объяснить небывалую популярность Ивана Федоровича на этом поприще. На международных и отраслевых выставках к нему стоят очереди желающих получить ответы на вопросы или консультацию.

О своем любимом детище — Трубе, он может говорить бесконечно и, конечно, гордится тем, что Россия, в том числе и Татарстан, — мировой лидер по трубному производству.

— Никто не задумывается над тем, что по трубопроводному транспорту перемещается в 64 раза больше грузов, чем всеми иными видами транспорта: самолетами, кораблями, поездами, руками и т.д., — рассказывает Иван Федорович. — Когда 30 лет назад я пришел после института в нефтедобывающую отрасль, то увидел, что срок службы труб в отрицательных средах не превышает 3–4 года. Сегодня мы продлили этот срок до 30 лет! И это не предел!

Братья Ивана Калачева на рыбалке

Труба должна бессменно работать столько лет, насколько заряжен конкретный промысел, то есть 70–100 лет. Есть и еще одна, очень существенная профессиональная победа: нам удалось сократить количество аварий на трубах на территории республики не в десять, а в десятки раз! Разве не подвиг?!

Конечно, подвиг, но это подвиг всего коллектива, всех, кто доверял и поддерживал. Всячески поддерживало руководство, давало деньги на модернизацию, на создание производств, а главное — доверяло. В производстве главное — доверие».

Он — ученый-технарь и чувствует себя технарем, а посему не прекращает любимое дело ни на миг. И даже в преддверии своего 70-летия, планируя так называемый заслуженный отдых, Иван Федорович размышляет о путях реализации своих новых проектов. А мы, завершая повествование о профессиональном пути заслуженного и уважаемого в ПАО «Татнефть» ветерана труда, попытаемся добавить еще несколько штрихов к его портрету.

На тридцатых летних Олимпийских играх с семьей (Лондон, Великобритания)

Уважаемый Иван Федорович!

Поздравляя Вас с юбилеем, наш редакционный коллектив поздравляет и себя. Мы считаем бесценным подарком судьбы, что наши профессиональные дороги пересеклись. Ведь в вашем лице мы приобрели не только мудрого и щедрого советника, но и человека, общение с которым во всех отношениях обогащает творческий потенциал нашей команды и редакции в целом. Для нас ваш богатейший опыт бесценен!

От коллектива редакции и от себя лично я поздравляю Вас со славным юбилеем! Желаю Вам долгих лет счастливой, плодотворной, насыщенной житейскими радостями жизни. Гордимся, ценим, уважаем и любим Вас!

И.Н. Шарафутдинов,
директор журнала «Экспозиция Нефть Газ»

Иван Федорович Калачев — человек с богатейшим профессиональным и жизненным опытом.

Он буквально влюблен в дело, которому посвятил всю свою жизнь. Его преданность делу очевидна для всех, кто соприкасается с ним. Мы тесно сотрудничаем с ним при открытии наших выставок в Альметьевске, получаем всестороннюю поддержку в проведении конференции, всегда прислушиваемся к мнению, которое очень ценим. Искренне поздравляем уважаемого юбиляра и желаю долгих лет жизни!

И.С. Бойко,
директор ВРК «Новое тысячелетие»

Иван Федорович — большой профессионал!

Его разносторонность вызывает глубочайшее уважение. Представляя интересы Татнефти по всему миру, он щедро делится своими знаниями, ярко и убедительно рассказывает о технологиях, которые сегодня работают в нефтяной компании и какие будут перспективны через десятки лет. Сегодня с Калачевым мы работаем уже над внедрением новых технологий непосредственно на нашем заводе. Зная все технологические цепочки, он вносит бесценный вклад в развитие заводского производства, внедряя оборудование на разных месторождениях. Поздравляя юбиляра, мы желаем ему здоровья, семейной радости и неугасающего желания творить дальше.

М.В. Швецов, директор
Бугульминского механического завода ПАО «Татнефть»

Иван Федорович — настоящий патриот Татнефти!

*Его жизненный путь — пример служения избранному делу человека,
наделенного неиссякаемым творческим, созидательным потенциалом!
Превращение Татнефти в высокотехнологичную компанию стало возможным,
во многом, благодаря таким талантливым новаторам.
Вклад Ивана Федоровича в отраслевую науку и практику
по достоинству оценен правительственными наградами,
но еще более ценен заслуженный авторитет среди коллег-нефтяников.
От всей души желаем юбиляру неиссякаемой жизненной энергии,
крепкого здоровья, благополучия и дальнейших творческих успехов!*

Р.Г. Заббаров,
директор Инженерного Центра ПАО «Татнефть»

Уважаемый Иван Федорович!

*Примите искренние поздравления от руководства и
коллектива ТТД «Татнефть» по случаю Вашего юбилея!*

*Вы являете собой пример человека, увлеченного работой и жизнью,
способного творить свою судьбу. Ни один день не прожит Вами бесцельно.
И то, что достигнуто на данном этапе, ставит Вас в ряд «людей мира»,
коими Вы призываете стать каждого.*

*Мы хорошо знаем Вашу самоотдачу, широту мышления,
творческий подход к решению сложных задач для достижения целей Компании,
целеустремленность и принципиальность, умение доводить начатое дело до конца.
Мы дорожим многолетним сотрудничеством с Вами, уверены,
что оно и в дальнейшем будет таким же конструктивным и полезным.*

*В этот замечательный день желаем Вам всего самого наилучшего:
крепкого здоровья, семейного благополучия, радости, добра.
Пребывать всегда в весеннем настроении, бодром состоянии духа
и встретить так еще множество новых светлых дней!*

В.П. Шумских,
директор ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»

Иван Федорович Калачев – реализатор!

*Это человек, который не будет просто мечтать о чем-то.
Если появилась идея, он сделает все, чтобы ее реализовать,
причем с огромным энтузиазмом, которым заражает и других.
За годы работы в институте «ТатНИПИнефть» благодаря его активности и
настойчивости была создана прекрасно оснащенная водная секция,
в которой работники института научились кататься
на водных лыжах и виндсерфинге.
Работая в НПУ «ЗНОК и ППД», он реализовывал самые фантастические идеи —
от тепловых насосов до гидроэлектростанций.
Восхищает его работа по популяризации технологий ПАО «Татнефть»
на всевозможных выставках.
Он тщательно готовится, беседует с авторами разработок,
поэтому рассказывает о них посетителям выставочных стендов Татнефти
с полным знанием дела, ярко и красочно,
всегда окружен заинтересованными слушателями.
Восхищает его отношение к детям, внукам, родным, а также к друзьям.
Он всегда готов помочь и поддержать.
А его отношение к волейболу — там, где он работал, всегда была лучшая волейбольная
команда. А его сильный бархатный баритон, завораживающий всех...
Иван Федорович — кладезь талантов! Мы желаем ему крепкого здоровья, новых
достижений и творческих успехов, счастья и благополучия на долгие годы.*

Р.З. Сахабутдинов,
директор института «ТатНИПИнефть»

Блиц-интервью с юбиляром

— Кто сыграл существенную роль в вашем профессиональном становлении? И кто уже из ваших учеников, Иван Федорович, радует вас своими успехами?

— На каждом этапе у меня были свои учителя. И первый из них, конечно, мой отец. Он научил меня трудолюбию, научил любить природу и умело рыбачить. Сегодня Татнефть возглавляет Наиль Ульфатович Маганов, а несколько десятилетий назад его отец учил меня, как геофизически исследовать землю, как работает бурильная обсадная труба, прочим тонкостям. Интерес мой к трубе с каждым годом разжигался. Был случай, когда мы опередили время и создали насос, который должен был появиться только в середине этого века. Уверен, что в скором времени технология к этому насосу придет.

А тех, кто с моей руки пошел в науку, стал инженером, ученым, руководителем, немало. Но я их называю не учениками, а друзьями. Таких друзей у меня очень много и в Роснефти, и в Башнефти, и в Газпроме, в различных институтах.

— Не кажется ли вам сегодня, что в словах марша коммунистических бригад «Мы везде, где трудно, дорог каждый час! Трудовые будни — праздники для нас!» есть много правды?

— Можно, конечно, улыбнуться этим словам, но в них действительно много правды. Вспоминаю, как мы вкалывали не покладая рук на сооружении трубопровода Уренгой–Помары–Ужгород! Я уходил на трассу в 6 утра, возвращался чуть живой в 10 вечера... Работали без выходных. И ничего, мы были молодые и одержимые... И будни, без преувеличения, были для нас праздниками, когда, например, завершали задание, одерживали очередную трудовую победу.

— На разных этапах карьерной лестницы сопровождало ли вас ожидание подножки?

Людям нравятся обычно тихие и покладистые. Я не такой. Активный, неудобный, небезразличный. А потому и недоброжелателей у меня много и в творчестве, и в личной жизни.

Мне претит, когда у руля стремится стать тот, кто не обладает знаниями и опытом, и при этом не может слушать и не хочет учиться. С такими я стараюсь реже общаться.

— Слабые места вашего характера? Вы хотели бы от них избавиться, или уже поздно, они с годами уже переросли в достоинства?

— Уже поздно. Активность и стремление учить всех — вот, пожалуй, мои слабые места...

— Не каждому удается до седин прожить без потерь. А к вам судьба была благосклонна?

— Не всегда. Были тяжелые времена. Но разве о них интересно будет узнать читателю?

— Что вы не успели сказать своим родителям при жизни?

— Что очень любил их, но не всегда помогал в тяжелой работе. В начале 60-х мы жили бедно, хотя папа и трудился в нефтяной отрасли. Его зарплата была 100–120 рублей в месяц, а мне необходимо было учиться в институте. Как-то отец получил за хорошую работу отрез материала, и мы с мамой сшили мне брюки. Сами сшили! Это была такая радость для меня!

Я не успел поблагодарить отца за защиту нашего Отечества и проехать с ним по местам, где он начал воевать на Финской в 1939 году и где в 1945-ом, в Праге, закончил Великую Отечественную войну. А с мамой хотелось бы проехать по тем местам, где она родилась, где проходила ее юность и военные годы.

— Верны ли вы в дружбе, и кто ваш самый близкий друг? Доверяете ли ему как себе? Что никогда не смогли бы простить?

— Друзей у меня много, и я всем им доверяю как себе! А вот измену простить не смог бы...

— Кроме трубы и рыбалки, что вы еще любите — петь, танцевать, поспать, поесть, выпить и т.д.?

— Все это люблю, кроме выпивки. Употребляю ограниченно...

— Оглядываясь в прошлое, о чем бы вы хотели предупредить 18-летнего Ваню, какое напутствие бы дали ему?

— Посоветовал бы быть более любознательным, больше заниматься спортом, начать изобретать с малых лет, обязательно получить начальное музыкальное образование. И, конечно, быть порядочным с женщинами.

— Что вас радует, а быть может, и окрыляет сегодня?

— Жена, дети, внуки и правнуки.

— Часто ли дымит мангал на вашей даче?

— Да, раз пять за месяц! Практически ни одной субботы и воскресенья не проходит без гостей...

— Пугает ли вас перспектива заслуженного отдыха?

— Не пугает. Уходить на пенсию буду условно. Летом, конечно, дача и рыбалка. А вот в остальное время года буду еще лет 15 творить новые технологии, оформлять патенты, рекомендовать нашим предприятиям пути развития. Возможно, где-то буду работать на полставки, но обязательно на предприятиях, связанных с трубой. Буду читать лекции, помогать внуку Максиму. Он пошел по стопам деда, тоже занимается наукой и в сфере его интересов тоже труба. Он еще не кандидат, но думаю, и до доктора наук дорастет. Надо поддерживать внука...

УДК 551

Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгского бассейна (Вьетнам)

Е.Ю. Горюнов
к.г.-м.н., доцент
eyugoryunov@yandex.ru

М.Х. Нгуен
аспирант
nguyenminhhoa1988@gmail.com

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Месторождения углеводородов, обнаруженные в трещиноватых и выветриваемых породах фундамента, рассматриваются как нетрадиционные ресурсы нефти и газа. В данной статье на основе анализа и обобщения геолого-геофизических данных по месторождениям углеводородов в Кыулонгском бассейне (Белый Тигр, Дракон) выявлены общие черты их строения, которые могут использоваться в качестве признаков прогнозирования нефтегазоносности подобных структур фундамента на еще не разбуренных территориях. Показано решающее влияние неотектонических нарушений на начальный дебит и накопленную добычу эксплуатационных скважин на месторождении Белый Тигр.

Материалы и методы
Данные 3D сейсмики по структурам Белого Тигра и Дракона, данные по начальным дебитам эксплуатационных скважин и накопленной добычи месторождения Белый Тигр. Структурный и палеотектонический анализ геологического строения шельфа южного Вьетнама и, в частности, Кыулонгского бассейна и разведанных здесь месторождений углеводородов по имеющимся материалам и литературным данным.

Ключевые слова
нефтегазоносность фундамента, Белый Тигр, Дракон, Кыулонгский бассейн, тектоническая активность

На сегодняшний день одной из активно обсуждаемых проблем геологии нефти и газа является промышленная нефтегазоносность фундамента. На всех континентах и в большинстве акваторий уже открыты месторождения нефти и газа в образованиях фундамента. По всему миру известно уже более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа, конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнов мира [2, 3].

Скопления углеводородов в массивных трещинных магматических и метаморфических породах приурочены к погребенным выступам фундамента, разбитым разломами на блоки.

Многие открытия скоплений углеводородов в магматических и метаморфических породах свидетельствуют в пользу того, что кристаллический фундамент должен стать самостоятельным объектом для поисков нефти и газа, но для повышения эффективности поисковых работ необходима выработка методических приемов целенаправленного обнаружения залежей нефти и газа. Одним из таких методов является сравнительный анализ геологического строения открытых месторождений и перспективных территорий.

Наиболее изученные в геологическом отношении месторождения в кристаллическом фундаменте расположены в Кыулонгском бассейне на южном побережье Вьетнама.

К настоящему времени на шельфе южного Вьетнама открыт целый ряд месторождения нефти и газа в фундаменте: Белый Тигр, Дракон, Южный Дракон — Доймой, Золотой Лев, Желтый Тунец и др. Месторождения расположены в Кыулонгском бассейне (рис. 1). На этих месторождениях проведен значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ-3Д и поисково-разведочного бурения.

Перед авторами стояла задача обобщить имеющиеся данные по этим месторождениям и на этой основе выработать поисковые критерии или признаки для целенаправленного поиска подобных скоплений углеводородов в фундаменте этого и других регионов. Решение этой задачи важно не только для изучения перспектив слабоизученных районов и площадей, но и для оценки целесообразности вскрытия фундамента на большие глубины под известными, даже небольшими залежами в осадочном чехле, с целью обнаружения под ними скоплений углеводородов. Наибольшее число открытых месторождений расположено в Кыулонгском бассейне.

Здесь самым крупным, с запасами более 500 млн т, является нефтяное *месторождение Белый Тигр*. На месторождении залежи нефти выявлены как в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена, так и в трещиновато-кавернозных магматических породах фундамента. Причем фундамент является основным нефтеносным объектом, имеющим высокопродуктивные, массивные залежи.

Месторождение приурочено к Центральной зоне поднятия Кыулонгского бассейна Зондского шельфа, разделяющей впадину на две отрицательные структуры II порядка: Восточную и Западную. Структура месторождения Белый Тигр представляет собой крупный и сложно-построенный массив надвигового типа, вертикальной амплитудой около 1400 м с размерами 28 х 6 км, протянувшийся в северо-восточном направлении в соответствии с общим структурно-тектоническим

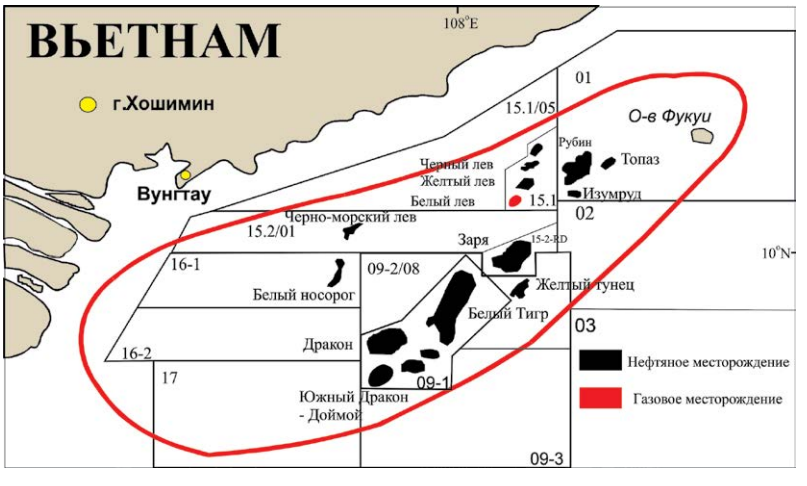


Рис. 1 — Основные нефтегазовые месторождения Кыулонгского бассейна (составил Нгуен М.Х., 2017 г).
Fig. 1 — The major oil and gas fields in Cuu Long basin (composed by Nguen M.H., 2017)

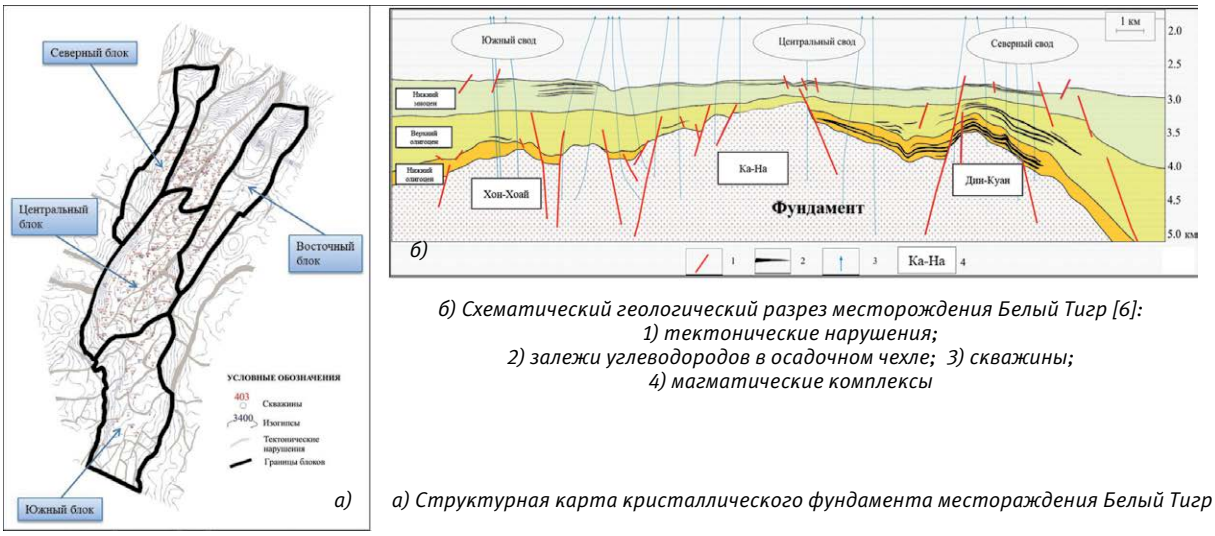
планом этого участка шельфа южного Вьетнама и состоящий из трех сводов (блоков): Северного, Центрального и Южного. Из них наиболее приподнятый — Центральный, с размером блока 12 х 5 км (рис. 2), в пределах которого расположены самые высокодебитные скважины. Блоки отделены друг от друга высокоамплитудными разломами северо-восточного простирания. Тектоническая нарушенность фундамента отмечается и внутри блоков. Часть разломов прослеживается в осадочном чехле, где их амплитуда и протяженность уменьшается. Наиболее важными структурообразующими считаются палеогеновые нарушения, трассируемые не только в промежуточном комплексе, но и в фундаменте. Им принадлежит роль в формировании структуры и трещиноватости в породах фундамента.

На месторождении Белый Тигр фундамент представлен магматическими полнокристаллическими породами с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиритов и характеризуется петрофизической неоднородностью. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента изменяется от 86–118 до 130–250 млн лет (от нижнего мела до юры-триаса) [2]. На фундаменте с угловым и стратиграфическим несогласием залегают осадочные терригенные отложения олигоцена, частично компенсирующие неровности подстилающего рельефа фундамента.

Нефтесодержащими являются трещиновато-кавернозные коллекторы, в которых пустотное пространство представлено трещинами, изометрическими пустотами и структурной (блоковой) пустотностью. Фильтрационно-емкостные свойства (далее — ФЕС) трещиноватых пород фундамента достаточно полно охарактеризованы данными анализов керна и по результатам ГИС. Среднее значение общей пористости пород фундамента варьирует от 4 до 6% [4].

Изучение ФЕС пород фундамента на месторождении Белый Тигр показало, что наряду с тектонической раздробленностью, важное значение в формировании пустотного пространства играли гидротермальные процессы, которые активно проявлялись в породах фундамента и привели также к образованию многих вторичных минералов: кварца, хлорита, лимонита, кальцита, пирита, каолинита, цеолита, которые частично выполняют вторичные пустоты. Результатом гидротермальных процессов, циркуляции растворов, явилось не только заполнение их вторичными минералами: кальцитом и цеолитом, но и расширение существующих трещин, выщелачивание. Такое многообразие процессов образования пустотности предопределило высокую неоднородность ФЕС резервуара фундамента.

Флюидоупорами для скоплений углеводородов в фундаменте Белого Тигра служат либо аргиллитовые (иногда вулканогенные) толщи нижнего (Северный участок) и



б) Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр [6]:
1) тектонические нарушения;
2) залежи углеводородов в осадочном чехле; 3) скважины;
4) магматические комплексы

а) Структурная карта кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр [7]

Рис. 2 — Структурная карта кристаллического фундамента и геологический разрез месторождения Белый Тигр
Fig. 2 — Structure map of crystalline basement and geological section of the White Tiger field

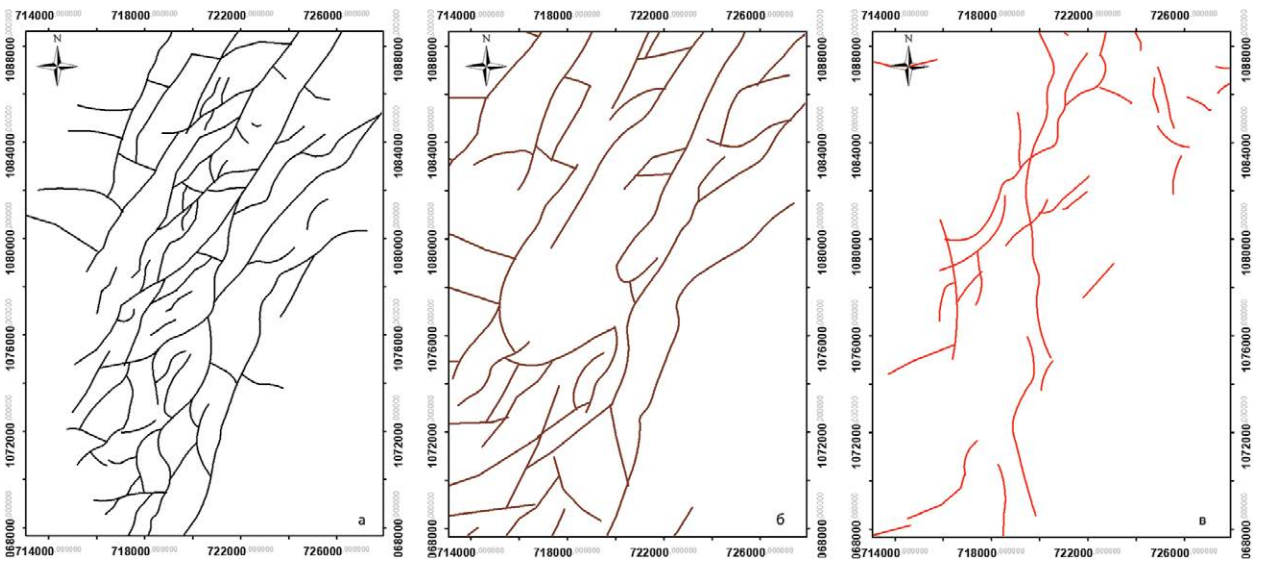


Рис. 3 — Карты систем тектонических нарушений на месторождении Белый Тигр: а) по кровле фундамента;
б) по кровле нижнего олигоцена; в) по кровле песчано-алевролитовой пачки в нижнем миоцене
Fig. 3 — Maps of faults system at the White Tiger field: a) on the top of basement; b) on the top of lower Oligocene;
c) on the top of sandy-siltstone bundle in the lower Miocene

верхнего олигоцена (Центральный участок), либо плотные разности пород в кровле фундамента. Покрышка в пределах Центрального участка имеет мощность не менее 20–30 м, а на северном участке достигает 40–60 м [1].

Важнейшим условием формирования залежей в породах фундамента является наличие коллекторов и их качество, которые определяют как общий объем нефти и газа в залежах, так и ФЕС в процессе последующей эксплуатации.

В связи с этим в процессе изучения месторождений авторами был использован комплекс геофизических методов выявления и картирования особенностей геологического строения, контролирующих нефтегазоносность пород фундамента, включающий методы интерпретации сейсмических данных, такие как выделение систем дизъюнктивных нарушений и зон трещиноватости на основе анализа сейсмических атрибутов, а также анализ геологических факторов, контролирующих дебитность скважин.

По сейсмическим материалам были прослежены тектонические разломы и дана их классификация по времени их заложения и развития. Выделено три системы разломов: относительно древние разломы (прослеживаются только внутри фундамента, разломы, прослеживаемые как в фундаменте) так и в осадочных отложениях олигоцена, но не выходящие за его пределы и самые молодые разрывные нарушения, наблюдаемые от фундамента до миоцена и четвертичных отложений (рис. 3).

Как показал анализ, к молодым активным разломам приурочены зоны разуплотнения. Эти зоны являются основными вместилищами запасов углеводородов и скважины, вскрывшие их, характеризуются значительными устойчивыми в течение длительного времени дебитами (рис. 4, 5).

Из полученных карт видно, что скважины с высокими начальными дебитами и значительной накопленной добычей расположены вблизи системы неотектонических разломов. Исходя из этого можно предположить, что последние с одной стороны контролируют зоны разуплотнения в теле гранитного массива, являющиеся коллекторами, а с другой — могут служить каналами поступления углеводородов в зоны коллекторов.

Вторым крупным месторождением является *месторождение Дракон*, которое расположено в пределах срединного поднятия Кыулонского бассейна. Площадь Дракон, находящаяся в ряду линейно прослеживаемых с юго-запада на северо-восток структур третьего порядка, таких как Белый Тигр и Заря, входит в состав горста Центрального поднятия (структура II порядка). Площадь Дракон включает в себя семь крупных выступов фундамента и соответствующих им

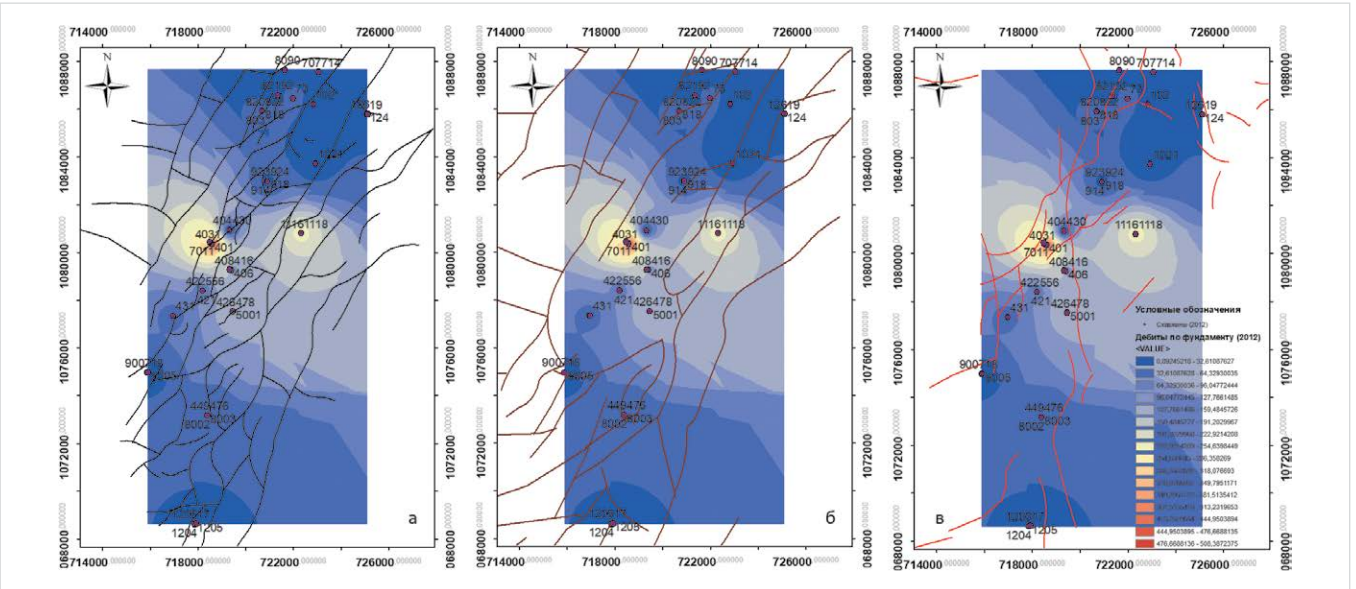


Рис. 4 — Карты начальных дебитов эксплуатационных скважин по фундаменту месторождения Белый Тигр с разновозрастными системами разломов: а) разломы в фундаменте; б) разломы в нижнем олигоцене; в) разломы в нижнем миоцене
Fig. 4 — Maps of initial flow rates of production wells on the basement of the White Tiger field with different age fault systems: a) faults in the basement; b) faults in the lower Oligocene; c) faults in the lower Miocene

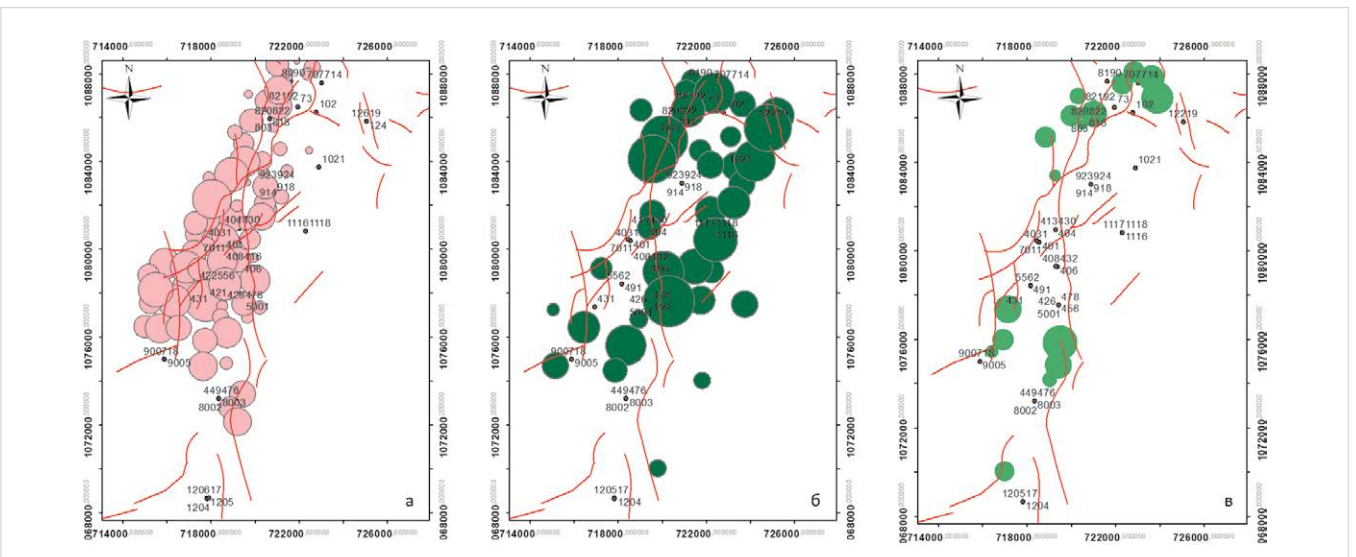


Рис. 5 — Карты накопленной добычи по эксплуатационным скважинам (2011г.), вскрывшим залежи: а) в фундаменте; б) в нижнем олигоцене; в) в нижнем миоцене. (показаны разломы в нижнем миоцене)
Fig. 5 — Maps of accumulated production at production wells (2011), which revealed the deposits: a) in the basement; b) in the lower Oligocene; c) in the lower Miocene (faults in the lower Miocene are shown)

антиклинальных поднятий в осадочном чехле: Северо-восточный, Восточный, Центральный, Седловина, Юго-восточный, Северо-Западный и Южный Дракон — Доймой (рис. 6).

Как и на месторождении Белый Тигр, важными элементами тектонического строения Дракон являются многочисленные дизъюнктивные нарушения разных порядков. Они делят район на множество блоков, создающих мозаичную структуру площади. Количество разрывных нарушений, их протяженность и амплитуды уменьшаются снизу-вверх по разрезу (рис. 7).

В фундаменте выделяется несколько систем разрывных нарушений: северо-восточного, северо-западного, субмеридионального простирания и субширотного, запад-северо-западного простирания, которые создают сложную картину разбитости структуры. Такая разбитость отчетливо проявляется и на сейсмических разрезах, и на структурной карте по кровле фундамента. Отметим, что часть разломов так же, как и на Белом Тигре, прослеживаются в верхней части осадочного чехла, что свидетельствует об их неотектонической активности.

Так же, как на Белом Тигре, на этом месторождении нефтеносность связана преимущественно с трещиновато-кавернозными породами кристаллического фундамента, сложенного магматическими (гранитоиды) и метаморфическими (гнейсы) комплексами. В нижнемиоценовых, верхнеолигоценовых и нижеолигоценовых отложениях также выявлены залежи нефти, запасы которых незначительны.

В гранитоидном массиве фундамента коллекторами служат разуплотненные зоны трещинного и каверно-трещинного типов, открытая пористость которых изменяется в интервале 0,18–11,03 % (среднее — 2,05%). Покрышкой являются глинистые отложения олигоцена, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на эродированной поверхности фундамента.

ФЕС пород фундамента в значительной степени зависят от заполнения трещин вторичными минералами. Как правило, макротрещины залечены кальцитом, цеолитом, хлоритом, реже кварцем.

На месторождении Дракон залежи нефти и газоконденсата установлены в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена и в трещиновато-кавернозных породах фундамента. Высокопродуктивные залежи нефти приурочены, в основном, к трещиновато-кавернозному фундаменту. В трещиноватых породах фундамента месторождения Дракон залежь нефти установлена на всех трех участках: Северо-Восточном, Восточном и Центральном.

Результат

На основе изучении геологического строения основных месторождений нефти в фундаменте Кыулонгского бассейна, таких как Белый Тигр, Дракон с целью выработки критериев или методических приемов их целенаправленного прогнозирования, отмечены общие черты строения рассмотренных нефтегазовых месторождений [8, 9]:

1. Все месторождения приурочены к выступам фундамента — структурным ловушкам;
2. Все месторождения расположены в пределах Кыулонгского бассейна, образование которого обусловлено кайнозойским рифтогенезом;
3. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в фундаменте. Запасы залежи в осадочном чехле имеют чаще подчиненную значимость;
4. Все месторождения характеризуются блоковым строением пород фундамента;
5. На всех месторождениях отмечается интенсивное развитие тектонических нарушений и зон разуплотнения. Большинство залежей углеводородов, открытых в породах кристаллического фундамента приурочено к зонам развития разуплотненных трещинных, трещинно-кавернозных и трещинно-каверново-поровых пород-коллекторов;
6. Характерной общей чертой месторождений является неотектоническая активность, проявляющаяся в деформированности осадочных пород неоген-четвертичного возраста в виде малоамплитудных антиклиналей и малоамплитудных разрывных нарушений. На Белом Тигре главную роль в контроле за дебитами скважин и объемом накопленной добычи играют системы неотектонических разломов. Вероятно, они играли существенную роль при формировании зон разуплотнения и миграции углеводородов. Таким образом, неотектоническая активность систем разломов, фиксируемая по сейсмическим данным, может рассматриваться как одни из основных поисковых признаков;
7. Наличие флюидоупоров в верхней части пород фундамента или базальных горизонтах перекрывающего осадочного чехла;
8. На всех месторождениях широко развиты гидротермальные процессы в породах фундамента.

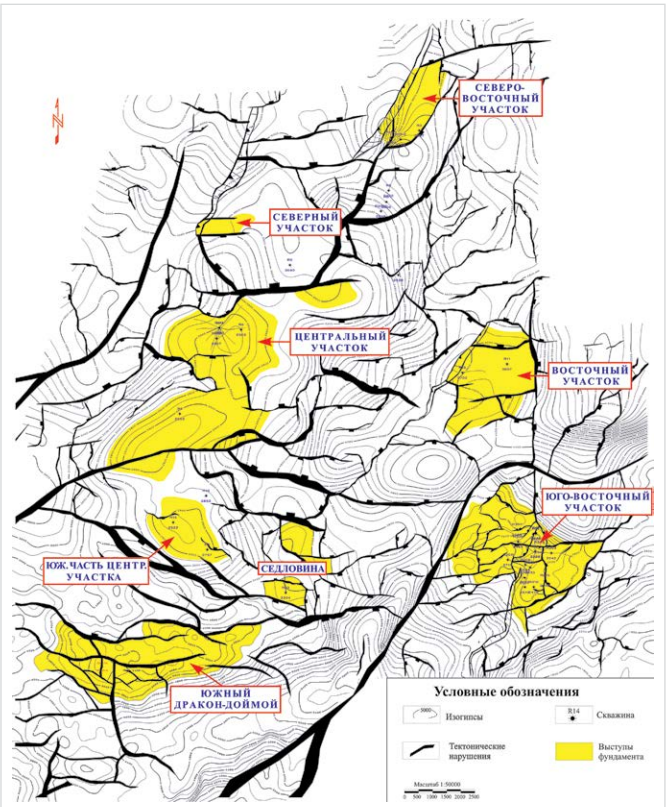


Рис. 6 — Структурное районирование месторождения Дракон [10]
Fig. 6 — Structural zoning of the Dragon field

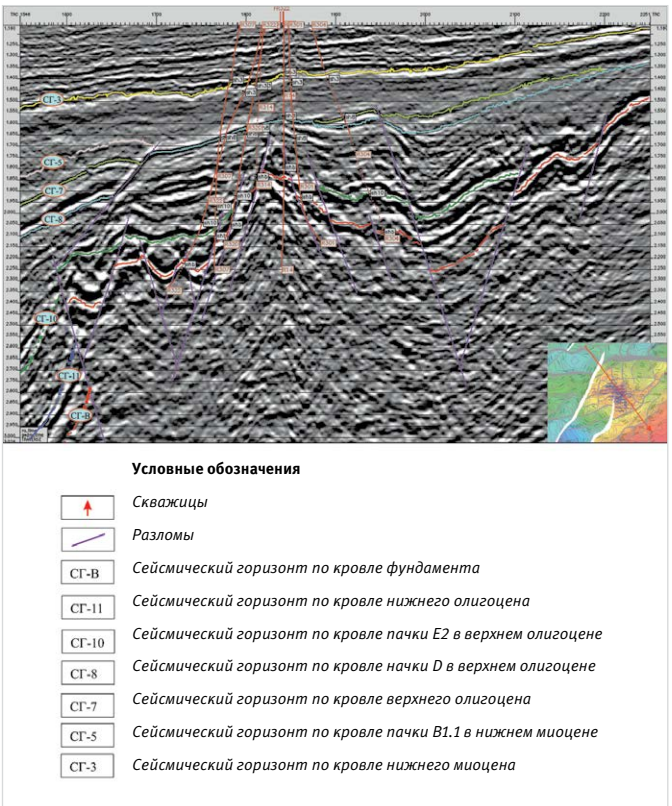


Рис. 7 — Поперечный сейсмический профиль через скважины R312, 310, 325B... структуры Юго-Восточный Дракон (составил Нгуен М.Х, 2017 г. по данным «Вьетсовпетро»)
Fig. 7 — Cross seismic section through wells R312, 310, 325B and etc. of the Southeast Dragon structure (composed by Nguen M.H. according to "Vietsovpetro")

Итоги
На основе изучении геологического строения основных месторождений нефти в фундаменте Кыулонгского бассейна, таких как Белый Тигр, Дракон, с целью выработки критериев или методических приемов их целенаправленного прогнозирования, отмечены общие черты строения рассмотренных нефтегазовых месторождений.

Выводы
Исходя из этого, можно сделать вывод об универсальности выделенных признаков, которые могут рассматриваться в качестве критериев нефтегазоносности фундамента и могут быть использованы в практике нефтепоисковых работ использованы в практике нефтепоисковых работ.

Список литературы

1. Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 50–58.
2. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. М.: Недра, 2010. 294 с.
3. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа, Уфа: Тау, 2002. 256 с.
4. Нго С.В. Основные процессы изменения пород фундамента Кыулонгского бассейна и их ФЕС. Научная и технологическая конференция «Нефтегазовая промышленность Вьетнама на рубеже XXI века». Ханой, 2000.
5. Нгуен М.Х. Условия образования трещиноватых коллекторов в эффузивных породах, вмещающих залежи нефти на месторождении «Дракон» (Вьетнам). XVII Международный симпозиум «Проблемы геологии и освоения недр». Томск, 2013.
6. Нгуен Х.Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 27–33
7. Hoang V.Q., Pham X.S., Tran X.N., Tran D.L. Reservoir parameter evaluation for the reservoir study and modeling of fractured basement, White Tiger oil field. The 2nd International conference "Fractured basement reservoir", Vungtau, 2008.
8. Горюнов Е.Ю., Нгуен М.Х. Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгской впадины (Вьетнам) // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 97–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.
9. Шустер В.Л., Левянт В.Б, Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Техника, 2003. 175 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 551

The regularities of the structure of the oil and gas fields in the basement of Cuu Long basin (Vietnam)

Authors:
Evgeny Yu. Goryunov — Ph.D., associate professor; eyugoryunov@yandex.ru
Minh Hoa Nguyen — postgraduate; nguyenminhhoa1988@gmail.com

Russian state geological prospecting university n.a. Sergo Ordzhonikidze, Moscow, Russian Federation

Abstract
The oil and gas reservoirs found in the weathered and fractured basement reservoir are considered as an unconventional hydrocarbon resources. The analysis and integration of geological and geophysical data on hydrocarbon fields found in the basement of the Cuu Long basin (The White Tiger, Dragon fields) has revealed the general features of their structure, which could be used to predict the potential of similar hydrocarbon accumulations. The decisive influence of neotectonic faults on the initial flow rate and accumulated production of production wells in the White Tiger field.

Materials and methods
3D seismic data on White Tiger, Dragon oil fields and the Dragon, data on initial flow rate of production well and accumulated production of White Tiger oil field. Structural and paleotectonic analysis of the geological structure of the southern Vietnam shelf including Cuu Long basin and the oil fields, based on available materials and literature data.

Results
Based on the study of the geological structure of the main oil fields in the basement of the Cuu Long basin, such as the White Tiger, the Dragon, in order to develop criteria or methodological techniques for their targeted prediction, the general features of their oil and gas fields have been revealed.

Conclusions
Based on this, it can be concluded that the selected features are universal, which can be considered as criteria for the oil and gas potential of the basement and can be used in the practice of oil and gas prospecting and exploration.

Keywords
oil and gas potential of the basement, White Tiger, Dragon, Cuu Long basin, tectonic activity.

References

1. Areshev E.G., Dong Ch.L., Kireev F.A. *Neftegazonosnost' granitoidov fundamenta na primere mestorozhdeniya Belyy Tigr* [Oil and gas potential of the granitoids of the basement at the example of the White Tiger oil field] // ***Neftyanoe khozyaystvo***, 1996, issue 8, pp. 50–58.
2. Gavrilov V.P., Gulev V.L., Kireev F.A. and others. *Granitoidnye kollektory i neftegazonosnost' yuzhnogo shel'fa V'etnama.* [Granitoidal reservoirs and hydrocarbon potential of the offshore South Vietnam]. Moscow: *Nedra*, 2010, 294 p.
3. Koshlyak V.A. *Granitoidnye kollektory nefti i gaza* [Granitoid collectors of oil and gas]. Ufa: *Tau*, 256 p.
4. Ngo S.V. *Osnovnye protsessy izmeneniya porod fundamenta Kyulongskogo basseyna i ikh FES.* [Main alteration processes of granitoid basement rocks of the Cuu Long basin and the relationship to their reservoir properties] // PetroVietnam Conference on the oil and gas industry on the Eve of 21st Century. Hanoi, 2000.
5. Nguen M.Kh. *Usloviya obrazovaniya treshchinovatykh kollektorov v effuzivnykh porodakh, vmeshchayushchikh zalezhi nefti na mestorozhdenii «Drakon» (V'etnam)* [Conditions for fractured reservoir formation in effusive rocks comprising oil reservoirs in the Dragon field (Vietnam)]. International Scientific Symposium “Problems of Geology and Subsurface Development”. Tomsk, 2013.
6. Nguen Kh.B. *Geofizicheskie issledovaniya skvazhin pri izuchenii magmaticheskikh kollektorov mestorozhdeniya Belyy Tigr* [Well logging in magmatic reservoirs studies in the White Tiger field]. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2013, vol. 323, issue 1, pp. 27–33.
7. Hoang V.Q., Pham X.S., Tran X.N., Tran D.L. Reservoir parameter evaluation for the reservoir study and modeling of fractured basement, White Tiger oil field. The 2nd International conference "Fractured basement reservoir", Vungtau, 2008.
8. Goryunov E.Yu., Nguen M.Kh. *Osnovnye cherty i zakonomernosti stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza v fundamente Kyulongskoy vpadiny (V'etnam)* [The main features and regularities of the oil and gas fields structure in the basement of Cuu Long basin (Vietnam)] // Oil and gas geology, 2018, issue 2, p. 97–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.
9. Shuster V.L., Levyant V.B, Ellanskiy M.M. *Neftegazonosnost' fundamenta (problemy poiska i razvedki mestorozhdeniy uglevodorodov)* [Oil and gas potential of the basement (problems of prospecting and exploration for hydrocarbon fields]. Moscow: *Technika*, 175 p.

УДК 551

Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты

В.Д. Немова
к.г.-м.н., начальник отдела технологий разработки нетрадиционных объектов
Varvara.Nemova@lukoil.com

Т.А. Матюхина
ведущий специалист отдела технологий разработки нетрадиционных объектов
Tatyana.Matyukhina@lukoil.com

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Проведены масштабные литологические и геохимические исследования керна баженовской свиты. Рассмотрены некоторые аспекты методики лабораторных исследований керна, основанной на изучении образцов пород до и после воздействия на них органическими растворителями. Описаны условия осадконакопления отложений баженовской свиты, свойства и особенности ее строения, сходства и различия основных типов пород баженовской свиты, указаны причины их различий. Дана характеристика нефтематеринских пород, коллекторов. Отдельное внимание уделено содержанию углеводородов в разных типах пород. Описаны факторы, влияющие на формирование коллекторов баженовской свиты, свойства различных типов коллекторов, закономерности их распространения в разрезе и на площади.

Материалы и методы
Комплексные исследования керна и их интерпретация.

Ключевые слова
баженовская свита, лабораторные исследования, коллекторы нефти, литология, геохимия

Баженовский горизонт известен как основная нефтематеринская толща Западной Сибири. Одновременно в теле горизонта присутствуют и проницаемые пласты, содержащие подвижную извлекаемую нефть. Благодаря такой двуединой сущности — нефтематеринской формации, содержащей автохтонные залежи нефти, — горизонт является носителем стратегических запасов углеводородов России.

Промышленные притоки нефти из баженовских пластов $Ю_0$ получены более чем на 90 месторождениях. Известная более 50 лет нефтематеринская формация дважды становилась целевым объектом исследований. Первый раз — в 70–80-хх годах XX века, когда были проведены обобщения всех накопленных данных по тематике. Второй раз — в последние 10 лет, когда крупнейшие нефтяные компании России на своих лицензионных участках начали вести целенаправленные работы по поиску эффективного способа разработки данных отложений. В результате пробурен ряд современных скважин практически с полным отбором изолированного керна, впоследствии изученного различными лабораторными методами, проведены промысловые мероприятия по выявлению точных интервалов притока баженовского горизонта, гидропрослушивание, отбор и исследования нефтей с целью определения их свойств и распространения единых полей нефтеносности, протестированы технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием с многосекционными гидроразрывами пластов, различные методы интенсификации притока. На Средне-Назымском месторождении компания АО «РИТЭК» реализует технологию термогазового воздействия на пласт с целью повышения его нефтеотдачи [5].

В основу статьи положены результаты изучения более 100 скважин с кондиционным керном баженовской свиты на разных месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа, что на сегодняшний день является самым масштабным обобщением фактических данных. Представленные ниже результаты характеризуют баженовский горизонт, находящийся на стадии преобразования ОВ $МК_{1-2}$.

Важно понимать, что баженовская свита существенно отличается от других нефтематеринских толщ, разработка которых ведется в мире. Поэтому ее необходимо исследовать не методом аналогий, а в лабораториях, с опорой на керновый материал высокого качества. Только такие работы позволяют создать надежную фактическую базу данных, на основании которой можно строить геологические модели, считать запасы и планировать разработку объекта.

Результаты исследований

Изучение керна и интерпретация данных, полученных дистанционными методами, позволили установить, что разрез баженовской свиты сложен породами «матрицы», содержащими в себе маломощные хрупкие, часто трещиноватые слои, с которыми ассоциируются приточные интервалы толщи [8]. Этой информации явно недостаточно для эффективного планирования разработки такого нестандартного и сложного объекта, как баженовская свита.

Изучение баженовской свиты проводилось на керне, отличающемся высокой степенью выноса и сохранности. Особенностями лабораторных исследований керна являлось то, что литологическими, петрофизическими и геохимическими методами изучались образцы пород до и после экстракции — воздействия органических растворителей с целью очистки емкостного пространства от жидких углеводородов (далее — УВ). Результаты, полученные на образцах до и после экстракции, сравнивались. Кроме того, проводилась тщательная увязка и совместная интерпретация результатов всех лабораторных исследований, сопоставление их с промыслово-геофизическими данными по изученным скважинам. Это позволило получить принципиально новые и важные данные о баженовской свите.

Условия осадконакопления баженовской свиты предопределили выдержанность ее строения и состава. Основное отличие литологических типов пород баженовской свиты друг от друга заключается в содержании глинистого и органического вещества. В толще чередуются слои (рис. 1), представленные карбонатно-глинисто-кремнистыми породами, аномально обогащенными органическим веществом (Сорг достигает 5–25%) и кремнисто-карбонатные слои, породы которых содержат 2–3% глин, Сорг едва достигает 5%. Свойства пород этих слоев резко контрастны. Первые обладают тонкослоистой текстурой, благодаря алевро-пелитовой размерности частиц и повышенному содержанию глин. Из-за высокого содержания органического вещества их свойства в пластовых условиях близки к пластичным. Вторые — вторично преобразованные радиоляриты — обладают массивной структурой, большей плотностью и хрупкостью. Многочисленные проведенные исследования позволили сделать вывод о том, что первые являются преимущественно нефтематеринскими (нефтегенерирующими) породами, а во вторых могут формироваться естественные коллекторы [7].

Нефтематеринские породы («матрица») баженовской свиты включают в себя глинисто-кремнистые породы, обогащенные ОВ, и глинисто-кремнистые кокколитофоридовые известняки, обогащенные ОВ, приуроченные к верхней части разреза свиты. Основной источник органического вещества в породах первой группы — зоопланктон (радиолярии), а в породах второй группы — фитопланктон

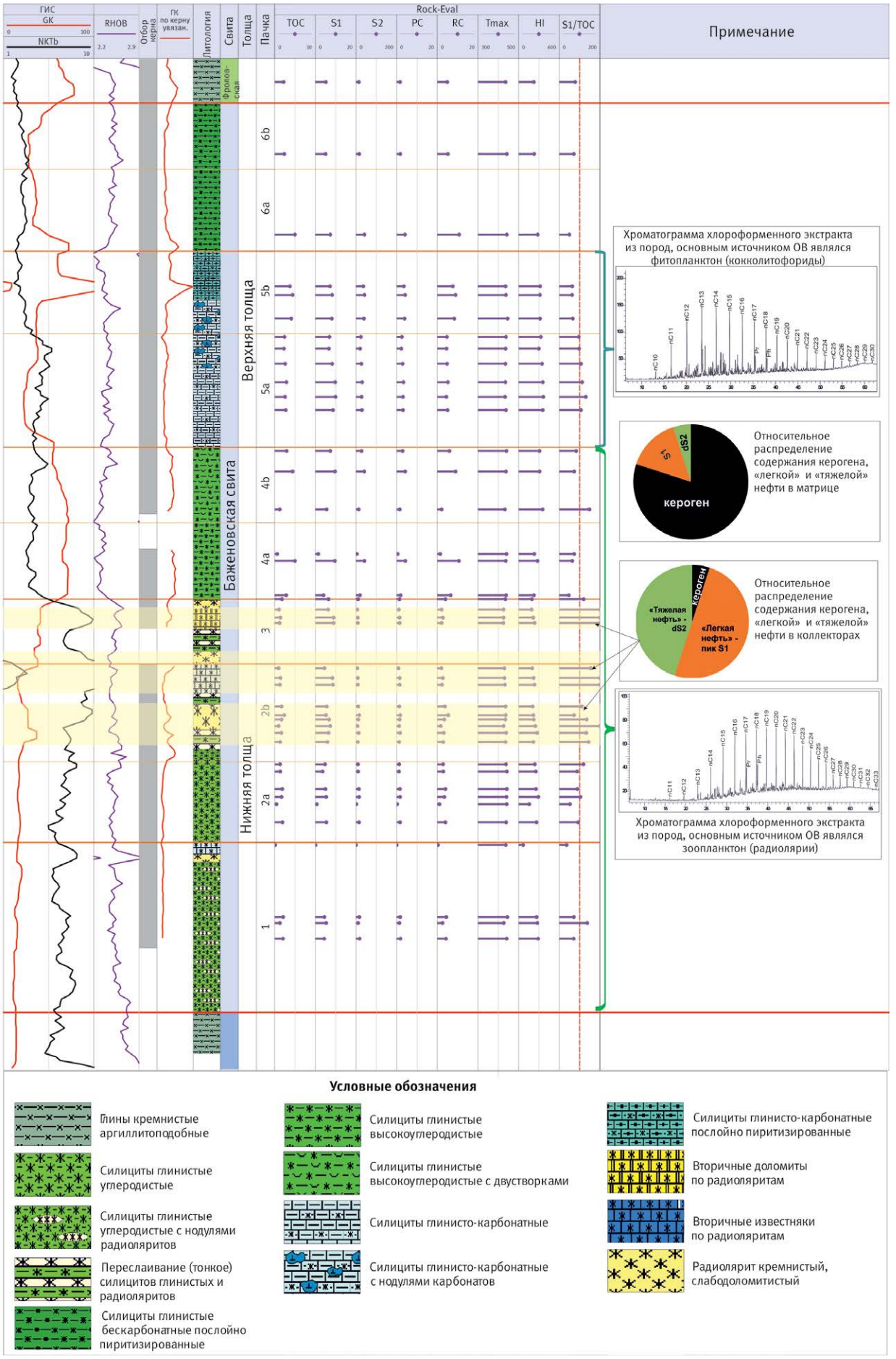


Рисунок — Сводный литолого-геохимический разрез баженовской свиты
Figure — Lithologic-geochemical composed sequence of Bazhenov formation

(кокколитофориды). Отмечено, что битумоиды, содержащиеся в различных литологических типах пород «матрицы», отличаются и по составу биомаркеров (см. рисунок).

В свете вопроса разработки баженовской свиты, особый интерес представляет содержание УВ в породах матрицы. Результаты исследований образцов на анализаторе Rock-Eval до и после экстракции показывают, что в породах «матрицы» содержание Сорг составляет 5–25%. Содержание свободных углеводородов, фиксируемых пиком S1, достигает 5–15%. Еще 20–50% УВ — это экстрагируемые нефтеподобные компоненты, фиксируемые разницей пиков S2 до и после экстракции пород. Остальная часть представлена керогеном, обладающим превосходным нефтегенерационным потенциалом (пик S2 после экстракции). Важно отметить, что образцы подвергались экстракции хлороформом в течение 24 часов, после чего проводились повторные определения содержания УВ. «Короткая» экстракция не способна удалить все нефтеподобные компоненты из породы, о чем свидетельствовал темный цвет раствора в экстракторе, поэтому считаем, что содержание нефтеподобных компонентов, выявленное в результате геохимических исследований, несколько занижено.

Таким образом, исследования показывают, что в «матрице» баженовской свиты содержится огромное количество свободной нефти и нефтеподобных компонентов. Данный вывод также приведен в работе [4]. Однако пока нет технологий вовлечения в разработку этих углеводородов.

Коллекторы в баженовской свите формируются в основном в слоях вторично преобразованных радиоляритов. Трещинно-поровые коллекторы встречаются в радиоляритах, кремнистых вторичных доломитах, вторичных доломитах, вторичных средне-мелкокристаллических известняках и вторичных известняках с регенерационным цементом, развитым по радиоляритам. Механизмы формирования такого разнообразия литологических типов и их фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС) подробно освещены в статье [7]. В данной группе пород содержание Сорг едва достигает 5%. При этом, свободных углеводородов (пик S1) может быть до 30%, а экстрагируемых нефтеподобных компонентов (разница пиков S2 до и после экстракции) — до 70%, содержание керогена — до 2–3%.

В среднем в разрезе баженовской свиты встречается четыре стратиграфических уровня распространения радиоляритовых слоев, накопление которых обусловлено изменениями гидродинамического режима в баженовском бассейне седиментации. Слои имеют небольшую толщину 0,5–1,5 м. Исключение составляет «радиоляритовая» пачка, представленная переслаиванием вторично доломитизированных радиоляритов и тонких прослоев глинисто-кремнистых пород «матрицы», обогащенных органическим веществом. Эта пачка располагается в центральной части разреза баженовской свиты и является региональным репером, уверенно выделяющимся по резкому падению показаний радиоактивного каротажа во всех скважинах, вскрывших баженовскую свиту в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Толщина данной пачки меняется в интервале от 2,5 до 8 м. При этом суммарная толщина слоев вторично преобразованных радиоляритов в данной пачке составляет до 70 %.

Коллекторские свойства отложений баженовской свиты обусловлены процессами постседиментационных преобразований пород: растворением и перекристаллизацией, включающей окремнение, кальцитизацию и доломитизацию. В результате этих процессов формировалась вторичная пористость и кавернозность пород, т.е. емкость коллектора. Кроме того, свой вклад в ФЕС вносит и трещиноватость. Встречаются трещины различного генезиса: автофлюидоразрыва (преобладают) и тектонические. Наличие трещин, связывающих емкостное пространство породы в единую флюидодинамическую систему, обуславливает проницаемость коллектора. Аналогичный вывод, основанный на специальных геохимических исследованиях, сделан в работе [3].

Отмечено, что каждый из процессов, способствующих формированию коллекторских свойств баженовской свиты, может также и негативно влиять на эти свойства. В качестве примера можно привести процесс залечивания трещин кальцитом в скважине, расположенной вблизи разрывного нарушения. Наличие разлома может как способствовать увеличению проницаемости, так и ухудшать коллекторские свойства пород.

Итоги

Установлена зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты.

Выводы

Отложения баженовской свиты состоят из чередования карбонатно-глинисто-кремнистых пород, обогащенных органическим веществом, обладающих превосходными нефтематеринскими свойствами, и маломощных плотных слоев, сложенных вторично преобразованными радиоляритами, в которых могут формироваться коллекторы трещинно-порового типа.

В нефтематеринских породах содержание органического углерода достигает 5–25%. На долю «свободной нефти» приходится 5–15%, углеводородов и гетероатомных соединений нефтяного ряда, извлекаемых при горячей экстракции, — 20–50%, продуктов крекинга керогена — 35–75%. Во вторично преобразованных радиоляритах содержание органического углерода не превышает 5%, основная его часть представлена «свободной нефтью» и нефтеподобными компонентами.

Основными процессами вторичных преобразований радиоляритов в отложениях баженовской свиты являются раннедиагенетическое окремнение, катагенетическая доломитизация и карбонатизация, последняя отмечается на всех стадиях литогенеза. Окремнение играло важную роль при первичной цементации радиоляритов на ранних стадиях литогенеза, что создавало предпосылки для сохранения структуры радиоляритов и обеспечивало возможность последующего развития вторичной пористости. Помимо этого, принципиально важное значение имели процессы, связанные с трансформацией органического вещества, к которым относятся автофлюидоразрыв и локальная озокеритизация. Процессы доломитизации и автофлюидоразрыва способствовали увеличению ФЕС пород, процесс озокеритизации — снижению. Процессы кальцитизации неоднозначно влияют на ФЕС пород, в целом снижая их.

Факторами, влиявшими на постседиментационные преобразования пород, являются палеотемпературный и палеотектонический режимы, состав пластовых вод и его изменение в процессе преобразования толщи, скорости уплотнения пород, состав и строение подстилающих и перекрывающих баженовскую свиты отложений и др. Комбинации этих факторов привели к различным процессам вторичных преобразований. Именно поэтому, несмотря на кажущуюся «выдержанность» строения отложений баженовской свиты, ее добычные свойства могут резко меняться на достаточно небольших участках территории. В такой ситуации вполне объяснимо наличие практически противоположных результатов разведки и освоения баженовской свиты на различных участках недр.

На существующем уровне изученности строения и свойств баженовской свиты необходимо проведение детальных интегрированных лабораторных (литологических, петрофизических и геохимических) исследований керна для решения любых промысловых задач, подсчета запасов и планирования разработки. К аналогичным выводам пришли и другие коллективы [1], [2], [3] и [4], занимающиеся специализированным изучением баженовской свиты (ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», МГУ им. М.В. Ломоносова, РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, «Сколковский институт науки и технологии» и др.).

Список литературы

1. Барышников А.В., Кофанов О.А., Тарасов С.Л. и др. // Перспективы вовлечения в разработку залежей в трещиновато-кавернозных коллекторах баженовско-абалакского комплекса на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» // Нефтяное хозяйство. 2010. №12. С. 27–29.
2. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. 2017. №4. С. 70–100.
3. Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С. и др. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. 2007. №6. С. 39–43.
4. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., и др. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестник Московского Университета. 2015. №5. С. 44–53.
5. Немова В.Д., Панченко И.В., Ильин В.С., Смирнова М.Е. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением

и пластовыми условиями (на примере Средне-Назымского и Салымского месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовый месторождений. 2017. №1. С. 38–44.
6. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т.12. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2017.pdf
7. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. №2. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf.
8. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. 2007. №8. С. 100–104.

ENGLISH **GEOLOGY**

Correlation between the content and composition of organic matter with the lithological types of rocks in the Bazhenov formation

UDC 551

Authors:
Varvara D. Nemova — Ph.D., head of the department of technology development of unconventional resources; Varvara.Nemova@lukoil.com
Tat'yana A. Matyukhina — leading specialist of the department of technology development of unconventional resources; Tatyana.Matyukhina@lukoil.com

LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

Abstract
Extensive lithological and geochemical studies of the core of the deposits of the Bazhenov formation have been performed. Some aspects of the laboratory core research method based on the study of rock samples before and after exposure to organic solvents are considered. The depositional environment of the Bazhenov formation, the properties and sediments specifics, similarities and differences of the main deposits of the formation are described; the reasons for their differences are indicated. Characteristics of source rocks and reservoirs are given. Special attention is paid to the content of hydrocarbons in different types of rocks. The factors affecting the formation of the reservoirs in Bazhenov formations as well as the properties of various types of reservoirs and the patterns of their distribution in the vertical section and on the area are described.

Materials and methods
Comprehensive core analysis and comprehensive core data interpretation.

Results
The dependence of the content and composition of organic matter on the lithologic types of rocks of the Bazhenov formation was established.

Conclusions
The content of organic carbon reaches 5–25% in the source rocks. The share of "free oil" accounts for 5–15%, hydrocarbons and heteroatomic compounds of the oil sequence, extracted during hot extraction, accounts for 20–50%, products of kerogen cracking accounts for 35–75%. In the secondarily converted radiolarit, the content of organic carbon does not exceed 5%, most of it is represented by "free oil" and oil-like components.
At the existing level of uncertainty of the properties and structure of the Bazhenov formation, it is necessary to conduct detailed integrated laboratory (lithological, petrophysical, geochemical) core studies to solve any production tasks, calculate reserves and plan the field development.

Keywords
bazhenov formation, laboratory studies, oil reservoir, lithology, geochemistry

References

1. A.V. Baryshnikov, O.A. Kofanov, S.L. Tarasov and others. *Perspektivy vovlecheniya v razrabotku zalezhey v treshchinovato-kavernoznykh kollektorakh bazhenovsko-abalakskogo kompleksa na mestorozhdeniyakh OOO «Gazpromneft'-Khantos»* [Prospects of deposits involvement in the development in cavernous fractured reservoirs of Bazhenovsko-Abalakskiy complex at Gazpromneft-Khantos LLC field]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, issue 12, pp. 27–29.
2. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefti v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kollektorakh v otlozheniyakh bazhenovskoy tolshchi Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Temporary methological guidance on the calculation of oil reserves in fractured and fissures-porous reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2017, issue 4, pp. 70–100.
3. Dakhnova M.V., Nazarova E.S., Slavkin V.S. and others. *Geokhimicheskie metody v reshenii zadach, svyazannykh s osvoeniem zalezhey nefti v bazhenovskoy svite na zapade Shirotnogo Priob'ya* [Geochemical methods in solving problems associated with the development of oil deposits in the Bazhenov Formation in the west of Ob River Region]. Oil and Gas Geology, 2007, issue 6, pp. 39–43.
4. Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. *Tekhnologiya issledovaniya geokhimicheskikh parametrov organicheskogo veshchestva kerogenonasyshchennykh otlozheniy (na primere bazhenovskoy svity, Zapadnaya Sibir')* [Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the Bazhenov Formation, West Siberia)]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta*, 2015, issue 5, pp. 44–53.
5. Nemova V.D., Panchenko I.V., Il'in V.S., Smirnova M.E. *Obzor rezul'tatov razrabotki bazhenovskoy svity v svyazi s ee geologicheskim stroeniem i plastovymi usloviyami (na primere Sredne-Nazymskogo i Salymskogo mestorozhdeniy)* [Review of the results of the development of the Bazhenov formation in connection with its geological structure and reservoir conditions (on the example of the the Sredne-Nazymskoye and Salym oil fileds)] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 1, pp. 38–44.
6. Nemova V.D., Panchenko I.V. *Lokalizatsiya pritochnykh intervalov bazhenovskoy svity i ikh emkostnoe prostranstvo na Sredne-Nazymskom mestorozhdenii* [Localization of the inlet intervals of the Bazhenov formation and their void space at the Sredne-Nazymskoye oild filed]. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies, 2017, v.12, issue 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2017.pdf
7. Nemova V.D. *Usloviya formirovaniya kollektorov v otlozheniyakh bazhenovskogo gorizonta v rayone sochleneniya Krasnoleninskogo svoda i Frolovskoy megavpadiny* [Conditions for the formation of reservoirs in the sediments of the Bazhenov horizon in the area of joint of the Krasnoleninsky arch and the Frolovskaya megadepression]. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies, 2012, v.7, issue 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf.
8. Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. *Nekotorye aspekty geologicheskogo stroeniya i perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity na zapade Shirotnogo Priob'ya* [Some aspects of the geological structure and potential of oil-bearing capacity of the Bazhenov Formation west of Shirotnoe Priobye]. Geology of Oil and Gas, 2007, issue 8, pp. 100–104.

ООО «ТНГ-Групп»

65 ЛЕТ

Нам откликается Земля...

ТНГ-Групп является одной из ведущих нефтесервисных компаний России. ТНГ-Групп оказывает полный комплекс услуг по геофизическому сопровождению строительства разведочных, поисковых и эксплуатационных скважин, вторичному вскрытию пластов, сейсморазведке 2D, 3D, 3D/3C, выполняет обработку и интерпретацию сейсмических данных, решает задачи в области вертикального сейсмического профилирования, а также проводит бурение и капитальный ремонт скважин. Работы проводятся практически во всех нефтегазодобывающих регионах страны, а также за рубежом. Высокая техническая оснащенность, передовые технологии и методики, реализованные на базе современных вычислительных ресурсов и программных средств, собственные научные разработки позволяют ТНГ-Групп эффективно решать самые сложные задачи и быть надежным партнером для многих нефтяных и газодобывающих компаний.

Россия, Республика Татарстан, 423236, г. Бугульма, ул. Ворошилова, 21
Тел.: (85594) 7-75-12, факс: (85594) 7-75-87
E-mail: tng@tng.ru, http://www.tng.ru

Бетонное полотно — просто добавь воды

Бетонное полотно Concrete Canvas — революционное строительное решение на российском рынке. Рулонный материал легко и быстро укладывается на любую поверхность. После смачивания водой через 24 часа покрытие из бетонного полотна превращается в слой армированного бетона. Через 10 дней после укладки прочность бетонного полотна на сжатие составит 40 мПа и продолжит увеличиваться. Срок службы такого покрытия составит 50+ лет.

Бетонное полотно Concrete Canvas представляет собой гибкую пропитанную бетоном ткань, затвердевающую при смачивании водой и образующую огнеупорный и водонепроницаемый слой бетона, стойкий к агрессивным средам. По сути, технология Concrete Canvas — это бетон в рулоне, но в отличие от обычного традиционного бетона для его укладки не требуется оборудование для смешивания и дорогостоящая техника. Бетонное полотно — уже готовый к использованию продукт, просто добавьте воды. Уже через 24 часа после смачивания покрытие набирает 80% прочности и готово к эксплуатации.

Полотно активно применяется в нефтегазовой и горнодобывающей промышленности, дорожном и железнодорожном строительстве и агропромышленном комплексе в более чем 80 странах мира.

Структура и форма выпуска

Бетонное полотно Concrete Canvas состоит из 4-х основных элементов: верхней поверхности из гидрофильной волокнистой ткани, нижней водонепроницаемой ПВХ мембраны, цементного наполнителя и 3Д матрицы из фиброволокон, которые предотвращают смещение цементного наполнителя, распространение трещин и увеличивают прочность затвердевшего материала на разрыв.

Бетонное полотно поставляется в больших или компактных рулонах и имеет толщину 5 мм, 8 мм и 13 мм. Стандартная ширина бетонного полотна составляет 1,1 метр, но также материал можно изготовить на заказ до 4,5 метров в ширину. Один большой рулон толщины 8 мм (125 м^2) обеспечит площадь покрытия, эквивалентное объему 2-х бетономешалок. Малые рулоны можно переносить вручную, поэтому они идеально подходят для укладки в труднодоступных местах, где нет возможности проезда или размещения тяжелой техники и оборудования.

Обладая практически нулевой подвижностью и неподверженностью к растрескиванию, а также стойкостью к химикатам, например, кислотам и щелочам, затвердевшее покрытие из бетонного полотна является монолитной конструкцией и защитит поверхность от разрушения.

Основными видами применения бетонного полотна являются:

- укрепление траншей и канав
- защита склонов и откосов
- обвалование
- создание и ремонт перемычек в шахтах
- защита трубопроводов
- создание бассейнов-отстойников
- восстановление бетонных конструкций

Укрепление канав и защита склонов

Бетонное полотно можно укладывать на любой склон и в любую траншею, независимо от угла наклона и типа грунта. Благодаря своей гибкости в процессе монтажа бетонное полотно подойдет для защиты любых даже самые крутых отвесных склонов с углом наклона более 60–80°. Гибкость полотна позволяет обходить различные конструкционные элементы, например, выпуски труб. Материал можно укладывать при любых погодных условиях, даже в проливной дождь. Более того, в случае, когда нет возможности остановить поток воды, монтаж можно проводить прямо в воде.

Восстановление бетонных конструкций

Бетонное полотно идеально подходит для восстановления разрушенных или обветшалых бетонных конструкций. Материал укладывается сверху и скрепляется с существующим бетонным основанием, предотвращая его дальнейшее разрушение, обеспечивая высокую прочность и защиту от эрозии.

Обвалование

Материал активно используется для обвалования резервуаров с нефтепродуктами, ГСМ и химическими веществами. Водонепроницаемое покрытие из бетонного полотна предотвратит вымывание грунта и разрушение защитных сооружений, а также не допустит проникновения в почву химических и нефтяных продуктов. Материал не подвержен влиянию агрессивных химических веществ, а значит, не разрушится при их воздействии. Кроме того, он не горюч и устойчив к высоким температурам, поэтому является надежной противопожарной защитой.

Создание перемычек в шахтах

Бетонное полотно позволяет в кратчайшие сроки создавать вентиляционные, изолирующие и закладочные перемычки в шахтах. Благодаря своей структуре, скрепленное с основанием застывшее бетонное полотно фактически образует монолитную конструкцию. Она, в отличие от гипса, дерева или шлакоблоков, не будет рассыпаться при сотрясении или вибрации, которые часто возникают при проведении горных работ. При соединении слоев водонепроницаемого бетонного полотна с помощью термосварки, покрытие будет полностью герметичным. С помощью материала можно создать не только надежную перемычку, но и предотвратить подтопление шахты.

Как осуществляется монтаж

1. Подготовка поверхности

Бетонное полотно не требует сложных подготовительных работ. При укладке на почву нужно удалить растительность, острые и выступающие предметы и утрамбовать грунт. При укладке на бетонное основание необходимо избавиться от пустот и также удалить выступающие предметы, например, элементы арматуры. Гибкое бетонное полотно «облегает» поверхность, повторяя рельеф, поэтому после смачивания и дальнейшего затвердевания покрытие повторит форму основания.

2. Разворачивание и укладка

Технология Concrete Canvas — готовое строительное решение, поэтому рулоны материала сразу готовы к укладке и не нуждаются в какой-либо обработке. В зависимости от формы поставки полотна его разворачивание происходит или вручную, или с помощью траверсы. Также можно надеть втулку с рулоном бетонного полотна на железный стержень. В зависимости от проекта материал можно укладывать как вдоль, так и поперек. При укладке на грунт необходимо создать анкерные пазы для прочного скрепления полотна с основанием. Главное требование при укладке — чтобы слои бетонного полотна шли внахлест с напуском не менее 10 см. Это необходимо для их дальнейшего скрепления между собой.

3. Крепление к поверхности

В области анкерных пазов необходимо скрепить полотно с грунтом с помощью анкеров из нержавеющей стали. При поперечной укладке анкер нужно расположить в местах соединения слоев, при продольной — через каждые 2 метра. При монтаже на бетонную поверхность, края бетонного полотна должны быть скреплены с основанием, например, с помощью бетонного раствора.

4. Фиксация слоев между собой

Слои бетонного полотна можно скреплять между собой различными способами — с помощью саморезов, клея-герметика или с помощью термосварки. При последнем варианте покрытие из полотна станет полностью герметичным. Это способы могут применяться как в комплексе, так и по отдельности, в зависимости от задачи бетонного полотна в конкретном проекте.

5. Смачивание водой

После скрепления слоев и фиксации к основанию материал необходимо смочить. Увлажнение производится путем разбрызгивания воды (не под давлением) по поверхности или путем полного погружения материала в воду. Бетонное полотно невозможно смочить чрезмерно. Минимальный объем воды, необходимый для смачивания материала, должен составлять не менее 50% от веса материала. Например, при смачивании материала толщиной 8 мм на каждый квадратный метр необходимо 6 литров воды. При проверке бетонного полотна на увлажнение оно должно оставаться влажным на ощупь в течение нескольких минут после смачивания.

6. Застывание полотна

Материал начнет застывать в течение 1–2 часов после смачивания в зависимости от температуры окружающей среды. В течение этого времени с полотном еще можно работать. Через 24 часа после увлажнения покрытие из бетонного полотна набирает 80% прочности и готово к использованию.

Бетонное полотно используют такие компании как BP, Shell, SKANSKA, TOTAL. Материал был успешно применен в разных климатических зонах, в том числе и на территориях с суровым климатом. Среди компаний, применивших бетонное полотно в России, — ЛУКОЙЛ, СУЭК, РЖД, АЛРОСА и многие другие. В данный момент реализуется проект по укладке бетонного полотна в компании «Транснефть» на нефтегазовом объекте в Краснодарском крае. В общей сложности используется около 6000 м^2 материала, в первую очередь, для защиты сложных склонов. Например, высота одного из склонов составила 45 метров. Простота и скорость укладки сыграли решающую роль при выборе бетонного полотна.

Летом 2017 года в Подмосковье открылся первый в мире демонстрационный парк United Concrete Canvas Russia, где представлены основные типы использования бетонного полотна. Свяжитесь с нами для получения подробной информации о материале, а также для организации поездки в демопарк.

UNITED CONCRETE CANVAS RUSSIA

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

Посетите наши стенды:
НЕФТЬ И ГАЗ MIOGE, Москва A149
УГОЛЬ РОССИИ И МАЙНИНГ, Новокузнецк 1B24

УДК 622.24

Моделирование электрического зондирования околоскважинной зоны в процессе бурения нефтегазовых скважин

Ю.И. Стеблев
д.т.н., профессор кафедры АУТП

С.В. Сусарев
к.т.н., доцент кафедры АУТП

А.Ю. Лапшина
магистр кафедры АУТП
alena08071@rambler.ru

Т.Ю. Попова
магистр кафедры АУТП
tanyu.popova2011@yandex.ru

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Одним из актуальных вопросов бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с применением забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи является использование электрического разделителя. Он входит в состав передающей системы в качестве конструктивной основы для проведения электрического и электромагнитного каротажа скважины в процессе бурения. Для решения данной проблемы необходимо оценивать радиальную дальность действия электрического зондирования околоскважинной зоны с целью определения информативности получаемых данных. В работе проведен качественный анализ структуры зондирующего электрического поля схемы и расчетной модели каротажа.

Схема электрического и электромагнитного каротажа скважин с использованием электрического разделителя (скважинного «диполя») забойной телеметрической системы (далее — ЗТС) с беспроводным электромагнитным каналом связи приведена на рис. 1.

Структура электромагнитного поля и радиальная дальность действия системы каротажа будет определяться электрической структурой среды, частотой питающего напряжения и длиной l изоляционного покрытия 4 корпуса ЗТС.

Радиальную дальность действия, глубинность скважиной электрометрии (каротажа) оценим с помощью приближенной расчетной модели (рис. 2).

Скважина диаметром 2а заполнена воздухом, то есть является непроводящей средой. Околоскважинная среда 3 — однородная с удельной электрической проводимостью σ. Электроды-зонды 1 — кольца шириной 2Δ, l — расстояние между электродами, соответствующее длине изоляционного покрытия 4 по рис. 1.

Качественный анализ показывает, что структура зондирующего электрического поля схемы (рис. 1) и расчетной модели (рис. 2) каротажа будут идентичны. Структура при этом — радиально-неоднородная по электропроводности околоскважинная среда (рис. 1) — может моделироваться однородной проводящей средой с эквивалентной электропроводностью $\sigma_э$ (рис. 2).

При анализе расчетной модели используем результаты работы [1], в которой рассчитано распределение тока в околоскважинной среде при запитывании электродов-зондов от источника постоянного тока I_0.

При обработке геофизической каротажной информации необходимо знать глубинность электромагнитного зондирования, то есть насколько глубоко проникает зондирующее электрическое поле за пределы скважины, какому объему геологической среды следует приписывать рассчитываемое по измеренному напряжению между электродами кажущееся удельное электрическое сопротивление $\rho_к$ или электропроводность $\sigma_к$.

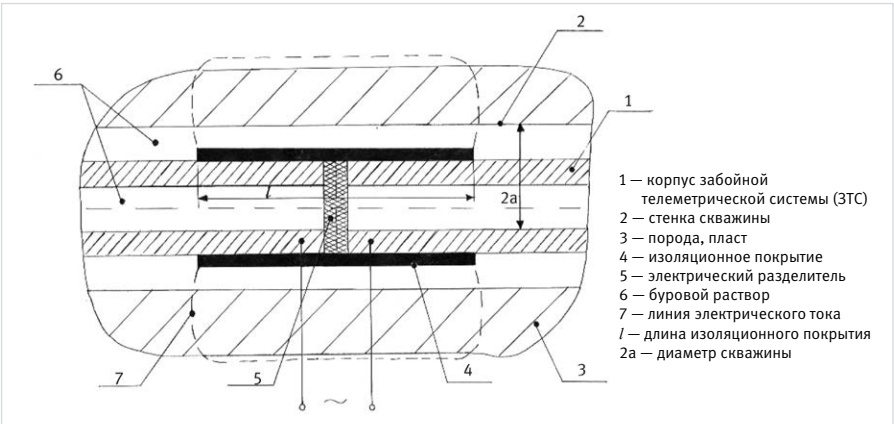


Рис. 1 — Схема электрического и электромагнитного каротажа скважин с использованием скважинного «диполя»
Fig. 1 — Diagram of electric and electromagnetic logging of wells using downhole "dipole"

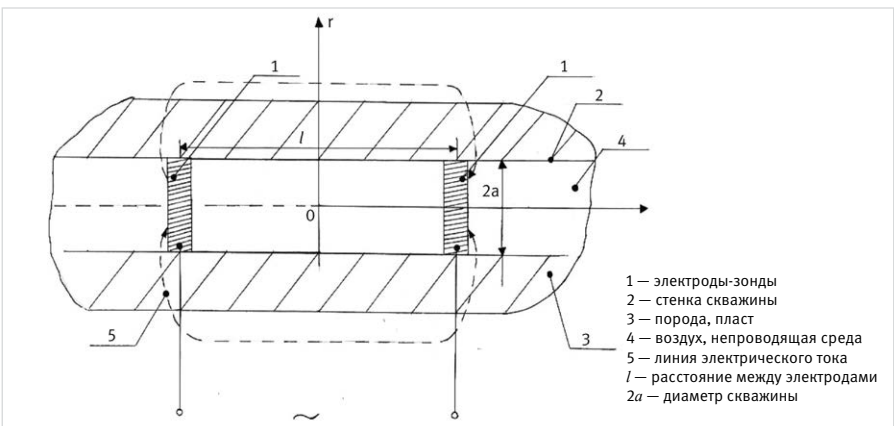


Рис. 2 — Расчетная модель электромагнитного каротажа с использованием скважинного «диполя»
Fig. 2 — The analysis model of electromagnetic logging with a borehole "dipole"

Материалы и методы

Структура электромагнитного поля и радиальная дальность действия системы каротажа будут определяться электрической структурой среды, частотой питающего напряжения и длиной изоляционного покрытия корпуса забойной телеметрической системы. Для количественной оценки радиальной глубины проникновения электрического тока вводится функция «глубинности». Применение теории бокового электрического каротажа скважин двухполюсными зондами при многослойной структуре околоскважинной геологической среды.

Ключевые слова

электрический и электромагнитный каротаж, забойная телеметрическая система, электрический разделитель, электропроводность, глубинность электрического зондирования, радиальная дальность, скважина, бурение

Зондирование околоскважинной среды постоянным или низкочастотным электрическим полем позволяет дать оценку сверху радиальной дальности действия системы электромагнитного каротажа.

Решение задачи о распределении электрического потенциала в проводящем полупространстве со скважиной от двух кольцевых электродов (рис. 3) получено в виде [1]:

$$\varphi(r,z) = -\frac{2I_0}{\pi^2 a\Delta\,\sigma}\int_0^\infty \frac{K_0(xr)}{x^2K_1(xa)}\lambda(x,z)dx. \quad (1)$$

где K_0 и K_1 - функции Макдональда нулевого и первого порядка соответственно;

σ — удельная электрическая проводимость породы;

I_0 — ток, поступающий в геологический массив от электродов-зондов;

2Δ — ширина кольцевых электродов;

a — радиус скважины;

z_0 — расстояние от середины базы l двухэлектродного зонда до поверхности полупространства.

$$\lambda(x,z) = \sin(\Delta x)\, sin\frac{x}{2}(z_1+z_2)$$
$$sin\frac{x}{2}(z_2-z_1)\cos(xz).$$

Преобразуем функцию $\lambda(x,z)$, учитывая соотношения:

$$z_2 - z_1 = l.\quad z_1 = z_0 - \frac{l}{2},$$
$$z_2 = z_0 + \frac{l}{2},\ \frac{1}{2}(z_2+z_1) = z_0,$$
$$z_0 > \frac{l}{2}.$$

В результате получим:

$$\lambda(x,z) = \sin(\Delta x)\sin\left(\frac{x}{2}l\right)\sin(x-z_0)\cos(xz). \quad (2)$$

Компоненты напряженности зондирующего электрического поля $\bar{E}(r,z)$ в цилиндрических координатах (r,z,a), учитывая его асимметричность $(\partial/\partial a=0)$, равны [2].

$$E_r(r,z) = -\frac{\partial\varphi}{\partial r},\quad E_z(r,z) = -\frac{\partial\varphi}{\partial z}. \quad (3)$$

Учитывая соотношения (1) и (3), получим:

$$E_z(r,z) = -\frac{2I_0}{\pi^2 a\Delta\,\sigma}\int_0^\infty \frac{K_0(xr)}{x^2K_1(xa)}\theta(x,z)dx, \quad (4)$$

$$E_r(r,z) = -\frac{2I_0}{\pi^2 a\Delta\,\sigma}\int_0^\infty \frac{K_0(xr)}{x\,K_1(xa)}\lambda(x,z)dx. \quad (5)$$

Здесь:

$$\theta(x,z) = \frac{\partial}{\partial z}\lambda(x,z) = -x\cdot\sin(\Delta\cdot x)$$
$$sin\left(\frac{x}{2}l\right)\cdot\sin(x\cdot z_0)\cdot\sin(x\cdot z),$$
$$\frac{\partial}{\partial r}K_0(x\cdot r) = -xK_1(x\cdot r).$$

Компоненты плотности токов в околоскважинной среде:

$$\delta_z(r,z) = \sigma E_z(r,z),\ \delta_r(r,z) = \sigma E_r(r,z). \quad (6)$$

За глубину проникновения тока при электрическом каротаже — каротаже сопротивлений — принимается величина внешнего радиуса кольцевой площадки, ограниченной изнутри окружностью с радиусом скважины в середине между питающими электродами, и через которую проходит 80% от полного тока I_0, питающего электроды [1].

Для количественной оценки радиальной глубины проникновения электрического тока вводится функция «глубинности» [1]:

$$\eta = \frac{I(r)}{I_0}. \quad (7)$$

$I(r)$ — ток через кольцевую поверхность $S(r)=\pi\,(r^2-a^2)$.

Функция $\eta(r)$ определяет относительную долю общего тока I_0, протекающего через поверхность $S(r)$.

$$\eta(r) = \begin{cases} 0, \text{при } r = a \\ 1, \text{при } r \to \infty \end{cases}. \quad (8)$$

В предельном случае, когда зонд расположен достаточно далеко от границы полупространства, т.е. $z_0 \gg l/2$, а также $\Delta \to 0$ и $a \to 0$, то есть в случае точечных источников тока и скважины нулевого диаметра, получено приближенное выражение для $\eta(\gamma)$ [1]:

$$\eta(r) = 1 - \frac{1}{\sqrt{1+\lambda^2}}, \quad (9)$$
$$\gamma = \frac{2r}{l}.$$

База зонда l может принимать значения в диапазоне 1,0 м÷2,0 м. Диаметры скважин — 76, 105 и 200 мм.

Для определения глубины проникновения тока необходимо найти такое значение r при фиксированных параметрах электрометрического зонда и скважины, при котором левая часть уравнения (9) обращалась бы в 0,8, т.е. глубина проникновения тока в околоскважинную среду соответствует значению функции глубинности $\eta(\gamma)$=0,8.

В результате решения уравнения получим:

$$r_0 = 2{,}45\cdot l. \quad (10)$$

То есть, глубинность электрического зондирования r_0 пропорциональна базе зонда l с коэффициентом пропорциональности 2,45. Используя функцию глубинности (9), определим, на каком расстоянии от оси скважины плотность тока максимальна. При этом плотность тока $\delta(r)$ определим как отношение приращения нормированной величины тока

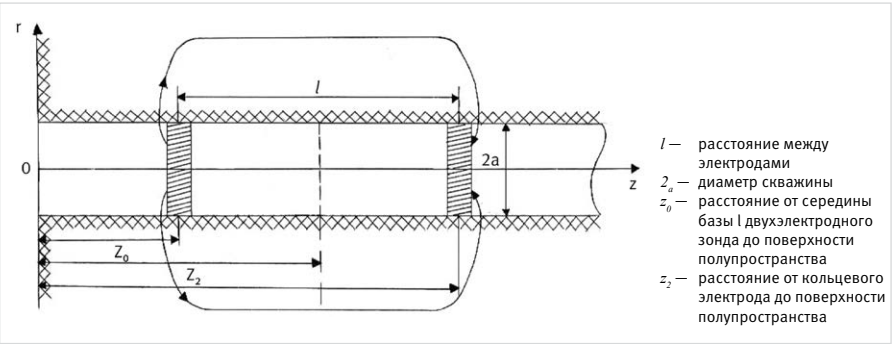


Рис. 3 — Электрический каротаж скважины в проводящем полупространстве с помощью кольцевых электродов
Fig. 3 — Electric logs of wells in a conducting half-space by means of ring electrodes

Рис. 4 — К определению плотности зондирования тока в околоскважинной среде
Fig. 4 — To the determination of the density of the sensing current in the borehole environment

$\Delta\eta(r)$ в кольце радиуса r, толщиной Δr (рис. 4) к элементарному приращению площади ΔS:

$$\delta(r) = \frac{\Delta\eta}{\Delta S}, \text{ при } \Delta S \to 0. \ \ \Delta S = 2\pi r \cdot \Delta r.$$

Таким образом, плотность тока:

$$\delta(r) = \frac{1}{2\pi r} \cdot \frac{\partial\eta}{\partial r}, \qquad (11)$$

$$\eta(r) = 1 - \frac{l}{\sqrt{l^2+4r^2}}.$$

Выполнив необходимые преобразования, получим:

$$\frac{\partial\eta}{\partial r} = \frac{4rl}{(l^2+4r^2)\sqrt{l^2+4r^2}}, \qquad (12)$$

$$\delta(r) = \frac{2l}{\pi(l^2+4r^2)\sqrt{l^2+4r^2}}.$$

Из уравнения (12) следует, что плотность $\delta(r)$ — монотонно убывающая функция r.

Более точное численное исследование функции глубинности [1] показало, что варианты с конечной шириной кольцевых электродов 2–10 см практически не отличаются от случая электродов нулевой ширины $(2\Delta=0)$.

Изменение диаметра скважины от 0 до 105 мм при базе зонда l от 1 до 2 м мало влияет на глубину проникновения тока, что проявляется в слабом увеличении глубинности. Абсолютная величина электросопротивления для однородной среды не влияет на глубину проникновения тока.

Отсюда следует важный вывод, что математическое моделирование электрического каротажа скважины в процессе бурения (рис. 1) возможно с использованием точечных моделей электродов-зондов, расположенных в скважине «нулевого» диаметра. При таком подходе возможно применение хорошо развитой теории бокового электрического каротажа скважин двухполюсными зондами при многослойной структуре околоскважинной геологической среды [3]. Кроме того, модель проводящего полупространства с вертикальной скважиной (рис. 3) позволяет моделировать прохождение ЗТС с модулем электромагнитного каротажа водонефтяного контакта (далее — ВНК), если полагать, что при $z \geq 0$ находится водонасыщенная порода, а при $z<0$ — нефтенасыщенная.

Такая модель ВНК вполне обоснована, поскольку электропроводность водонасыщенной породы значительно больше электропроводности породы нефтенасыщенной. При этом функция $\eta(r)$ [1], определяющая распределение зондирующего электрического поля в околоскважинной среде вблизи границы раздела $(z \geq l/2)$, после преобразований имеет вид:

$$\eta(r) = 1 - \frac{l}{\sqrt{l^2+4r^2}} - \frac{1}{2}$$

$$\left[\frac{4z_0 - l}{\sqrt{4r^2 + (4z_0 - l)^2}} - \frac{4z_0 + l}{\sqrt{4r^2 + (4z_0 + l)^2}}\right], \qquad (13)$$

$$z_0 \geq \frac{l}{2}.$$

Функция распределения тока (13) может быть записана через безразмерные обобщенные параметры:

$$\gamma = \frac{2r}{l}, \ \ \varsigma = \frac{z_0}{l}, \ \varsigma \geq 0{,}5,$$

$$\eta(\gamma,\varsigma) = 1 - \frac{l}{\sqrt{1+\gamma^2}} - \frac{1}{2}\left[\frac{4\varsigma - 1}{\sqrt{\gamma^2+(4\varsigma-1)^2}} - \frac{4\varsigma+1}{\sqrt{\gamma^2+1^2}}\right] \qquad (14)$$

Итоги

Приведенные соотношения и расчетные модели позволяют более обоснованно подойти к оценке дальности действия реальных систем электрического и электромагнитного каротажа, используемых в составе ЗТС, при бурении наклонных и горизонтально направленных нефтегазовых скважин.

Выводы

1. Структура зондирующего электрического поля схемы и расчетной модели каротажа идентичны.
2. Математическое моделирование электрического каротажа скважины в процессе бурения возможно с использованием точечных моделей электродов-зондов, расположенных в скважине «нулевого» диаметра.

Список литературы

1. Курленя М.В., Опарин В.Н. Скважинные геофизические методы диагностики и контроля напряженно-деформированного состояния массивов горных пород. Новосибирск: Наука, 1999. 335 с.
2. Арфкен Г. Математические методы в физике. М.: Атомиздат, 1970. 712 с.
3. Дахнов В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1981. 344 с.

ENGLISH **DRILLING**

Simulation of electrical sounding of the wellbore zone in the process of drilling oil and gas wells

UDC 622.24

Authors:
Yuriy I. Steblev — Sc.D. of technical sciences, professor of the department automation and control of technological processes
Sergey V. Susarev — Ph.D., associate professor of the department automation and control of technological processes
Alena Yu. Lapshina — master of the department automation and control of technological processes; alena08071@rambler.ru
Tat'yana Yu. Popova — master of the department automation and control of technological processes; tanyu.popova2011@yandex.ru

Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

Abstract

One of the topical issues of drilling directional and horizontal wells with the use of downhole telemetry systems with an electromagnetic communication channel is the use of an electrical delimiter. It is part of the transmission system as a constructive basis for conducting electric and electromagnetic well logging while drilling. To solve this problem, it is necessary to evaluate the radial range of electrical probing near the well zone in order to determine the informativeness of the received data. A qualitative analysis of the structure of the probing electric field of the circuit and the calculation model of the logging is performed.

Materials and methods

The structure of the electromagnetic field and the radial range of the logging system will be determined by the electrical structure of the medium, the frequency of the supply voltage and the length of the insulation coating of the housing of the bottom hole telemetry system. To quantify the radial depth of penetration of electric current, a function of "depth" is introduced.

Application of the theory of lateral electric well logging with bipolar probes with a multilayer structure near the wellbore geological environment.

Results

The relationships and design models are presented that allow to more reasonably approach the evaluation of the range of the real electric and electromagnetic logging systems used for drilling inclined and horizontally directed oil and gas wells.

Conclusions

1. Structure of the probing electric field of the circuit and the calculation model logging are identical.
2. Mathematical modeling of electric well logging during drilling is possible using point models of probe electrodes located in a well of "zero" diameter.

Keywords

electrical and electromagnetic logging, bottom hole telemetry system, electric delimiter, electrical conductivity, depth of electrical sounding, radial range, well, drilling

References

1. Kurlenya M.V., Oparin V.N. *Skvazhinnye geofizicheskie metody diagnostiki i kontrolya napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya massivov gornykh porod* [Downhole geophysical methods of diagnostics and control of the stress-strain state of rock massifs]. Novosibirsk: *Nauka*, 1999, 238 p.
2. Arfken G. *Matematicheskie metody v fizike* [Mathematical methods in physics]. Moscow: *Atomizdat*, 1970, 712 p.
3. Dakhnov V.N. *Elektricheskie i magnitnye metody issledovaniya skvazhin* [Electrical and magnetic methods of well investigation]. Moscow: *Nedra*, 1981, 343 p.

ТМС ГРУПП

Изготовление и обслуживание приводов штангового скважинного насоса

УК «ТМС групп» предлагает приобрести станки-качалки следующих типов:
ТМС ПНШ(Т) 60-3-2800/80-3-40,
ТМС ПНШ 60-2,1-2500/80-3-40,
ТМС СК 60-2,1-2500/8-3,5-4000,
ТМС СК 100-3,5-56,
ТМС СК Т120-56

где ТМС — это торговая марка изготовителя; ПНШ(Т) — привод насоса штангового (тумбовый); СК — станок-качалка; 60/80/100/120 — максимальная нагрузка на устьевой штоке (кН, не более); 2,1/3/3,5 — максимальная длина хода сальникового штока (м); 2500/2800/4000/5600 — номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора (Н·м)

Новые технологии организации сервиса

Комплексное обслуживание нефтепромыслового оборудования

- Измерительный контроль металлоконструкций;
- Восстановление повреждённых участков;
- Определение уравновешенности СК прибором;
- Протяжка всех креплений и резьбовых соединений;
- Ревизия и ремонт балансира в сборе;
- Ревизия и ремонт штанговращателя — проверка его работоспособности;
- Смазка подшипниковых узлов, резьбовых соединений; набивка сальниковых уплотнений;
- Доливка/замена масла в редуктор;
- Замена изношенных и вышедших из строя деталей и узлов;

Аренда с обслуживанием нефтепромыслового оборудования на взаимовыгодных условиях

Услуги монтажа/демонтажа нефтепромыслового оборудования

- Поузловой ремонт станков-качалок (СК);
- Монтаж, демонтаж и перемонтаж станка-качалки;
- Капитальный ремонт СК и сборка фундамента;
- Покраска станка-качалки;
- Замена клиноременной передачи;
- Геолого-технические мероприятия (изменение числа качаний и длины хода);
- Электротехнические работы по низкой стороне трансформатора (до 1000 В);
- Обслуживание электрической части станков-качалок;
- Ремонт, изготовление и установка оградительных устройств.

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

УДК 622.276 + 551

Разработка методики моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОВ пород баженовской свиты

Д.А. Метт
к.т.н., начальник отдела геологического изучения нетрадиционных объектов
Dmitrij.Mett@lukoil.com

Н.Т. Николаева
ведущий специалист отдела геологического изучения нетрадиционных объектов
Tatyana.Nikolaeva@lukoil.com

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В данной статье представлен новый подход к моделированию термогазового воздействия с использованием ПО CMG STARS. Суть предлагаемого подхода заключается в прямом учете различных углеводородных комплексов в геолого-гидродинамической модели. Рассматриваемый подход позволяет учитывать геохимические параметры полученные на основании керновых исследований, кроме того происходит значительная экономия расчетного времени.

Материалы и методы
Гидродинамическое моделирование

Ключевые слова
баженовская свита, лабораторные исследования, гидродинамическая модель, термогазовый метод, геохимия

Нефтяное сообщество проявляет все больший интерес к баженовским отложениям, а именно к их части, содержащей органическое вещество (так под действием пиролиза возможно получить из 1 м^3 породы порядка 50–80 литров синтетической нефти). Благодаря усилиям компании АО «РИТЭК» и лично профессора В.И. Грайфера, а также идеолога метода термогазового воздействия (далее — ТГВ) А.А. Боксермана, на базе АО «ВНИИнефть» им. А.П. Крылова было проведено большое количество лабораторных экспериментов (в том числе эксперимент по трубе горения [3-4]), доказавших возможность получения синтетической нефти из непроницаемой части разреза баженовских отложений. В статье [5] показан использующийся в настоящее время подход к моделированию механизма ТГВ на симуляторе CMG STARS. Кроме того, силами АО «РИТЭК» был запущен и успешно продолжается промысловый эксперимент по ТГВ [3-4].

Поскольку в лабораторных и промысловых условиях были принципиально решены вопросы реализации ТГВ и получения синтетической нефти, то настало время осмысления полученных результатов и поиск путей оптимизации процессов.

Основным инструментом моделирования термогазового процесса является ПО CMG STARS, и если при моделировании лабораторных экспериментов в большей степени понятно, как задавать исходные данные, то в условиях адаптации промысловых данных возникают большие неопределенности. В частности, возникают вопросы в распределении керогена, как твердого вещества, по разрезу и в межскважинном пространстве. Ввиду ограниченного количества керновых исследований на текущий момент не представляется возможным создать геологическую модель распределения керогена. Кроме того, опыт моделирования лабораторных экспериментов показал необходимость значительных вычислительных затрат на моделирование подробного описания процессов. Следовательно, необходима разработка новых подходов к описанию и управлению термогазового процесса в условиях текущей возможности изучения непроницаемой части баженовских отложений. Одним из подходов может являться использование данных пирограмм для прямой группировки компонентов по температурам. Как было показано в статье В.Д. Немовой и Т.А. Матюхиной (Экспозиция Нефть Газ. 2018. №4. С. 23–26), на основе пиролиза возможно получение геологической модели распределения пиролитических данных. Рассмотрим предлагаемый подход более подробно.

На моделируемом участке мы имеем данные геохимических параметров органического вещества, полученные в результате пиролиза на установке Rock-Eval 6 в режиме «Bulk Rock», выполненные до и после экстракции. Для пирограмм до экстракции пород баженовской свиты характерно наличие (иногда значительное) пика, установленного после начала подъема температуры нагрева от 300°С, и являющегося промежуточным между пиками S1 (S1r) и S2 (S2b), так называемого пика S2a. Этот пик устанавливается при проведении анализа по методике «Reservoir» (пиролиз насыщенной породы-коллектора) и соответствует термическому испарению сорбированной микронефти (тяжелых УВ (С15-С40)). Благодаря пиролитическим исследованиям, проведенным до и после экстракции керна органическими растворителями, полученные результаты компенсируются и интерпретируются следующим образом:

- **пик $S_{0\,до\,экс.}$** — количество десорбированных легких, преимущественно газообразных углеводородов (УВ);
- **пик $S1_{до\ экс.}$** — количество термодесорбированных свободных жидких УВ («легкая нефть»);
- **$\Delta S2=S2_{до\ экс.} - S2_{после\ экс.}$** — количество термодесодбированных высокомолекулярных УВ и гетероатомных соединений нефтяного ряда — «тяжелая нефть» (приблизительно соответствует пику S2a, фиксируемый в режиме «Reservoir»);
- **пик $S2_{после\ экс.}$** — продукты крекинга керогена (приблизительно соответствует пику S2b, фиксируемый в режиме «Reservoir»).

На рис. 1 показаны условные пирограммы до и после экстракции образцов. В таблице 1 приведены средние значения геохимических параметров, рассчитанные из результатов до и после экстракции.

$S1_{до\ экс.}$	**10.025 мг УВ/г породы**
$\Delta S2=S2_{до\ экс.} - S2_{после\ экс.}$ (S2a)	**4.06 мг УВ/г породы**
$S2_{после\ экс.}$ (S2b)	**3.38 мг УВ/г породы**

Таб. 1 — Результаты пиролитических исследований Rock-Eval образцов керна, полученные до и после экстракции (метод «Bulk Rock»)
Tab. 1 — Results of pyrolysis method Rock-Eval on core samples before and after extraction («Bulk Rock» method)

Имеем данные по выходу УВ из грамма породы, где $S1_{до\ экс.}$ — «легкая» нефть, ΔS2 — «тяжелая нефть» и $S2_{после\ экс.}$ — продукты крекинга керогена.

На примере линейной модели в симуляторе CMG STARS опробован данный способ. Размеры ячеек составляют 10x10x1 (м). Расстояние между скважинами — 500 м. Проницаемость — 10 мД, пористость — 0,1 д.е. (рис. 2).

Синтетическая нефть должна появиться только после крекинга керогена (термолиза). Таким образом, компонент $S2_{после\ экс.}$ моделируем твердым веществом, из которого при повышении температуры выделяется жидкая синтетическая нефть, газ и кокс (остаток). При пластовых условиях твердый компонент неподвижен, но занимает поровый объем, пористость пересчитывается с учетом твердого вещества.

Композиционная модель нефти и газа (PVT-модель) создана в программном комплексе Winprop и садаптирована на пробу пластовой нефти. Исходные углеводородные компоненты объединены в пять псевдокомпонентов: CH4, G, S1 ($S1_{до\ экс.}$), ΔS2, Sint oil (синтетическая нефть, пик $S2_{после\ экс}$). Поскольку в продуктах окисления нефти и в закачиваемом газе присутствуют O_2, N_2 и CO_2, в модели нефти данные компоненты выделены отдельно. Свойства синтетической нефти (Sint oil) задаются равными $S1_{до\ экс.}$ В начальном составе нефти Sint oil нет. G — газ, соответствующий углеводородному газу состава «C2-C4».

Мольное содержание компонентов рассчитывается через объемное содержание.

Исходя из формализованной схемы термических превращений углеводородных групп, учета указанного разделения флюидов на компоненты (PVT модель), результатов различных экспериментов и проведенного анализа чувствительности, целью которого являлось сокращение количества уравнений, можно записать формализованную модель химических реакций, протекающих при внутрипластовом горении в следующем виде:

$$S1_{до\ экс.}+O_2=>water+CO_2 \quad [1]$$

$$Sint\ oil+O_2=>water+CO_2 \quad [2]$$

$$\Delta S2+O_2=>water+CO_2+S1_{до\ экс.}+coke \quad [3]$$

$$O_2+coke=>water+CO_2 \quad [4]$$

$$S2_{после\ экс.}\ sol+O_2=>G+Sint\ oil+coke \quad [5],$$

где $S2_{после\ экс.}$ sol — это условный «S2 твердый»; coke — кокс.

Стехиометрические коэффициенты в уравнениях 1–4 рассчитываются исходя из значений молекулярной массы. Для подсчета стехиометрических коэффициентов в уравнении 5 необходимо использовать соотношение пиролизуемого и непиролизуемого органического углерода в геохимических исследованиях (таб. 2): «S2 твердый» = Газ + кокс + Sint oil, «S2 твердый» – это условная величина, где кокс — непиролизуемое вещество.

Из таблиц 1–2 находим соотношение пиролизуемого и непиролизуемого органического углерода в данном уравнении (кокс и «S2 жидкий»). Таким образом, мы получаем (стехиометрические коэффициенты) соотношение пиролизуемого/непиролизуемого органического углерода равным 0,25/1,54. Молекулярная масса «S2 твердый» задается исходя из уравнения 5.

PC	пиролизуемый	1.39	% масс.
RC	непиролизуемый	1.54	% масс.

Таб. 2 — Количество пиролизуемого и непиролизуемого органического углерода
Tab. 2 — Content pyrolysis and unpyrolysis organic carbon

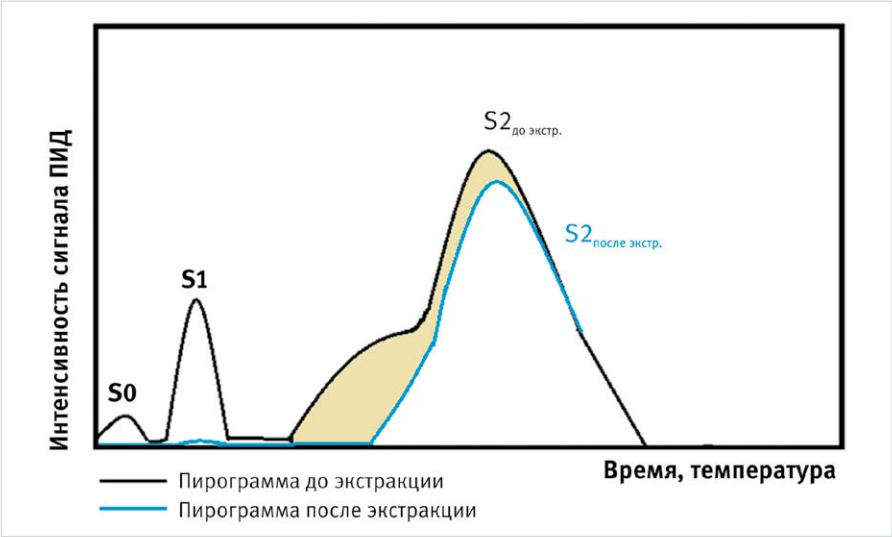


Рис. 1 — Условная пирограмма до и после экстракции
Fig. 1 — Schematic pyrogram before and after extraction

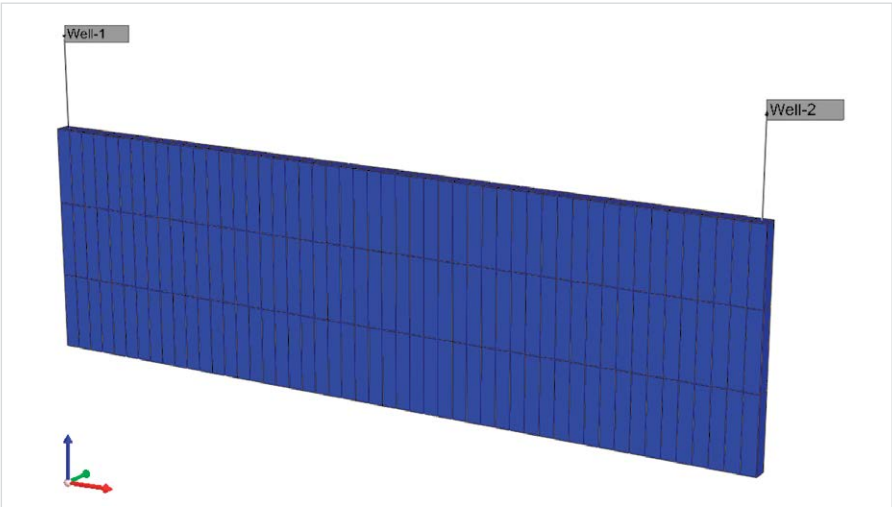


Рис. 2 — «Приближенная» модель в CMG-STARS
Fig. 2 — Approximate model (CMG Stars)

Для создания модели необходимо соотношение коэффициентов пиков $S1_{до\ экс.}$, ΔS2 и $S2_{после\ экс.}$, для этого необходимо рассчитать объемное содержание пиков $S1_{до\ экс.}$, ΔS2 и $S2_{после\ экс.\ (Sint\ oil)}$:

$$m_{породы} = \rho_{породы} \cdot V_{породы},$$

где $m_{породы}$ — вес породы, $\rho_{породы}$ — плотность породы, $V_{породы}$ — объем породы, рассчитываемый из объема ячейки.

$$m\ (S1_{до\ экс.};\ \Delta S2;\ Sint\ oil) = C\ (S1_{до\ экс.};\ \Delta S2;\ Sint\ oil) \cdot m_{породы},$$

где $m\ (S1_{до\ экс.};\ \Delta S2;\ Sint\ oil)$ — вес каждой фракции, C — концентрация фракции.

Объемное содержание фракций рассчитывается:

$$V\ (S1_{до\ экс.};\ \Delta S2;\ Sint\ oil) = m\ (S1_{до\ экс.};\ \Delta S2;\ Sint\ oil) / \rho\ (S1_{до\ экс.};\ \Delta S2;\ Sint\ oil).$$

После чего пересчитываем соотношение.

Плотность фракции неизвестна. По результатам пиролиза Rock-Eval в пик $S1_{до\ экс}$ входят низкомолекулярные углеводороды состава C_5-C_{15}. Таким образом, берем примерную плотность исходя из предполагаемого состава фракции.

Таким образом, получено содержание $S1_{до\ экс.}$ и $\Delta S2$, которые в гидродинамической модели (далее — ГДМ) отражают количество «нативной нефти».

Модель адаптируется на выход нефти в мг УВ на грамм породы. Переменными параметрами являются: кинетические параметры, PVT модель. Стоит отметить, что адаптируется выход УВ с грамма породы, а не добыча нефти. Адаптация приведена в таб. 3.

Данный подход позволяет использовать в полномасштабной геолого-гидродинамической модели прямой учет данных геохимических исследований (пирограммы), без расчета содержания керогена в породе через физико-химические свойства (плотность, молекулярная масса), которые недостаточно изучены, что вносит неопределенность при моделировании термогазового процесса.

Использование данного подхода позволяет детальней описать ТГВ, так как в ГДМ сразу закладываются данные по

	Концентрация мг УВ/г породы		Ошибка, %
	Факт	Расчет	
$S1_{до\ экс.}$	10.02	10.00	4.7
$\Delta S2=S2_{до\ экс.} - S2_{после\ экс.}$ (S2a)	4.06	4.10	4.7
$S2_{после\ экс.}$ (Sint oil)	3.38	3.40	2.1

Таб. 3 — Адаптация пиролитических исследований в ГДМ
Tab. 3 — Pyrolysis data reproduction on the model

максимальному выходу нефти из породы, зависящему от температуры.

В используемом на сегодняшний день методе не задается количество нефти, которое может образовываться из керогена. Образование синтетической нефти задается химическим уравнением, распределение керогена пересчитывается через ТОС. Количество полученной нефти будет зависеть от кинетических параметров, распределения керогена, то есть большого количества факторов (неопределенностей). Новый метод позволяет снизить количество неопределенностей.

Итоги

Разработана методика моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОВ пород баженовской свиты.

Выводы

Представленный подход позволяет проводить прямой учет геохимических исследований в полномасштабной геолого-гидродинамической модели.

Подобная схема позволяет значительно ускорить процесс расчета ТГВ.

При представленном подходе, несмотря на обобщение некоторых параметров, существенно улучшается детализация описания теромогазового процесса в условиях «большой» модели.

Список литературы

1. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2013. №12. С. 100–105.
2. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2014. №1. С. 50–53.
3. Никитина Е.А., Кузьмичев А.Н., Чаруев С.А., Васильевский А.В., Толоконский С.И. Экспериментальная оценка продуктов пиролиза органического вещества баженовской свиты. Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, 2017.
4. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Дарищев В.И., Палий А.П., Ахмадейшин И.А. Условия образования топлива при применении термического воздействия на пластах баженовской свиты. М.: ВНИИнефть, 2016. 182 с.
5. Шахмаев А.М., Симаков Я.О., Пятибратов П.В., Мосесян А.А. Численная реализация механизма термогазового воздействия на двумерной модели // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №1. С. 39–45.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Development of a methodology for modeling the yield of synthetic oil using pyrolytic parameters of the organic matter of rocks from the Bazhenov formation

UDC 622.276 + 551

Authors:
Dmitriy A. Mett — Ph.D., head of the department of geological studies of unconventional resources; Dmitrij.Mett@lukoil.com
Tat'yana N. Nikolaeva — leading specialist of the department of geological studies of unconventional resources; Tatyana.Nikolaeva@lukoil.com

LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

Abstract

This article presents a new approach to simulating thermal gas effects using the CMG STARS software. The essence of the proposed approach is the direct consideration of various hydrocarbon and organic complexes in the geological and hydrodynamic model. This approach allows taking into account the geochemical parameters obtained on the basis of core and geophysical studies, in addition, there is a significant decrease in the computation time.

Materials and methods

Hydrodynamic modeling

Results

We have developed technique for modeling the yield of synthetic petroleum using the pyrolytic parameters of the organic matter of rocks from the Bazhenov formation.

Conclusions

The presented approach allows to carry out a direct incorporation of geochemical studies in a full-scale geological-hydrodynamic model. Such scheme makes it possible to significantly accelerate the calculation of the thermal gas effect.

With the presented approach, in spite of the generalization of some parameters, the detailed description of the thermal gas process in the conditions of the "large" model is substantially improved.

Keywords

bazhenov formation, laboratory tests, hydrodynamic model, thermal gas method, geochemistry

References

1. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Kokorev V.I. and others. *Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity* (chast' 1) [A new Russian Oil-Recovery method for Exploting the Bazhenov Formation's Deposits (part 1)]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, issue 12, pp. 100–105.
2. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Kokorev V.I. and others. *Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity* (chast' 2) [A new Russian Oil-Recovery method for Exploting the Bazhenov Formation's Deposits (part 2)]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2014, issue 1, pp. 50–53.
3. Nikitina E.A., Kuz'michev A.N., Charuev S.A., Vasil'evskiy A.V., Tolokonskiy S.I. *Eksperimental'naya otsenka produktov piroliza organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity* [Experimental evaluation of pyrolysis products of the organic matter of the Bazhenov formation] International Scientific Symposium "Theory and Practice of Application of Enhanced Oil Recovery Techniques". Moscow, 2017.
4. Nikitina E.A., Tolokonskiy S.I., Darishchev V.I., Paliy A.P., Akhmadeyshin I.A. *Usloviya obrazovaniya topliva pri primenenii termicheskogo vozdeystviya na plastakh bazhenovskoy svity* [Conditions for the formation of fuels when applying thermal effects on the beds of the Bazhenov formation]. Moscow: *VNIInefti*, 2016, 182 p.
5. Shakhmaev A.M., Simakov Ya.O., Pyatibratov P.V., Mosesyan A.A. *Chislennaya realizatsiya mekhanizma termogazovogo vozdeystviya na dvumernoy modeli* [Numerical implementation of the thermal gas technology mechanism in the 2D model]. Exposition Oil Gas, 2018, issue, C. 39–45.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

- Обогрев протяженных и сверхпротяженных трубопроводов
- Защита от замерзания емкостей и резервуаров
- Обогрев оборудования в опасных и взрывоопасных зонах
- Поддержание температуры жидкостей и газов
- Системы обогрева для морских ледостойких платформ и подводных комплексов
- Система обогрева нефтяных скважин
- Теплоизоляция и антикоррозийные покрытия
- Обеспечение работы агрегатов и технологического оборудования при низких температурах
- Системы управления и контроля, низковольтные комплексные устройства (НКУ)

ПРОЕКТ • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • ПУСКОНАЛАДКА • СЕРВИС

ССТ ЭНЕРГО МОНТАЖ

141008, Московская область,
г. Мытищи, Проектируемый проезд 5274, стр. 7
Тел/факс: +7 495 627-72-55
www.sst-em.ru, www.sst.ru
email: info@sst-em.ru

Инжиниринговая компания «ССТэнергомонтаж» — российский разработчик и поставщик систем электрообогрева и теплоизоляции для различных отраслей промышленности. «ССТэнергомонтаж» входит в Группу компаний «Специальные системы и технологии», которая является лидером российского рынка электрообогрева более 25 лет.

Наши преимущества:

- Полный комплекс услуг: от проектирования до сервисного обслуживания
- Единственный в России производитель проводящих пластмасс и саморегулирующихся кабелей полного цикла
- 27 лет успеха на рынке
- 100% контроль качества
- Единая точка ответственности

УДК 622.276

Исследование влияния химических обрабатывающих составов на кольматационные процессы и изменение фильтрационно-емкостных свойств кернового материала тульско-бобриковского горизонта

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

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

И.М. Насибулин
к.т.н., зам. директора по развитию производства и сервиса[2]
nas-ilshat@ya.ru

[1]Институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[2]ООО «Карат», Казань, Россия

Статья посвящена лабораторным исследованиям в области нефтепромысловой химии. Объектом исследования являются керновые материалы терригенных коллекторов тульско-бобриковского горизонта ряда месторождений ПАО «Татнефть» в части изучения кольматационных процессов при их обработке химическими составами (традиционными глинокислотными растворами на основе плавиковой кислоты и предлагаемыми новыми бесфторными химическими составами (далее — БФХС). Экспериментально физическими методами показана перспективность применения БФХС на основе щелочных и кислотных растворов, положительная динамика проницаемости и пористости при моделировании процесса обработки прискважинной зоны пласта (далее — ПЗП) терригенных тульско-бобриковских пластов-коллекторов ПАО «Татнефть» с минимизацией кольматирующих вторичных осадкообразований.

Цель данной работы — изучение структурных и литологических особенностей керновых образцов породы, морфологии и вещественного цементирующего материала с помощью физических методов электронной спектрофотометрии, рентгенофазового, хромотографического, фотоколометрического анализа и исследования фильтрации БФХС на современной керновой установке для обоснованного адресного подбора химических составов для конкретных изучаемых пород-коллекторов ПАО «Татнефть».

В результате проведенных исследований кернового материала и тестовых фильтрационных опытов на тульско-бобриковских кернах сформулированы конкретные рекомендации по адресному опытно-скважинному применению новых химических составов.

Ожидаемые практические результаты — повышение эффективности и успешности ОПЗ скважин на объектах разработки ПАО «Татнефть».

Актуальной задачей интенсификации процессов добычи нефти является разработка новых химических составов и технологий обработки и стимуляции продуктивности прискважинной зоны нефтяного пласта. Продуктивность терригенных и сложнопостроенных терригенно-карбонатных заглинизированных коллекторов в значительной мере определяется вещественным и гранулометрическим составом, а также типом и литологией цементирующих разностей. Природа и характер взаимодействия между частицами и микроагрегатами глинистых минералов определяется структурными связями, возникающими в свежеотложившемся глинистом осадке. Современные представления о формировании структурных связей в глинистом осадке основаны на том, что их формирование происходит под влиянием физических и химических процессов [1–5].

Кинетика разрушения глинистых образований во многом определяется кристаллохимическими особенностями минералов, их слагающим составом и концентрациями реагентов, pH среды, ее температурой и рядом других условий (пластовое давление, газовый фактор, литологический состав нефтенасыщенных пород и их фильтрационные свойства). Влияние реакции среды на устойчивость глинистых агрегатов рассматривали различные авторы. Исследовался процесс искусственного осадкообразования в суспензиях коалинитовой, гидрослюдистой и монтмориллонитовой глин при различных значениях pH среды. Влияние pH среды на устойчивость глинистых агрегатов рассматривается с позиций изменения величины поверхностного заряда частиц и, соответственно, емкостей катионного и анионного обменов.

Повышение эффективности выработки таких коллекторов связано с применением различных модификаций методов реагентной разглинизации и ОПЗ пластов, сущность которых заключается в подборе и применении различных химических составов и смесевых реагентов, таких как глинокислота (смесь соляной и плавиковой кислот, окислителей типа гипохлоритов и пероксидов, бисульфата натрия, бикарбоната натрия и др. реагентов). Большой сегмент занимают глинокислотные обработки.

Основным недостатком глинокислотных составов являются относительно быстрые реакции вторичного осадкообразования, в результате которых образуются труднорастворимые в воде соединения: SiO_2 (аморфный кремнезем), H_2SiO3, H_4SiO_4 (ортокремниевые кислоты), фториды, фторалюминаты и

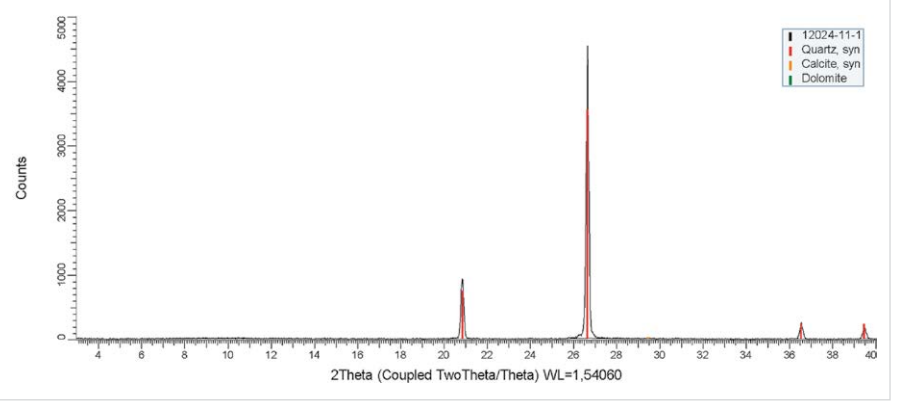
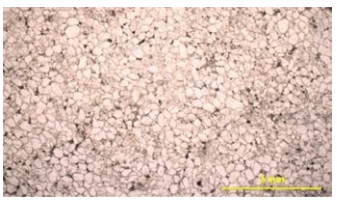


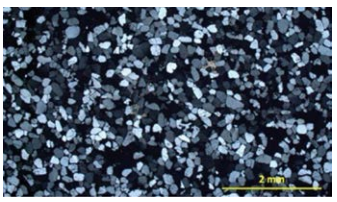
Рис. 1 — Дифрактограмма образца № 11
Fig. 1 — Sample 11 Diffraction Pattern

Материалы и методы
Исследования кернового материала основных терригенных объектов разработки (бобрик, тула). Проведены литологические, петрофизические исследования, анализ глинистой компоненты. Применялась рентгеновская компьютерная томография (РКТ) — метод неразрушающего исследования внутренней структуры объекта.

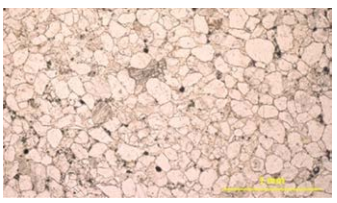
Ключевые слова
терригенный коллектор, минералогический состав, рентгенографический анализ, глинистая составляющая, бесфторные составы



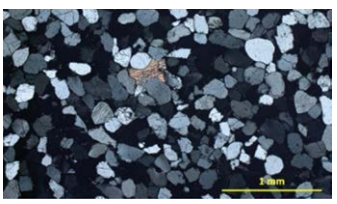
в одном николе



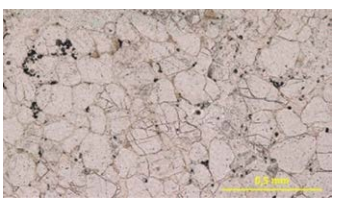
в скрещенных николях



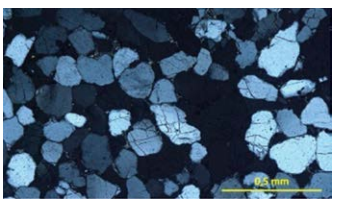
в одном николе



в скрещенных николях



в одном николе



в скрещенных николях

Рис. 2 — Фото шлифов образца № 11
Fig. 2 — Sample 11 Thin Section Photo

фторсиликаты металлов. Эти соединения при достижении критической концентрации или по мере нейтрализации кислоты (снижения pH рабочего раствора) выпадают в осадок. Эти осадки приводят к кольматации порового пространства ПЗП, и как следствие, резко снижают эффективность кислотного воздействия вплоть до отрицательного эффекта на продуктивность добывающей скважины. Дополнительная кольматация прискважинной зоны пласта может иметь место вследствие осаждения гидроксида железа $Fe(OH)_3$, асфальтенов из состава нефти и эмульсиеобразования кислотных составов с нефтью.

Плавиковая кислота, входящая во все рецептуры глинокислотных составов, отличается повышенной токсичностью и высокой коррозионной активностью. Поэтому при современных исследованиях отечественных и зарубежных специалистов в данной области нефтепромысловой химии и технологии кислотного воздействия на терригенные пласты серьезное внимание уделяется минимизации содержания плавиковой кислоты или изысканию возможности ее замены на другие химические вещества и реагенты, минимизирующие степень осадкообразования, коррозионной активности и влияния на здоровье рабочего персонала.

Анализ промыслового материала, отечественных и зарубежных данных и патентная проработка по химии и технологии глинокислотных обработок ПЗП терригенных коллекторов показывает:

- сложность и неоднозначность основных физико-химических процессов и механизмов кислотного воздействия на гамму минеральных компонентов терригенного коллектора;
- перспективность научных исследований и практическую ценность разработки бесфторных химических композиций.

Этим научным аспектам и посвящена данная статья, в которой отражены новые подходы в изыскании адресности химического воздействия новых бесфторных составов (подана заявка на предполагаемое изобретение). Программа комплексных исследований состояла из следующих последовательно выполняемых и взаимосвязанных работ, физико-химических экспериментов и тестовых опытов:

- теоретические проработки влияния химических обрабатывающих составов на фильтрационно-емкостные свойства (далее — ФЕС) кернового материала и внутрипоровые кольматационные процессы;
- керновые исследования по изучению строения и вещественного состава объектов исследования;
- томографические и фильтрационные опыты с кернами до и после прокачки химических составов на бесфторной основе;
- тестовые опыты по химической растворимости кернового материала в объеме химических составов на бесфторной основе;
- тестовые опыты по оценке химической совместимости БФХС с нативными пластовыми флюидами (нефть, минерализованная вода);
- тестовая оценка БФХС на коррозионную активность.

Для литологических исследований и определения химического состава образцов керна были изготовлены шлифы, которые изучались при помощи оптического поляризационного микроскопа проходящего света исследовательского класса «Axio Imager» (Carl Zeiss, Германия).

Исследуемый образец №11 — песчаник кварцевый, мелкозернистый, слабо известковистый, равномерно нефтенасыщенный, с однородной темно-коричневой окраской, обуславливающей массивную текстуру породы (рис. 1, 2).

Под микроскопом структура породы мелкозернистая, текстура — однородная. Песчаник на 90–95 % сложен обломочной компонентой, на 5–10 % — цементирующим их материалом. Аллотигенная часть, средним размером 0,1–0,25 мм, представлена полуокатанными и угловатыми зернами кварца изометричного и удлиненного облика. Обломки минералов плотно упакованы в объеме породы, соприкасаясь краями. Между зернами преобладают выпукло-вогнутые контакты взаимного приспособления. Участками близко расположенные кварцевые зерна срастаются, образуя кластерные агрегаты с однородным погасанием. Обломки минералов сцементированы карбонатно-кремнеземистым цементом. Кремнеземистый цемент (95%) по составу кварцевый, контактового и регенерационного типов. Карбонатный цемент (5%) по составу кальцитовый, сгусткового типа, по структуре мелко-среднезернистый. Из аутигенных минералов отмечается присутствие редких агрегатов пирита размером до 0,05 мм. По данным рентгенографического анализа в песчаниках присутствуют и аутигенный доломит.

Песчаники содержат около 10% пор. Поры межзерновые, сообщающиеся, размером 0,05–0,1 мм, выполнены углеводородами.

Минеральный состав по данным рентгенографического анализа: кварц — 96,9 %, кальцит — 2,1 %, доломит — 1,0 %.

С помощью рентгенографического анализа и съемок на оптическом и сканирующем (растровом) электронном микроскопе проведен морфолого-генетический анализ глинистых минералов с целью определения возможного влияния их на ФЕС исследуемых образцов после кислотного воздействия (рис. 3).

Исследования проводились на сканирующем электронном микроскопе EVO 50 (Carl Zeiss). Для режима морфологии использовали детектор вторичных электронов при следующих параметрах: ускоряющее напряжение первичного пучка электронов — 20 кВ, ток пучка — 212 пА, рабочее расстояние от полюсного наконечника (фронтальной линзы) до образца — от 8,5 до 10 мм.

Увеличения варьировались в зависимости от размеров объектов. В основном, из-за рельефности, применялся режим «глубины фокуса». Пробоподготовка: свежий скол, далее фиксация на держатель при помощи двустороннего углеродного скотча и напыление токопроводящим слоем золота в установке магнетронного напыления.

Использование сканирующего электронного микроскопа значительно расширяет представления о морфологии глинистых минералов, цементирующих поровое пространство в терригенных коллекторах. По данным микроскопического исследования определяются: форма зерен и особенности их упаковки, характер изменений и распределение цементной массы в межзерновом пространстве. А минералогический состав

обычно устанавливается методом рентгеноструктурного анализа, поскольку этот метод — единственный для достоверной диагностики глинистых минералов.

Согласно данным в породах-коллекторах наиболее часто встречаются следующие глинистые минералы, которые слагают тонкодисперсную составляющую цемента обломочных частиц:

- каолинит $AlSi_4O_{10}(OH)_8$;
- смешанно-слойная фаза «иллит-смектит».

Тонкодисперсные минералы глинистой компоненты пород-коллекторов являются образованиями с неустойчивой кристаллохимической структурой и активными поверхностными свойствами.

Морфология глинистых частиц значительно влияет на фильтрационные процессы в пласте. Кислотные обработки в терригенных коллекторах нацелены, как правило, на удаление кольматирующих минералов и восстановление первоначальной проницаемости или ее увеличение.

Использование технологий, основанных на химических методах удаления из коллектора кольматирующих минералов для восстановления его первоначальной проницаемости или ее увеличения (кислотные обработки, реагентная разглинизация и др.), может привести к осложнению проводимых мероприятий по обработке призабойной зоны пластов (далее — ОПЗ).

При изучении ФЕС коллекторов углеводородов зачастую используются обобщенные характеристики коллекторов (открытая пористость и проницаемость, определяемые стандартными методами), при этом не учитываются особенности структуры порового пространства коллекторов, что в дальнейшем значительно снижает эффективность разработки месторождений.

Коллекторские свойства имеют сложные взаимосвязи с литологическими особенностями пород. Немаловажным является характер цементирующей тонкодисперсной массы, который является определяющим фактором ФЕС [3].

Понижение проницаемости призабойной зоны пласта, как правило, вызывается закупориванием ее пор мигрирующими мелкими частицами, набухающим глинистым материалом пород коллектора, например, закупоривающим поры иллитом.

С точки зрения кристаллохимии каолинит является неразбухающим минералом, но его агрегаты имеют способность изменять объем вследствие межагрегатного насыщения флюидом (внедрение последнего между кристаллическими пластинами). С понижением проницаемости коллекторов количество каолинита падает, а других минералов (хлорита, иллита) растет [4]. Он оказывает наименьшее влияние на снижение проницаемости.

Кроме первичных реакций растворения, ради которых и производится кислотная обработка пласта, неизбежно происходят и вторичные реакции, то есть реакции кислот и компонент породы с продуктами первичных реакций [5].

Эта информация очень важна для обоснования и подбора химических реагентов для ОПЗ конкретных анализируемых объектов. Наличие кальцита с содержанием более 10% может спровоцировать появление фторида кальция, который обычно образуется в результате реакции кальцита с плавиковой кислотой, также он может образовываться при взаимодействии кислоты с пластовой водой, содержащей ионы кальция. При карбонатности коллектора свыше 10% использование плавиковой кислоты (в составе глинокислоты) запрещается. Образец №11 характеризуется повышенным содержанием кальцита — 13%, что учитывалось при подборе химических компонентов БФХС.

Исходя из приведенных данных, сделано заключение, что удаление, стабилизация или, по крайней мере, предотвращение набухания глинистых минералов в прискважинной зоне пласта позволит значительно повысить эффективность ОПЗ в терригенных породах-коллекторах. Для этого предлагается в химических составах целевое дозирование калийсодержащих реагентов (раствор гидроксида калия) или ПАВ-ингибиторов.

Для регистрации строения пустотного пространства (объемных и геометрических характеристик) образцов керна до и после химического воздействия БФХС применялась рентгеновская компьютерная томография — метод неразрушающего исследования внутренней структуры объекта, основанный на измерении ослабления рентгеновских лучей различными участками объекта, различающимися плотностью, составом и толщиной. Для формирования трехмерных образов внутренней структуры объекта использовалась сложная компьютерная обработка массивов данных по множеству его двумерных теневых проекций (рис. 4). Исследования проводились на системе промышленной рентгеновской микротомографии Phoenix V|tome|X.

Для полученных образцов была использована нанофокусная трубка. Съемка проводилась при ускоряющем напряжении 100 кВ и токе 135 мА. Использовался медный фильтр толщиной 0,5 мм. Разрешение при съемке

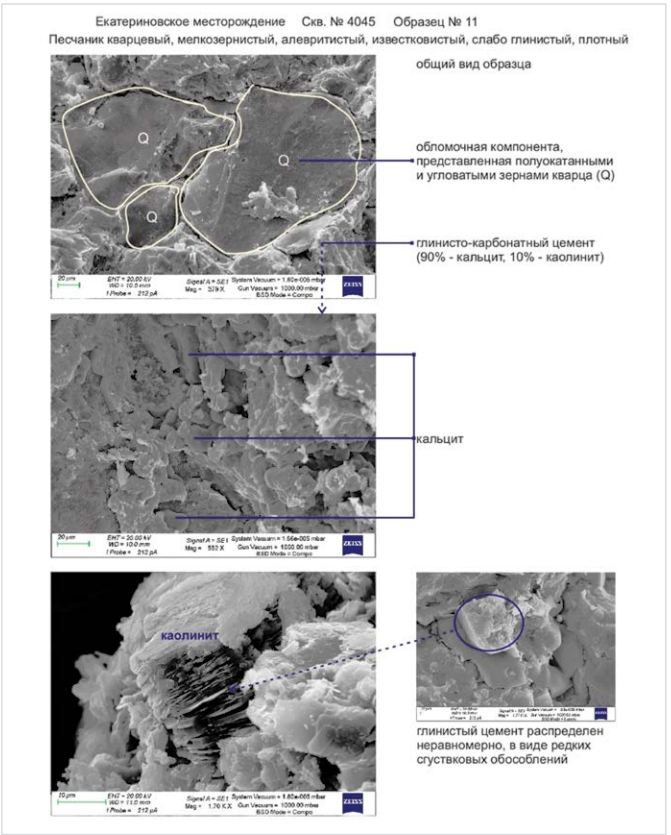


Рис. 3 — Фотографии образца № 11, выполненные на электронном сканирующем микроскопе
Fig. 3 - Sample 11 SEM Photos

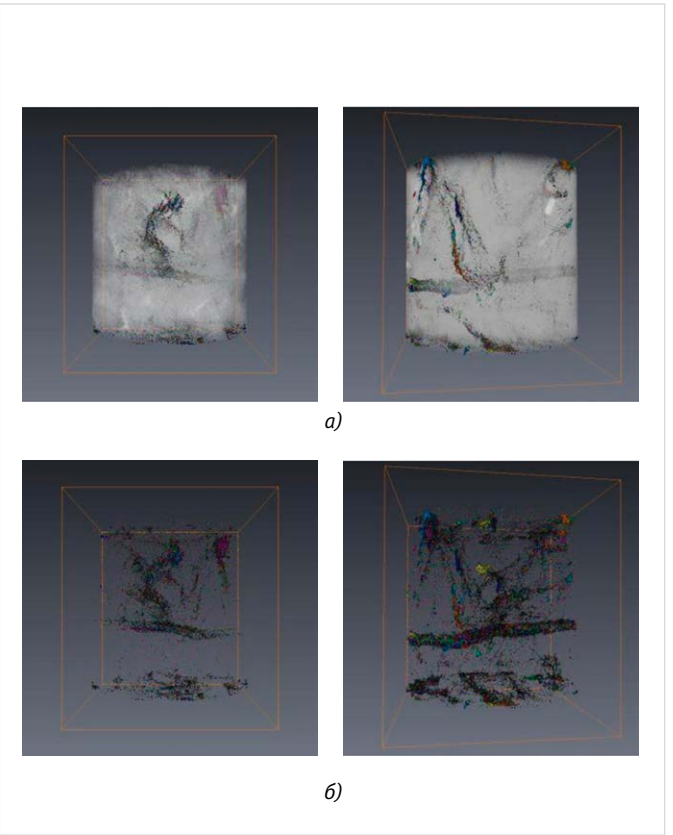


Рис. 4 — Томограммы порового пространства образца № 11771-12: а) до фильтрации; б) после фильтрации химического состава №6
Fig. 4 — Sample 11771-12 Void Space Tomograms: a) before filtering; b) after filtering of chemical agent No.6

— 30 мкм (объем 1-го вокселя). Расчет общей пористости образцов производился с помощью ПО Avizo Fire.

Таким образом, физический метод томографии позволил зафиксировать не только качественную картину 3Д-визуализации процесса образования каналов растворения, но и анализировать количественные характеристики динамики проницаемости и пористости в кернах до и после осуществления химического воздействия на эти керны.

Согласно результатам проведенных исследований, в анализируемых породах-коллекторах часто встречаются следующие глинистые минералы, которые слагают тонкодисперсную составляющую цемента обломочных частиц: каолинит $AlSi_4O_{10}(OH)_8$ и смешанно-слойная фаза «иллит-смектит», которые могут обеспечивать основные осложнения — разбухание глинистых частиц, закупорку поровых каналов отдельными частицами (явление суффозии).

Исходя из приведенных данных, сделано важное заключение, что удаление, стабилизация или, по крайней мере, предотвращение набухания глинистых минералов в прискважинной зоне пластов позволит повысить эффективность ОПЗ в исследованных терригенных породах-коллекторах. Этот фактор будет основным при подборе базовых обрабатывающих химических составов при фильтрационных исследованиях. На данном этапе исследований была поставлена цель: разработать рекомендации по подбору конкретных бесфторных химических композиций (БФХС) для адресных ОПЗ бобриковско-тульских терригенных отложений визейского яруса с учетом установленных нами геолого-литологических характеристик коллекторов.

Конкретные рекомендации и промежуточные выводы установлены при выполнении исследований в следующей методической последовательности:

- оценка влияния химических композиций на динамику фильтрационно-емкостных показателей (проницаемость керна по воде, общий поровый объем);
- растворяющая способность химических композиций образцов кернов в свободном объеме в статике;
- исследования по химической совместимости реагентов с нативной нефтью конкретных горизонтов;
- исследования по оценке коррозионной активности реагентов.

Результаты представлены ниже в таблице.

Тестирование БФС проводилось на фильтрационной установке Vinci CFS-700 при следующих параметрах:

- температура 27°С;
- давление обжима 31,0044 МПа (4410 psi);
- противодавление 8,43538 МПа (1200 psi).

Основная научная направленность экспериментов с БФХС — оценка влияния композиций химических ингредиентов не столько на силикатную матрицу, а с ориентированием на цементирующие разности породы-коллектора.

Проницаемость рассчитывается по пластовому флюиду (воде) с целью исключения ошибочного увеличения проницаемости за счет вытеснения нефти кислотным составом. Для этого осуществляли фильтрацию пластового флюида (воды) через образец керна со скоростью фильтрации (темп прокачки), соответствующей реальным режимам движения обрабатывающей жидкости в прискважинной зоне пласта изучаемого объекта. При этом регистрировали перепад давления. После достижения стабилизации процесса фильтрации пластового флюида (установления постоянной скорости фильтрации и постоянного перепада давления на торцах керна), рассчитывали коэффициент проницаемости ($К_{пр}$) по изучаемому и пластовому флюиду.

По результатам проведенных фильтрационных опытов установлено:

а) на керне бобриковского горизонта после прокачки щелочного состава достигнуто увеличение проницаемости в 1,052 раза, соответственно объем порового пространства на 1,2%. Этот эффект обусловлен целевым применением щелочного раствора с ионами K^+ и комплексоном — динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты. Схема действия последнего основана на извлечении ионов металла из нерастворимых солей металлов и замещения их на ионы натрия, почти все соли которого растворимы в воде причем независимо от валентности металла, т.е. нерастворимые соли металлов становятся растворимыми, В частности данный комплексон является растворителем соединений кальция, бария и др. металлов. Обработка алевритистого песчаника бобриковского горизонта щелочным раствором комплексона обеспечило частичное разрушение глинистого материала и снизило гранично-связанную воду, что оказало положительное влияние на динамику ФЕС. Щелочной раствор комплексона приводит к некоторому увеличению общего порового пространства, но значительного увеличения площади каналов, соединяющих эти поры, не фиксируется. Практическая рекомендация — опытное скважинное применение щелочного состава должно быть строго адресное, т.е. в коллекторах данного литологического типа: алевритистый песчаник бобриковского горизонта;

б) на керне тульского горизонта (низкопроницаемый алевролит) после прокачки кислотного состава достигнуто увеличение проницаемости в 1,125 раза, при этом объем порового пространства увеличился на 2,06%. В данном типе терригенного коллектора основной эффект обуславливается взаимодействием кальцитового цемента с соляной кислотой, что увеличивает ФЕС в образце с глинисто-карбонатным цементом. Рекомендуется опытное применение кислотного состава строго адресное, т.е. в коллекторах данного литологического типа: алевролит с глинисто-карбонатным цементом тульского горизонта. Рекомендация в практическом аспекте — при проектировании ОПЗ разработанными кислотными и щелочными химическими композициями в период ОПИ необходимо ориентироваться на высокоскоростную закачку реагентов с высокими давлениями нагнетания.

В таблице сведены основные результаты исследований БФХС на керновой установке, а также тестовых исследований с нативной нефтью и коррозионных опытов в объеме химических реагентов.

Итоги

По итогам исследований на период опытно-промышленных работ разработана инструкция на технологию ОПЗ терригенного пласта с применением новой рецептуры бесфторных составов (БФС). В рамках ОПР в текущем году планируется проведение работ на восьми скважинах.

Выводы

Полученные результаты исследований позволили сформулировать следующие выводы:

1) проведенные литологические, петрофизические исследования и анализ глинистой компоненты показали возможность важной дополнительной типизации коллекторов по критерию «состав и литология цементного вещества»:
   - глинисто-карбонатный;
   - карбонатно-кремнеземистый;
   - глинисто-кремнеземистый;
2) новые знания по типизации обосновывают необходимость и важность адресного подбора обрабатывающих химических составов к каждому литолого-стратиграфическому типу коллектора даже одного горизонта;
3) с учетом адресного подбора обоснованы и исследованы новые химические составы на бесфторной основе, обладающие селективной (компонентной) химической растворимостью породы в статических условиях (навеска керна находится в объеме обрабатывающей композиции), а также в динамических условиях фильтрационных опытов с минимизацией осадкообразования, составы соответствуют критериям «допустимая коррозия» и «совместимость с нефтью»;

Тип состава	Увеличение проницаемости/ пористости при фильтрации БФХС через керны, разы / %	Растворяющая способность БФХС кернового материала, % масс.	Тесты на совместимость с нативной нефтью, эмульсие- и осадкообразование	Тесты на коррозию, скорость коррозии, г/м² час	Примечания
1.состав на щелочной основе	1,052 / 1,2	19,8 (бобрик)	Осадкообразование отсутствует	0,16	Темп нагнетания — 1 мл/мин, объем прокачки — 3 пор. объема.
2. состав на кислотной основе	1,125 / 2,06	32,9 (тула)	Эмульсиеобразование отсутствует	0,19	Темп нагнетания — 1 мл/мин, объем прокачки — 3 пор. объема.

Таблица — Результаты исследований БФХС
Table — NFCA research results

4) проведенные целевые комплексные исследования являются актуальными и направлены на повышение эффективности химических технологий обработки терригенных пластов-коллекторов; в текущем году планируются опытно-промышленные работы с применением разработанных БФХС; полученные результаты имеют научное и прикладное обоснование и значимость в решении современных бизнес-вызовов ПАО «Татнефть».

Список литературы

1. Т.Р. Хисамиев, М.А. Токарев, А.С. Чинаров. Технология обработки призабойной зоны пласта и освоения скважин при разглинизации композициями на основе веществ, обладающих сильными окислительными свойствами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1. С. 14–20.
2. Дудова А.О. Оценка эффективности воздействия кислот и других химических реагентов, применяемых с целью интенсификации притока // Бурение и нефть. 2009. № 6. С. 30–31.
3. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А. Учет влияния глинистой составляющей на результативность применения методов интенсификации в терригенных коллекторах. Международная научно-практическая конференция «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений». Казань, 2012.
4. Харченко С.И. Связи фильтрационно-емкостных и структурно-вещественных параметров пород пласта Ю1 Восточно-Придорожного месторождения // Вестник недропользователя ХМАО. 2003. №10. С. 5–8.
5. Li Y.-H., Fambrough J.D., Montgomery C.T. Mathematical modeling of secondary precipitation from sandstone acidizing // SPE Journal, 1998, issue 4, pp. 393–401.

Study of the impact of the chemical treatment agents on the colmataging processes and the change of the permeability and porosity of the Tula Bobrikovian horizon cores

UDC 622.276

Authors:
Alina Yu. Dmitrieva — Ph.D., research associate ERS[1]; oav@tatnipi.ru
Munavir Kh. Musabirov — Sc.D., head of laboratory OPZiVIR[1]; musabirov@tatnipi.ru
Il'shat M. Nasibulin — Ph.D., deputy director for production and service development[2]; nas-ilshat@ya.ru

[1]"TatNIPIneft", PJSC "Tatneft", Bugulma, Russian Federation
[2]LLC "Karat", Kazan, Russian Federation

Abstract

The article concentrates on the oil-field chemistry laboratory studies. The terrigenous reservoir cores of the Tula Bobrikovian horizon belonging to a range of PJSC Tatneft fields are a subject of the study in terms of the colmataging processes when treated with chemical agents (traditional acid-cut clay muds based on hydrofluoric acid and new suggested non-fluorine chemical agents (hereafter referred to as NFCA). Experimental physical methods show how using alkaline and acid solution based NFCA is promising in terms of the permeability and porosity improvement when modeling the process of well bore zone (hereafter referred to as WBZ) treatment in the terrigenous Tula Bobrikovian reservoirs belonging to PJSC Tatneft with minimized colmataging secondary sediment formation.

Materials and methods

The study of the cores of the main terrigenous development targets (Bobrikovian, Tula). Lithological, petrophysical studies are carried out along with the banding clay analysis. X-ray computer tomography is applied as a NDE method of the internal structure of the target.

Results

An instruction is developed based on the studies carried out during the pilot project for the technology of the BHT in the terrigenous deposit using a new formula for the non-fluorine agents (NFA). Main engineering solutions suggest works in eight wells in the current year.

Conclusions

The obtained results of the studies allow to formulate the following conclusions:

1) The carried out lithological, petrophysical studies of the banding clay has shown that an important additional typification of collectors is possible upon 'composition and lithology of cement component' criterion:
- clay-carbonate;
- carbonate- siliceous;
- clay- siliceous;

2) New knowledge about the typification justify the necessity and importance of specific selection of the chemical treatment formulae for each lithological and stratigraphic type of the reservoir even in one horizon;
3) Considering the specific selection, new non-fluorine based chemical formulae of selective (componential) chemical solubility of the rock in static conditions (core charge is in the scope of treating compositions), and in dynamic conditions of the filtration experiments with minimization of the sediment formation are justified and studied, the formulae correspond with 'allowable corrosion' and 'compliance with oil' criteria;
4) The carried out specific complex studies are relevant, and are aimed at increasing the efficiency of the terrigenous reservoir chemical treatment technologies; there are pilot projects planned for the current year with the use of the developed NFCA; the results are justified scientifically and experimentally, and are significant in terms of being a solution to modern business challenges of PJSC Tatneft.

Keywords

terrigenous reservoir, mineral composition, X-ray analysis, banding clay, non-fluorine agent

References

1. T.R. Khisamiev, M.A. Tokarev, A.S. Chinarov. *Tekhnologiya obrabotki prizaboynoy zony plasta i osvoeniya skvazhin pri razglinizatsii kompozitsiyami na osnove veshchestv, obladayushchikh sil'nymi okislitel'nymi svoystvami* [Bottom-hole formation zone treatment technology and well development in case of filter cake dissolving with agents with strong oxidizing properties]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2011, issue 1, pp. 14–20.
2. Dudova A.O. *Otsenka effektivnosti vozdeystviya kislot i drugikh khimicheskikh reagentov, primenyaemykh s tsel'yu intensifikatsii pritoka* [Estimation of the efficiency of the acid and other chemicals effect, used to stimulate the production]. *Burenie i neft'*, 2009, issue 6, pp. 30–31.
3. Nasibulin I.M., Misolina N.A., Baymashev B.A. *Uchet vliyaniya glinistoy sostavlyayushchey na rezul'tativnost' primeneniya metodov intensifikatsii v terrigennykh kollektorakh* [Consideration of the impact of the banding clay on the performance of using stimulation methods in the terrigenous reservoirs]. International scientifically-practical conference *«Vysokovyazkie nefti i prirodnye bitumy: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdeniy»*. Kazan, 2012.
4. Kharchenko S.I. *Svyazi fil'tratsionno-emkostnykh i strukturno-veshchestvennykh parametrov porod plasta Yu1 Vostochno-Pridorozhnogo mestorozhdeniya* [Relations of the permeability and porosity and structural and real parameters of the U1 reservoir of the Eastern Pridorozhnoe field]. *Vestnik nedropol'zovatelya KhMAO,* 2003, issue 10, pp. 5–8.
5. Li Y.-H., Fambrough J.D., Montgomery C.T. Mathematical modeling of secondary precipitation from sandstone acidizing // SPE Journal, 1998, issue 4, pp. 393–401.

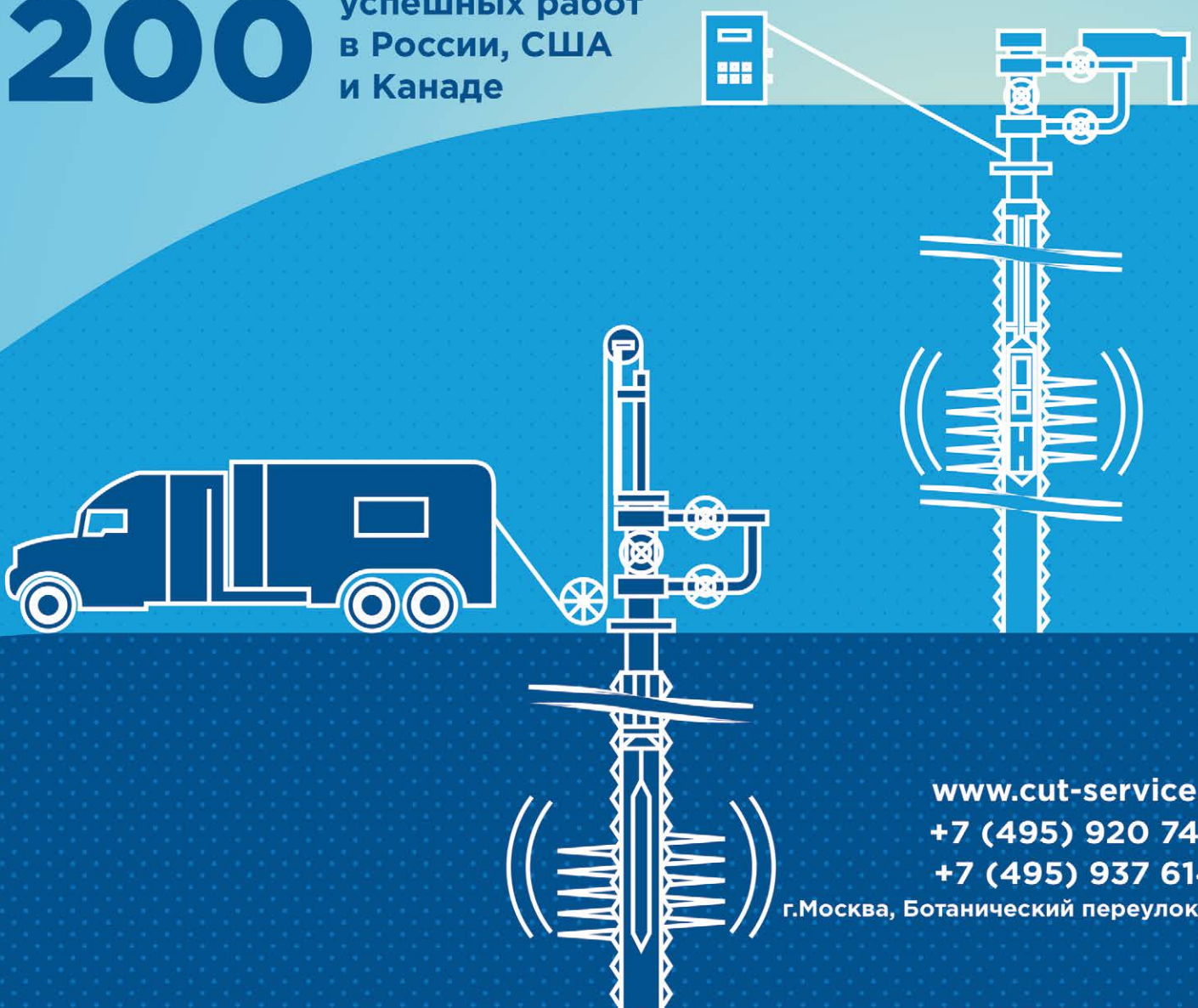
ЦУТ СЕРВИС

ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

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

Более 200 успешных работ в России, США и Канаде

На рынке с 2009 года



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

ОАО “КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД”

Оборудование для строительства и ремонта нефтегазопроводов

ОАО “КрЭМЗ” производит технически сложное оборудование, станки и запчасти для организаций нефтегазового и горнорудного комплексов России и СНГ, для предприятий сельского хозяйства, строительства и транспорта, организаций ЖКХ и других отраслей.

- В рамках стратегии развития, заводом разрабатываются и запускаются в производство новые образцы техники и оборудования.
- Качество выпускаемого оборудования, подтверждено сертификатами соответствия и разрешениями Ростехнадзора. На заводе действует система качества ИСО 9001.
- Заказчиками являются крупнейшие предприятия нефтяной и газовой промышленности ПАО “Газпром”, ПАО “Роснефть”, ПАО АК “Транснефть”, ПАО “Сургутнефтегаз”.
- Осуществляется доставка собственным автотранспортом до склада заказчика. Имеются свои подъездные пути для отгрузки продукции железнодорожным транспортом.

Завод ОАО “КрЭМЗ” производит следующее оборудование:

✓ Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб;
✓ Лебедки тяговые и скрепные, лебедки шахтные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов;
✓ Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов;
✓ Центраторы внутренние и наружные;
✓ Станки подготовки кромок (фасок) труб;
✓ Трубосварочные базы;
✓ Установки горизонтального бурения;
✓ Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески) и многое другое.

www.kremz.ru

УДК 622.276

О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений

А.В. Гришагин
главный технолог ПИР[1]
GrishaginAV@samnipineft.ru

О.В. Гладунов
заместитель генерального директора по развитию производства[2]
GladunovOV@samng.ru

А.Э. Манасян
заместитель генерального директора — главный геолог[2]
ManasianAE@samng.ru

Г.Г. Гилаев
ведущий инженер-технолог ЦДНГ-4[2]
GilaevGGn@samng.ru

Т.Н. Абрамкина
главный специалист[2]
AbramkinaTN@samng.ru

[1]ООО «СамараНИПИнефть» Самара, Россия
[2]АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

В статье акцентируется внимание на недостатке исходных данных для проектов наземного обустройства нефтяных месторождений, даже когда ситуация с данными удовлетворительна для проекта разработки. Также обосновывается роль научных исследований, в том числе фундаментальных, для достоверного проектирования сложных объектов.

Материалы и методы
Проведен анализ перечня качественных и количественных параметров в соответствии с шаблонами таблиц исходных данных методических рекомендаций по проектированию разработки. Даны примеры статистики (от объема выборки) частого отсутствия данных в проектно-технических документах (ПТД) по ряду параметров, служащих исходными данными для проектных работ по наземному обустройству нефтепромыслов.

Ключевые слова
научные исследования, инновационные проекты, исходные данные для проектирования

При построении качественной модели нефтяной залежи следует выделить две группы главных факторов: коллектор и заполняющие его флюиды. Эти группы, в свою очередь, определяются параметрами, характеризующими свойства горной породы продуктивного пласта, а также соотношение, состав и свойства нефти, газа и пластовой воды с учетом геологических, термобарических и других природных условий залегания. Наличие давления, свободного газа и пластовой воды обеспечивает движение нефти к стволу скважины, растворенный газ понижает вязкость нефти, улучшая ее текучесть. Свойства нефти, воды и их соотношение в смеси влияет на устойчивость образуемых в процессе добычи и транспорта нефтяных эмульсий Разница между плотностями воды и нефти, как физическая характеристика, является показателем движущей силы их гравитационной сепарации. Отношение суммарного содержания асфальтенов и смол к парафинам в нефти характеризует углеводородный состав нефтей и предопределяет стратегию химического деэмульгирования нефтяных эмульсий. Реологические исследования добываемой жидкости, особенно с аномальными свойствами (высокая вязкость, содержание парафинов, плюсовая температура застывания нефти), позволяют получить достоверные исходные данные для обеспечения процесса проектирования на этапах технико-экономических оценок и рабочих чертежей трубопроводов транспорта продукции скважин и промысловых установок по обезвоживанию нефти [1, 2].

Нефти Самарской области залегают в продуктивных пластах палеозоя и могут быть отнесены к агрессивным средам по содержанию в них сероводорода и попутно добываемых вод. В процессе промыслового сбора и транспорта продукции скважин различных стратиграфических горизонтов по трубопроводам, где происходит смешивание разнотипных попутно добываемых вод, следует прогнозировать количественные характеристики выпадения и отложения солей (сульфидов и др.) [3].

Попутные воды представляют собой рассолы плотностью 1,15–1,19 г/см^3 и имеют высокую минерализацию. Свойства попутно добываемых вод, используемых для заводнения нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, настолько разнообразны, что невозможно создать какой-то один образец стандартных показателей, используемый в качестве эталона.

Например, по содержанию нефти и механическим примесям они могут отличаться в 10 раз, по общей минерализации — в 500–1000 раз, содержание растворенного кислорода может изменяться от полного отсутствия до 7 мг/л, а растворенного железа и сероводорода — от 0,0 до сотен мг/л.

Осложнения при смешивании однотипных или различных по типу вод между собой являются проблемой при утилизации сточных вод как в системе поддержания пластового давления (далее — ППД), так и в системе закачки в поглощающие горизонты. Вода, закачиваемая в пласт, должна быть совместима с водой этого пласта с точки зрения выпадения нерастворимых солей и совместима с породой пласта, например, по разбухающей глинистой составляющей породы [4].

Рассматриваемые факторы должны учитываться при проектировании обустройства процессов разработки нефтегазовых месторождений.

С одной стороны, это позволит выбирать технические и технологические решения, обеспечивающие увеличение добычи нефти по сравнению с базовым или аналоговым вариантами разработки, приводящие к экономии капитальных вложений и операционных затрат при извлечении нефти на поверхность и обустройстве наземных инфраструктур.

С другой стороны, это привлечет существующие современные научно-исследовательские методы проектирования и/или расчетного моделирования на основе достоверных геолого-геофизических и физико-химических параметров коллектора и насыщающих его флюидов [5] к решению инновационных задач нестандартных процессов с нетрадиционными ресурсами.

Актуализации НТД по правилам разработки месторождений углеводородов и необходимость фундаментальных исследований

При рассмотрении проектирования объектов наземного обустройства следует учитывать прогрессивные предложения и в части изучения геологии, и по разработке нефтегазовых месторождений.

Несмотря на давнюю обеспокоенность нефтяников по поводу энергетической стратегии России, ряд результатов нормотворчества в рамках переизданий стандартов по правилам разработки нефтяных месторождений и классификаций запасов и ресурсов нефти и горючих газов оставляет желать много лучшего [6].

Например, не устранена одна из проблем стандарта [7] в новых правилах разработки месторождений углеводородного сырья [8] по нормативной оценке допускаемых погрешностей на прогнозируемый уровень запасов и добычи углеводородов на этапах выполнения проектов разработки, что существенно волнует недропользователей.

Жестко критикуется новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, суть которой сводится к попытке совмещения действующей классификации с западными подходами [9, 10].

В современных условиях все большее внимание следует уделять таким категориям запасов нефти, которые относятся к трудноизвлекаемым (традиционным и нетрадиционным), поскольку легкоизвлекаемые запасы уже на грани истощения.

При этом переход от выработки благоприятных залежей к залежам проблемным должен быть дифференцирован по степени освоения. В связи с этим во многих случаях может оказаться, что классические подходы к разработке нефтяных месторождений не смогут выступить в качестве шаблонных технологий для решения задач увеличения добычи нефти в сложившихся в настоящее время условиях [11].

По крайней мере, следует ожидать (а, значит, предъявлять) повышенные требования к полноте и достоверности исходных данных (далее — ИД) как на этапах создания проектно-технических документов (далее — ПТД), так и при проектировании наземного обустройства нефтяных месторождений (ПД).

Вместе с фундаментальными областями в структуре науки следует рассматривать целенаправленное теоретическое исследование, прикладные ветви и конструкторские разработки.

После обследования ряда научных новшеств, имеющих явную экономическую ценность и практический выход, установлено значительное превалирование вклада фундаментальных исследований, базирующихся на творчестве и на свободной мотивации ученых (рис. 1). При этом только фундаментальные исследования способны дать приращение информации новых знаний и способствовать развитию науки [12].

Исходные данные для проектирования объектов наземного обустройства

Основной набор исходных данных для проектирования представляется заказчиком в техническом задании на проектирование. Особенности проектирования объекта отражаются в технических условиях на проектирование. Исходные данные по физико-химическим свойствам добываемых флюидов, количественные характеристики обращающихся продуктов при наземном проектировании могут быть приняты по данным предшествующих проектных технических документов проектов разработки, а также при изучении технологических режимов нефтедобывающих предприятий (цехов).

Факторы, учитываемые при проектировании объектов сбора и транспорта нефти, включают в основном физико-химические свойства нефти и сопутствующих фаз, углеводородный состав нефти, реологию нефтяных эмульсий, склонность к асфальтосмолопарафиновым отложениям (далее —АСПО) и солеотложениям, коррозионные свойства продукции.

Предложение некоторых специалистов выполнять научные рекомендации для проектно-изыскательских работ (далее — ПИР) по аналогии, исключая при этом экспериментальные исследования, в ряде случаев, особенно нетипичных, приводит к ошибкам в проектных решениях, что может как повлиять на качество внедряемого через проект процесса, так и привести к нарушению его промышленной безопасности.

Необходимо вводить обязательную проверку ИД с учетом логики и сбалансированности физико-химических свойств продукции и термобарических условий процесса. Сомнения в соответствии одновременного выполнения условий по значениям вязкости нефти (28,9 мПа·с при 20°С) и ее температуры застывания (выше +21°С) предопределили необходимость проведения дополнительных проверочных исследований, показавших иные свойства продукции (вязкость 18,3 мПа·с при 50°С и 37,5 мПа·с при 40°С; температура застывания +35°С), что позволило принять ряд решений (Петрухновское месторождение), не допустивших рост давления в трубопроводе транспорта до критических значений (3,7–4,0 МПа) [1, 2, 13]

В другом случае косвенные комментарии, выданные химико-аналитической лабораторией (далее — ХАЛ) к некоторым физико-химическим параметрам нефти (выход фракций по Энглеру в случае с Кареловским месторождением), обеспечили проверку значений вязкости нефти (50 мПа·с), принятой первоначально по аналогии с близлежащим месторождением, которая показала по факту намного большие (800 мПа·с) значения вязкости.

Только по результатам промысловых исследований реологии Южно-Орловского месторождения был подобран реагент, снижающий вязкость нефти и обеспечивающий безопасный трубопроводный транспорт.

Во многих публикациях, как отечественных [2], так и зарубежных [14, 15], указано, что перед организацией проектных работ обязательно требуется отбор проверочных (реперных) проб продукции и проведение необходимых промысловых исследований для обеспечения процесса проектирования достоверными исходными данными.

Совершенно очевидно, что без специальных исследований и мониторинга свойств добываемой продукции нельзя добиться качественного проектирования и снизить риски при наземном обустройстве.

Следует отметить, что в настоящее время отсутствуют теории, которые бы позволяли без проведения эксперимента определять пригодность того или иного реагента для

Рис. 1 — Экономические ценности различных слоев научных исследований (а) и результативность поисковых научных тематик (б) по данным [12]
Fig. 1 — Economic values of different scientific research layers (a) and effectiveness of exploratory research (b) according to [12]

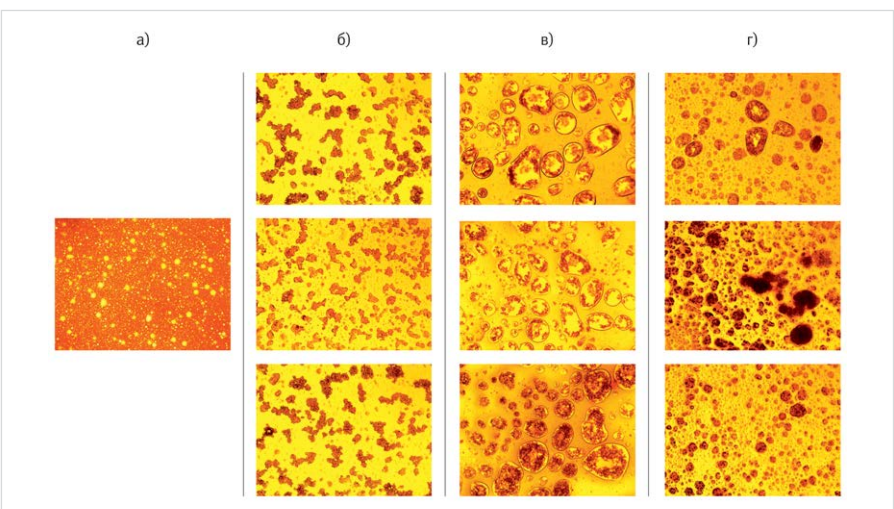


Рис. 2 — Состояние эмульсии из системы сбора N-ского месторождения до и после подачи различных реагентов; а) – исходная эмульсия; б, в, г) – соответственно реагент 1, 2, 3
Fig. 2 — The state of the emulsion from the N-field gathering system before and after the supply of various reagents; a) initial emulsion; b, c, d) reagents 1, 2, 3, respectively

определения его эффективности на нефти конкретного месторождения. Мировая практика — только экспериментальный подбор реагентов для нефти и нефтяных эмульсий по каждому месторождению [16, 17] (рис. 2, 3).

Для объектов сбора и транспорта нефти следует выделить не менее 4-х направлений исследований: проблемы нефтяных эмульсий, АСПО, коррозии и солеотложения. Кроме того, использование подбираемых ингибиторов и реагентов для устранения этих проблем должно проверяться на их совместимость, учитывая, тем самым, все решения в комплексе.

Для обеспечения проектирования наземного обустройства нефтепромысловых объектов достоверными исходными данными и научными рекомендациями, кроме проведения промысловых и лабораторных исследований, необходимо:

- проводить расчеты технологических характеристик эксплуатации скважин, оборудованных установками электрического центробежного насоса и другими типами глубиннонасосного оборудования, для обеспечения оптимальных параметров подъема флюидов на поверхность;
- проводить расчеты трубопроводного транспорта и сепарации нефти и воды от газовой составляющей, отделения воды от нефти и механических примесей от добываемых фаз при проектировании площадных объектов первичной подготовки извлекаемых на поверхность флюидов;
- давать прогнозную оценку возможного накапливания нефтешламов;
- прогнозировать и оценивать склонность попутно добываемых вод к солеотложениям и другие возможные осложнения.

Рекомендации на этапах ПТД (проектов разработки) должны базироваться, как минимум, на лабораторных и расчетных, но качественных исследованиях. На этапе проектной и рабочей документации расчетные исследования должны базироваться только на промысловых и лабораторных исследованиях в части реологии нефтяных эмульсий, выбора конкретных ингибиторов солеотложения, АСПО и коррозии.

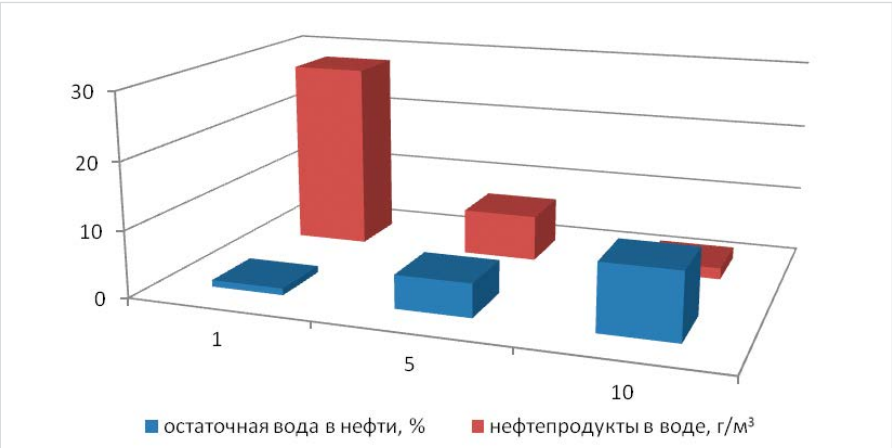


Рис. 3 — Загрязненность подтоварной воды нефтепродуктами при разделении жидких фаз после обработки М-ской нефтяной эмульсии реагентом одной марки при различной глубине обезвоживания
Fig. 3 — Contamination of bottom water with oil products during the separation of liquid phases after treatment of M-field oil emulsion with a reagent of the same grade at different levels of dehydration

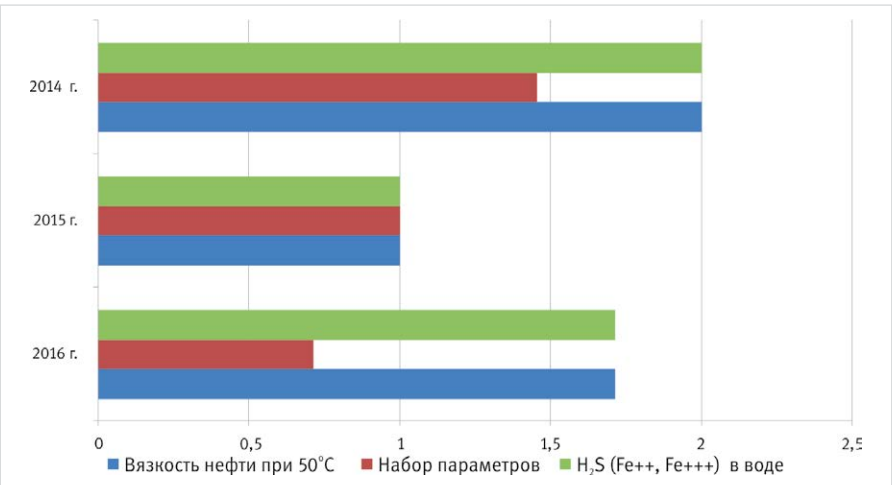


Рис. 4 — Статистика (от объема выборки) отсутствия данных в ПТД по ряду параметров, служащих исходными данными для проектных работ по наземному обустройству нефтепромыслов в части объектов сбора и транспорта нефти (по количеству залежей из ПТД – 100 залежей из 59 проектов ПТД)
Fig. 4 — Statistics (in relation to sample volume) showing that development design documentation lacks data on a number of parameters that serves as the initial data for design works related to oil-field gathering and transport facilities (in terms of the number of deposits from development design projects: 100 deposits from 59 development design projects)

Неполнота и ограниченность исходных данных ПТД для проектирования

Несмотря на унифицировано принятый перечень рассматриваемых свойств качественных и количественных параметров в соответствии с методическими рекомендациями по проектированию разработки [8], следует отметить, что ПТД, имея набор ИД, достаточный для моделирования разработки, характеризуются неполнотой исходных данных, требующихся для проектирования наземного обустройства. Это частично, к сожалению, регламентировано самими методическими указаниями в части ИД, ограничивающимися моделированием разработки нефтяного месторождения без учета этапа наземного обустройства, либо нежеланием заказчика финансировать часть исследований по обустройству еще на этапах ПТД.

В связи с этим шаблоны таблиц проектов разработки по свойствам добываемых флюидов остаются иногда не заполненными полностью (рис. 4). Например, часто не приводятся данные по вязкости нефти при температуре 50°С, а также могут отсутствовать данные о температуре застывания нефти, покомпонентный баланс углеводородных флюидов не соответствует 100%, а сумма анионов не равна сумме катионов для попутно добываемых пластовых вод. Если и приводятся данные по температуре плавления парафина, то нет данных по температуре его выпадения. Последний параметр, кстати, вообще не включен в таблицу 4 «Физико-химическая характеристика дегазированной нефти» [8].

Все перечисленное предопределяет, с одной стороны, необходимость повышения степени изучения объектов, принимаемых к проектированию (мониторинг изменения свойств коллектора и насыщающих его флюидов предлагаемого к проектированию объекта следует проводить даже при наличии исследований предыдущих лет (реперные отборы проб для сравнительного анализа динамики изменения ситуации)). С другой стороны — проведения специальных работ по пересмотру, как самих методик в рамках инновационного проектирования (включая интеграцию геологии и разработки, научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ), так и требований к исследованиям физико-химических свойств нефти, сопутствующих фаз и свойств коллектора, а также качества научных рекомендаций на этапах проектирования.

О важности такого пересмотра и проведения качественных исследований на этапах выполнения ПТД говорит то, что проекты разработки должны являться фундаментом для последующих проектов наземного обустройства, в то время как проектная и рабочая документация наземного обустройства вообще является документацией, по которой проводится непосредственное капитальное строительство объектов.

В связи с этим не следует относить научно-исследовательские работы для ПИР к группе второстепенных ИД в категории установленных [18]. Согласно указанному документу установленные ИД классифицируются на ключевые (для выполнения проектирования) и второстепенные (в процессе проектирования). Исходные данные, непосредственно влияющие на функциональность и безопасность сооружений наземного обустройства, не могут быть только второстепенными и

должны, скорее всего, называться ключевыми, выявляющимися и уточняющимися в процессе проектирования. А ключевые ИД, необходимые для начала выполнения проектирования, следует определить начальными ключевыми исходными данными. При этом справедливо включение ПТД, предшествующих проектам наземного обустройства, в качестве ключевых ИД для ПИР [18].

При отсутствии необходимого и достаточного для проектирования объекта набора ИД должны быть инициированы дополнительные научные исследования.

Объем исследований, выполняемых с целью получения исходных данных, например, для проектирования объектов наземного обустройства нефтепромыслов, определяется на основе задания, выдаваемого проектной организацией (проектным департаментом) научно-исследовательскому сектору в соответствии с техническим заданием на проектирование от заказчика и ориентировочно может быть представлен в таблицах 1 и 2.

Повышение требований к качеству исходных данных ПТД для проектирования наземных сооружений

Для получения качественных ИД с целью их применения на этапах проектирования объектов наземного обустройства, кроме проведения специальных лабораторных и/или промысловых натурных исследований непосредственно перед началом проектных работ, следует еще на этапах разработки нефтяного месторождения позаботиться о дополнении унифицированных шаблонов методических указаний по проектированию разработки физико-химическими характеристиками извлекаемых флюидов [1]:

- для случаев нефти с низкими температурами застывания, рекомендуется приводить данные для температур 5–10, 20 и 50 °С, и, наоборот, не приводить значения вязкости при температуре 20°С, если нефть застывает, например, при 30°С, а определять значения вязкости для температур, соответственно, 40, 50 и 60 °С;
- при весовом содержании парафинов в нефти более 6% определять широкую фракцию углеводородов от $C_{10}H_{20}$ до $C_{30}H_{30}$;
- для определения условий выпадения парафина в стволе скважин и в трубопроводных системах сбора, кроме температуры плавления парафина, дополнительно определять температуру насыщения нефти парафином;
- кроме диапазона и средних значений компонентного состава пластовых вод приводить данные об индивидуальных свойствах конкретных проб вод с сохранением баланса состава;
- в связи с тем, что часто воды девонских пластов аномально содержат сероводород, а воды карбона, наоборот, ионное железо, и с учетом встречающейся совместной добычи разносортных пластов дополнить таблицы [8] значениями содержания сероводорода и железа в пластовых водах.

Уже только эти мероприятия позволят специалистам более качественно ориентироваться в решении ставящихся задач разработки и обустройства нефтяных месторождений.

Если сюда добавить использование новых подходов к гидродинамическому моделированию пласта с учетом исторического образования нефтегазоносных формаций и фаций, то степень аппроксимации расчетов и соответствия проектных и фактических показателей повысится.

Наименование параметров ИД	сбор	транспорт	подготовка	ППД
1. Нефтяная фаза				
1.1. Плотность и вязкость при различных температурах	+	+	+	
1.2. Обводненость (Газосодержание)	+(+)	+(+)	+(+)	
1.3. Дисперсность	+	+	+	
1.4. Поверхностное натяжение			+	
1.5. Содержание асфальтенов, смол, парафинов	+	+	+	
1.6. Содержание сероводорода и меркаптанов	+	+	+	
1.7. Содержание сульфида железа	+	+	+	
1.8. Содержание механических примесей (дисперсный состав частиц)	+	+	+(+)	
1.9. Фракционный состав нефти	+	+	+	
1.10. Определение температуры плавления парафина	+	+	+	
1.11. Определение температуры насыщения нефти парафином	+	+	+	
1.12. Определение группы фракций углеводородов C_{10}-C_{20} и C_{21}-C_{30} (при весовом содержании парафинов в нефти более 6%)	+	+	+	
1.13. Температура застывания нефти	+	+	+	
1.14. Молярная масса	+	+	+	
1.15. ……..				
1.NM. Иные характеристики…				
2. Водная фаза				
2.1. Плотность и вязкость	+	+	+	+
2.2. Поверхностное натяжение			+	+
2.3. pH	+	+	+	+
2.4. Шестикомпонентный анализ	+	+	+	+
2.5. Общая минерализация	+	+	+	+
2.6. Содержание железа (Fe^{++}, Fe^{+++})	+	+	+	+
2.7. Содержание нефтепродуктов			+	+
2.8. Содержание твердых взвешенных частиц (дисперсный состав ТВЧ)			+(+)	+(+)
2.9. Содержание сероводорода	+	+	+	+
2.10. Остаточное содержание газа			+	+
2.11. Температура замерзания пластовой воды			+	+
2.12. ……..				
2. NM. Иные характеристики…				
3. Газовая фаза				
3.1. Углеводородный состав попутного нефтяного газа	+	+	+	
3.2. ……..				
3.NM. Иные характеристики…				

Табл. 1 — Ориентировочный перечень параметров для обеспечения проектирования объектов наземного обустройства исходными данными по свойствам добываемых флюидов (актуализация и восполнение исходных данных, указанных в ПТД, на этапе разработки ПД)

Tab. 1 — Indicative list of parameters providing initial data on properties of produced fluids for designing surface facilities (updating and replenishing initial data specified in the development design documents while preparing surface facilities projects)

Результат

До переиздания и актуализации на нормотворческом национальном и государственном уровне стандартов типа [8] должно быть обеспечено заполнение значений параметров, принятых и установленных в качестве ИД для ПТД и ПД в действующих нормативных документах. С целью повышения достоверности этих ИД следует повысить требования к неукоснительному заполнению таблиц ПТД с указанием даты и места отбора проб флюидов непосредственно рассматриваемого месторождения или месторождения-аналога, а также сведения о ХАЛ, представляющей информацию об анализе изученных фаз.

При разработке и наземном обустройстве нетрадиционных нефтяных месторождений с аномальными свойствами не только в пластовых, но и в поверхностных условиях (например, парафинистая нефть Петрухновского месторождения), арсенал научных исследований не должен быть ограничен набором, аналогичным исследованию типичных коллекторов и насыщающих их флюидов. По крайней мере, должны быть рассмотрены обоснования ограниченного набора исследований или целесообразность их расширения с использованием дополнительных и нестандартных или инновационных воздействий на рассматриваемый нетипичный продукт (например, изучение свойств ряда воздействий термообработкой, вибрацией, электромагнитным полем или иным воздействием) [1, 2].

Итоги

Предложен ряд конкретных требований к набору параметров, являющихся исходными данными для проектирования наземных сооружений на этапах проектно-технических документов и научно-исследовательских работ.

Выводы

При отсутствии необходимого и достаточного для проектирования объекта набора исходных данных должны быть инициированы дополнительные научные исследования. При разработке и наземном обустройстве нетрадиционных нефтяных месторождений с аномальными свойствами не только в пластовых, но и в поверхностных условиях, арсенал научных исследований не должен быть ограничен набором, аналогичным исследованию типичных коллекторов и насыщающих их флюидов.

Литературы

1. Гришагин А.В., Кологреева Т.И. Особенности проектирования объектов наземного обустройства с высоковязкими и парафинистыми нефтями // Нефть, газ, новации. 2011. № 3. С. 20–24.
2. Гришагин А.В., Калинина О.С., Мелошенко Н.П., Шерстникова Ю.Е. К вопросу оптимальной глубины обезвоживания высоковязких нефтей // Нефть, газ, новации. 2011. № 3. С. 71–74.
3. Гришагин А.В., Андреев В.И., Вакуленко С.Н. О целесообразности совместного или раздельного сбора разнотипной продукции нефтяных скважин // Нефть, газ, новации. 2011. № 8. С. 46–51.
4. Гришагин А.В., Андреев В.И., Манасян А.Э., Губа А.С., Папухин С.П. Оценка пригодности пластовых вод или их смесей с поверхностными водами для заводнения продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 44–48.
5. Взгляд специалиста. Инновационное проектирование объектов нефтегазового сектора в России: утопия или реальность? // Нефть, газ, новации. 2012. №3. С. 8–15.
6. Муслимов Р.Х. Еще раз об энергетической стратегии России на период до 2030 г. // Нефтяное хозяйство. 2011. №1. С. 4–8.
7. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Приказ Минприроды РФ от 21 марта 2007 г. № 61.
8. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Минприроды от 14 июня 2016 г. № 356.
9. Муслимов Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов — движение вперед или вспять? Георесурсы. 2016. Т. 18. № 2. С. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1.
10. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. О регламентирующих документах в нефтегазовом недропользовании // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 6–9.
11. Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. 2010. № 1. С. 12–16.
12. Сухотин А.К. Превратности научных идей. М.: Молодая гвардия, 1991. 271 с.
13. РД 39-30-898-83. Инструкция по исследованию нефтей и нефтяных эмульсий с целью выдачи исходных данных для проектирования установок подготовки нефти. Куйбышев: Гипровостокнефть, 1984. 220 с.
14. Robinson B.F. Designing production facilities for a developing country // World Oil, 1986, March, pp. 69–72.
15. Arnold K., Stewart M. Surface production operations. V. 1. Design of oil-handling systems and facilities. Houston et al. Gulf Publishing Co., 1986, 414 pp.
16. Buhidma A., Pal R. Flow measurement of two-phase oil-in-water emulsions using wedge meters and segmental orifice meters // The Chemical Engineering Journal and the Biochemical Engineering Journal, 1996, V. 63, issue 1, pp. 59–64.
17. Pal R. Techniques for Measuring the Composition (Oil and Water Content) of Emulsions — a State of the Art Review // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 1994, V. 84, pp. 141–193.
18. Требования к исходным данным для выполнения проектно-изыскательских работ по линейным и площадным объектам наземного обустройства нефтегазовых месторождений Компании. Инструкция № П1-01.04 И-00016 версия 1.00, утвержденная распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 19.10.2016 № 436.

Этапы	Наименование работ	Нефтепромысловые объекты			
		сбор	транспорт	подготовка	ППД
1	Определение коррозионной агрессивности добываемых фаз	+	+	+	+
2	Определение точки инверсии фаз (измерение межфазного натяжения на границе фаз)	+	+	+(+)	
3	Подбор реагентов для снижения вязкости нефтяных эмульсий (для оптимизации параметров подготовки нефти: дозировка реагента, температура, время отстаивания; оценка влияния реагента на качество подготовки подтоварной воды)	+	+	+(+)	(+)
4	Подбор ингибиторов АСПО, (солеотложения, коррозии)	+(+)	+(+)	+(+)	(+)
5	Исследования и подбор депрессорных присадок к нефти для снижения ее температуры застывания	+	+	+	
6	Исследование влияния термообработки на температуру застывания нефти	+	+	+	
7	Совместимость реагентов и ингибиторов, применяемых в процессе нефтедобычи	+	+	+	
8	Исследования по совместимости обращающихся в процессах пластовых и иных вод между собой (и с породой коллектора)	+	+	+(+)	+(+)
9	Подбор нейтрализатора сероводорода (в пластовой воде) и меркаптанов в нефти	+	+	+(+)	(+)
10	Изучение реологических свойств эмульсий	+	+	+	
11	Определение максимальной (минимальной) вязкости в смеси разносортной нефти при различных соотношениях подготовленных жидких фаз.			+	
12	Определение оптимальной глубины обезвоживания нефти с учетом требований к качеству ее подготовки, реологических свойств нефти, гидрохимической, термобарической и гидравлической ситуации с учетом границ задействованной инфраструктуры			+	
13	……..				
NM	Иные виды работ…				

Табл. 2 — Ориентировочный перечень работ для обеспечения проектирования объектов наземного обустройства рекомендациями по учету факторов, осложняющих процессы сбора, транспорта и подготовки добываемых фаз.

Tab. 2 — Indicative list of activities providing recommendations on considering factors that hinder gathering, transportation, and processing of produced phases for surface facilities design

On the need for promotion of research and high-quality data support in field development projects and design of surface facilities

UDC 622.276

Authors:
Alexandr V. Grishagin — chief process engineer of design and survey division[1]; GrishaginAV@samnipineft.ru
Oleg V. Gladunov — deputy director general for production development[2]; GladunovOV@samng.ru
Artur E. Manasian — deputy director general and chief geologist[2]; ManasianAE@samng.ru
Gennadiy G. Gilaev — process engineer of oil and gas production workshop-4[2]; GilaevGGn@samng.ru
Tatyana N. Abramkina — chief specialist[2]; AbramkinaTN@samng.ru

[1]LLC "SamaraNIPIneft", Samara, Russian Federation
[2]JSC "Samaraneftegas", Samara, Russian Federation

Abstract
The authors emphasize the fact that surface facilities projects often lack initial data even when this data is enough for a development project. The article substantiates the role of scientific research, including basic research, for reliable design of complex facilities.

Materials and methods
The authors have analyzed the list of qualitative and quantitative parameters in accordance with the table forms for initial data contained in the recommended practice for development design. The article provides exemplary statistical values (in relation to sample volume) showing that development design documents often lack data that serves as the initial data for design works related to oil-field surface facilities.

Results
The authors propose a number of specific requirements for a set of parameters that constitute the initial data for designing surface facilities at the stages of research and preparing project design documentation.

Conclusions
In the absence of initial data required and sufficient for designing the facility, it is necessary to conduct additional scientific research. Involvement of unconventional petroleum deposits with anomalous properties of reservoir and surface conditions requires that the set of research activities should not be limited to the investigations that are usually carried out for typical reservoirs and saturating fluids.

Keywords
research, innovative projects, initial design data

References
1. Grishagin A.V., Kologreeva T.I. *Osobennosti proektirovaniya ob"ektov nazemnogo obustroystva s vysokovyazkimi i parafinistymi neftyami* [Design features of surface field construction objects with high viscous and paraffin content oils]. *Neft, gaz, novatsii*, 2011, issue 3, pp. 20–24.
2. Grishagin A.V., Kalinina O.S., Meloshenko N.P., Sherstnikova Yu.E. *K voprosu optimal'noy glubiny obezvozhivaniya vysokovyazkikh neftey* [Optimum depth of high viscous oil dewatering]. *Neft, gaz, novatsii*, 2011, issue 3, pp. 71–74.
3. Grishagin A.V., Andreev V.I., Vakulenko S.N. *O tselesoobraznosti sovmestnogo ili razdel'nogo sbora raznotipnoy produktsii neftyanykh skvazhin* [On expedience of joint or individual gathering of heterogeneous products out coming from oil wells], *Neft, gaz, novatsii,* 2011, issue 8, pp. 46–51.
4. Grishagin A.V., Andreev V.I., Manasyan A.E., Guba A.S., Papukhin S.P. *Otsenka prigodnosti plastovykh vod ili ikh smesey s poverkhnostnymi vodami dlya zavodneniya produktivnykh plastov* [Formation waters or their mixtures with surface water applicability as possible agent for reservoir water-flooding purposes]. Oil industry, 2013, issue 11, pp. 44–48.
5. *Vzglyad spetsialista. Innovatsionnoe proektirovanie ob"ektov neftegazovogo sektora v Rocsii: utopiya ili real'nost'?* [The opinion of a specialist. The innovative design of the oil and gas sector facilities in Russia: utopia or reality?] *Neft, gaz, novatsii,* 2012, issue 3, pp. 8–15.
6. Muslimov R.Kh. *Eshche raz ob energeticheskoy strategii Rossii na period do 2030 g. [*Once again about the Energy Strategy of Russia until 2030], Oil industry, 2011, issue 1, pp. 4–8.
7. *Metodicheskie rekomendatsii po proektirovaniyu razrabotki neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy* [Recommended practice for design of oil and gas-oil fields development]. Order № 61 of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation from 21 March 2007.
8. *Pravila razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya* [Rules for development of hydrocarbon deposits]. Order № 356 of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation from 14 June 2016.
9. Muslimov R.Kh. *Novaya klassifikatsiya zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov – dvizhenie vpered ili vspyat'?* [The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas — Movement Onward or Backward?] Georesursy = Georesources, 2016, V. 18, issue 2, pp. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1.
10. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. *O reglamentiruyushchikh dokumentakh v neftegazovom nedropol'zovanii* [About regulatory documents in petroleum subsurface management]. Oil industry, 2016, issue 10, pp. 6–9.
11. Muslimov R.Kh. *O standarte innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov s tsel'yu uvelicheniya izvlekaemykh zapasov* [On the standard of an oil fields development innovative design with the purpose of increase recoverable reserves]. Oil industry, 2010, issue 1, pp. 12–16.
12. Cukhotin A.K. *Prevratnosti nauchnykh idey* [The vicissitudes of scientific ideas]. Moscow: *Molodaya gvardiya*, 1991, 271 p.
13. Guidance Document 39-30-898-83. *Instruktsiya po issledovaniyu neftey i neftyanykh emul'siy s tsel'yu vydachi iskhodnykh dannykh dlya proektirovaniya ustanovok podgotovki nefti* [Instructions on the study of oils and oil emulsions aimed at issuing the initial data for designing oil treatment plants]. Kuibyshev: *Giprovostokneft'*, 1983, 220 p.
14. Robinson B.F. Designing production facilities for a developing country. World Oil, 1986, March, pp. 69–72.
15. Arnold K., Stewart M. Surface production operations. V. 1. Design of oil-handling systems and facilities. Houston et al. Gulf Publishing Co., 1986, 414 pp.
16. Buhidma A., Pal R. Flow measurement of two-phase oil-in-water emulsions using wedge meters and segmental orifice meters. The Chemical Engineering Journal and the Biochemical Engineering Journal, 1996, V. 63, issue 1, pp. 59–64.
17. Pal R. Techniques for Measuring the Composition (Oil and Water Content) of Emulsions — a State of the Art Review, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 1994, V. 84, pp. 141–193.
18. *Trebovaniya k iskhodnym dannym dlya vypolneniya proektno-izyskatelskikh rabot po lineynym i ploshchadnym obyektam nazemnogo obustroystva neftegazovykh mestorozhdeniy Kompanii* [Company guidelines Requirements to initial data for design and survey works on linear and area surface facilities in oil-and-gas fields of the company]. Guidelines № P1-01.04 I-00016 version 1.00 approved by the order of JSC NK Rosneft of 19 October 2016 №. 436.

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС

423450 Россия, Татарстан,
Альметьевск, ул. Базовая, 2
т./ф.: +7 (8553) 38-94-00, 38-94-09
e-mail: info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

Буровой сервис

Нефтепромысловый сервис

Изготовление и ремонт нефтепромыслового оборудования

Производство кабельно-проводниковой продукции

УДК 622.276

Оценка критериев применения полимерного заводнения для вытеснения тяжелых высоковязких нефтей Ирана

В.П. Телков
к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений
Telkov_viktor@mail.ru

М.Г. Мостаджеран
аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений
mostajerang.m@gmail.com

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Эксплуатация месторождений высоковязкой и тяжелой нефти Ирана требует повышения эффективности выработки таких месторождений. Традиционно при решении этой задачи используют тепловые и химические методы, реализация которых зачастую бывает весьма затратным мероприятием. В статье проанализирован метод полимерного заводнения как технологии повышения эффективности выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана.

Материалы и методы
Руководствуясь современными методиками оценки применимости методов увеличения нефтеотдачи, а также последними результатами лабораторных и промысловых экспериментов по полимерному заводнению, были оценены критерии применимости полимерного заводнения на месторождениях высоковязких и тяжелых нефтей Ирана, оценены основные параметры процесса.

Ключевые слова
полимерное заводнение, тяжелые нефти, высоковязкие нефти, МУН

Полимерное заводнение (polymer flooding) — одна из наиболее перспективных технологий повышения эффективности вытеснения тяжелых и высоковязких нефтей из пластов. Экономически рентабельно применять этот метод либо при чересчур высоком соотношении подвижностей воды и нефти при классическом заводнении, либо при чрезмерно высокой неоднородности пласта, либо при сочетании этих факторов [1]. Традиционное полимерное заводнение (далее — ПЗ) заключается в нагнетании оторочки полимерного раствора для снижения соотношения подвижностей вытесняющего и вытесняемого флюидов. При недостаточном количестве закачиваемого полимера (за счет малых размеров оторочки полимерного раствора или за счет низкой концентрации полимера в растворе) ПЗ может быть экономически неэффективным. При многочисленности запасов высоковязких нефтей в нефтегазовых месторождениях Ирана [2] (рис. 1) безусловно актуальны исследования в области ПЗ. В данной статье авторы определили вязкость полимерных растворов, необходимую для ПЗ на объектах тяжелой и высоковязкой нефти Ирана.

Полимерное заводнение — это вторичный, а чаще всего третичный метод добычи нефти на базе классического заводнения для «зрелых» месторождений (brown fields), эффективность ПЗ высока даже при обводненности 80–90%. Это ясно показано в работе C.H. Gao [3] (рис. 2).

Возможные значения традиционно применяемых критериев для оценки возможности выбора объектов для ПЗ (Carcoana (1982), Taber (1997)) представлены в таб. 1 [4, 5]. Несовпадение значений обосновано как осмыслением накопленного промыслового опыта, так и развитием самой технологии и

Рис. 1 — Карта крупнейших нефтегазовых месторождений Ирана
Fig. 1 — Iran's major oil and natural gas deposits

качества полимерных композиций, используемых при реализации этой технологии. По мере развития технологии ПЗ повышается экономическая рентабельность выработки нефти из пластов с вязкостью нефти, превышающей заявленные выше значения. В той же таб. 1 показаны и современные значения критериев применимости полимерного заводнения (Al-Adasani и Bai (2010), Dickson и др. (2010), Saboorian-Jooybari (2015)), показывающие явное смещение возможности применения этого метода в сторону вытеснения нефтей более высокой вязкости [6]. Критерии применимости ПЗ различными исследователями формировались как с учетом необходимости повышения эффективности процесса вытеснения, так и с учетом повышения «жизнеспособности» новых полимерных растворов, за счет снижения температурной и сдвиговой стабильности, снижения деструкции полимерных растворов при повышенной минерализации растворов и т.д.

Рис. 3 позволяет получить представление о значительном прогрессе развития полимерных технологий: видно, что значительно расширилась область применения [7]. ПЗ уже применяется при вязкости нефти до нескольких тысяч сП (мПа·с), при этом минимальная проницаемость составляет всего $1 \cdot 10^{-3}$ Д (мкм^2), а соответствующая пластовая температура достигает 250°F (121°C).

Специалисты оценивают прирост коэффициента извлечения нефти с помощью ПЗ в диапазоне значений 5–30% по сравнению с заводнением. При ПЗ в Китае отмечен прирост КИН в размере 7–15%. Mogollon и Lokhandwala показали прирост КИН на 5–15%, при этом обводненность снизилась примерно до 50% [8].

В таб. 2 представлены основные характеристики объектов, на которых внедрялось ПЗ в промысловых масштабах [9]. Wang и Dong исследовали потенциал ПЗ на месторождениях высоковязких нефтей и сделали интересные выводы о существовании определенного интервала значений вязкости полимерного раствора, в котором прирост КИН по сравнению с заводнением существенно увеличивается при повышении вязкости полимерного раствора (рис. 4). Значительное увеличение же вязкости полимерного раствора вне этого интервала слишком мало влияет на прирост КИН, т.е. была зафиксирована т.н. S-образная кривая.

Авторы данной работы с коллегами провели анализ вида представленных Wang и Dong S-образных кривых и оценили возможности использования результатов этих экспериментов при вытеснении высоковязких нефтей. На основании этого анализа был разработан экспресс-метод подбора рациональной вязкости полимерного раствора для вытеснения нефти повышенной вязкости с помощью ПЗ [12–14].

Последовательность необходимых действий следующая:

Параметр	Carcoana (1982)	Taber (1997)	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson и др. (2010)	Saboorian-Jooybari (2015)
Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм^2	› 50	› 10	1,8–5500	› 100 (μ ‹100мПа·с); › 1000 (μ ‹1000мПа·с)	› 1000
Вязкость нефти в пл.у., мПа·с	50–80	10–100	0,4–4000	10–1000	‹ 5400
Плотность нефти в пл.у., кг/м^3	-	‹ 0,966	0,81–0,98	‹ 0,966	‹ 0,993
Температура пласта, °C	‹ 82	‹ 93	‹ 114	‹ 77	‹ 65
Отношение вязкости нефти и полимера, в пл.у.	-	-	-	-	‹ 279

Таб. 1 — Традиционные и современные значения критериев применимости полимерного заводнения
Tab. 1 — Traditional and modern values of the criteria for polymer flooding applicability

Проекты	Pelican Lake	Mooney	Seal
Тип полимерного заводнения	полимерное заводнение	полимерное заводнение и ASP-заводнение	полимерное заводнение
Средняя глубина, м	300–450	900–950	610
Средняя общая толщина пласта, м	5	2,5	8,5
Открытая пористость, %	28–32	30	27–33
Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм^2	300–5000	100–10000+	300–5800
Температура пласта, °C	12–17	29	20
Начальное пластовое давление, МПа	1,8–2,6	5,8	5,15
Плотность нефти в пл.у., кг/м^3	972–986	940–986	986–1000
Объемный коэффициент нефти, м^3/м^3	1,006	1,052	1,02
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	800–80000	300–500	5000–12000
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	800–80000	120–300	3000–7000

Таб. 2 — Характеристики пластов, на которых проводилось полимерное заводнение
Tab. 2 — Characteristics of formations on which polymer flooding was carried out

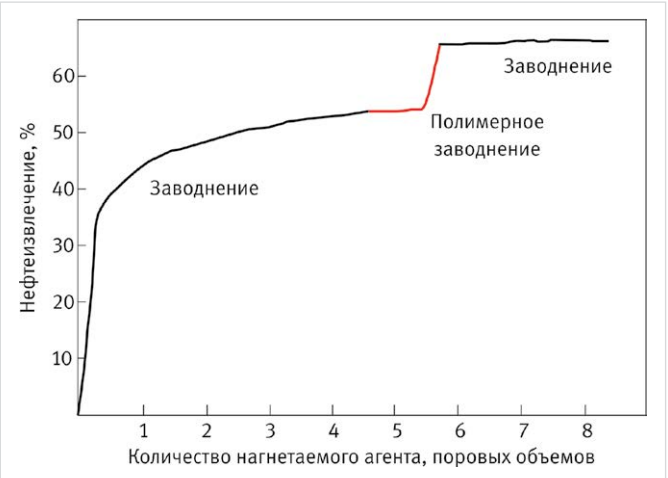


Рис. 2 — Нефтеизвлечение при полимерном заводнении, проводимом после традиционного заводнения
Fig. 2 — Oil recovery with polymer flooding after traditional water flooding

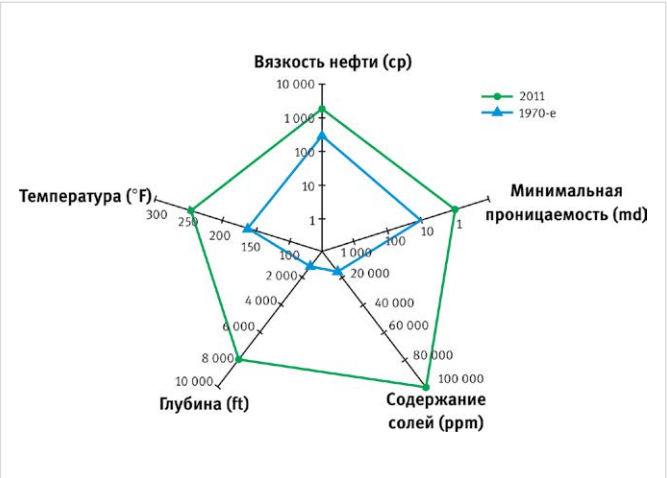


Рис. 3 — Эволюция полимерных технологий
Fig. 3 — Evolution of polymer technologies

1. Определ яются верхние переломные точки S-образных кривых, соответствующие значению рациональной вязкости полимерного раствора для каждого эксперимента нефти различной вязкости.
2. Определяется зависимость рациональной вязкости полимерного раствора от вязкости вытесняемой нефти, т.е. границы рациональности:

$$\mu_P = 0{,}02 \cdot \mu_H + 8{,}265,$$

где μ_P – рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с, μH – вязкость вытесняемой нефти в пластовых условиях, мПа·с.

3. Строится тренд, позволяющий оценить ожидаемый прирост КИН при полимерном заводнении после традиционного заводнения, в %:

$$\Delta КИН = 1{,}236 \cdot ln(\mu_P) + 12{,}057,$$

где μP – рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с.

4. Подбирается необходимая концентрация полимера в растворе.

Воспользовавшись указанным выше экспресс-методом, была рассчитана рациональная вязкость полимерных растворов для некоторых месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана, отобранных для апробации метода ПЗ. Были исследованы 42 объекта, из которых были отобраны 25 с вязкостью в интервале 30–300 мПа·с для дальнейших исследований. Результаты расчетов представлены в таб. 3.

Проведя анализ представленных данных, авторы предположили, что для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях от 30 до 100 мПа·с необходимо использовать полимерные растворы с вязкостью 10 мПа·с, что соответствует значениям относительной вязкости μ_0 (соотношению вязкостей вытесняемого (μ_H) и вытесняющего флюида (μ_B)) от 3 до 10. Для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях от 100 до 300 мПа·с рекомендуется применять полимерный раствор с вязкостью от 10 до 14 мПа·с, что соответствует значению относительной вязкости μ0 примерно от 10 до 20.

№ п/п	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с	№ п/п	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с
IRI 1	30,8	8,881	IRI 14	87,7	10,019
IRI 2	33,7	8,939	IRI 15	90,3	10,071
IRI 3	35,3	8,971	IRI 16	106,1	10,387
IRI 4	43,3	9,131	IRI 17	106,5	10,395
IRI 5	49,2	9,249	IRI 18	113	10,525
IRI 6	63,8	9,541	IRI 19	116,3	10,591
IRI 7	65,4	9,573	IRI 20	118	10,625
IRI 8	69,4	9,653	IRI 21	151,8	11,301
IRI 9	69,9	9,663	IRI 22	177,4	11,813
IRI 10	72,7	9,719	IRI 23	208,5	12,435
IRI 11	74,6	9,757	IRI 24	240	13,065
IRI 12	83,5	9,935	IRI 25	295,9	14,183
IRI 13	85,6	9,977			

Таб. 3 — Подбор вязкости полимерного раствора в зависимости от вязкости пластовой нефти с помощью экспресс-метода
Tab. 3 — Selection of the viscosity of the polymer solution depending on the viscosity of the reservoir oil using the express method

Необходимо отметить, что при воздействии на группу объектов (участков, площадей, пластов) со схожими значениями вязкости нефти в пластовых условиях экономически рационально также использовать единую вязкость нагнетаемого полимерного раствора.

Дальнейшим направлением работы представляется оценка эффективности с помощью гидродинамического моделирования различных технологических стратегий в области полимерного заводнения: полимерное заводнение с постоянной концентрацией полимера, полимерное заводнение с непостоянной концентрацией полимера (растущая в процессе эксплуатации концентрация, падающая в процессе эксплуатации концентрация), чередование оторочек полимерного раствора и воды, чередование оторочек полимерного раствора различной концентрации.

Итоги

Подтверждена принципиальная возможность применения метода полимерного заводнения для выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана, предложена методика подбора рациональной вязкости полимерного раствора.

Выводы

Предложена методика определения рациональных значений вязкости полимерных растворов для полимерного заводнения, рассчитаны локальные значения рациональной вязкости полимерных растворов для полимерного заводнения объектов с высоковязкой и тяжелой нефтью Ирана. Предложены результаты группировки этих локальных значений для обширного применения (в промысловых масштабах). Намечены дальнейшие пути совершенствования технологии.

Список литературы

1. Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. Остин, 2005. 449 с.
2. Кравец В. Иран ждет высоких технологий // ROGTEC. № 43. С. 58–65.
3. Gao C.H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2011, v.1, issue 2–4, pp. 65–70.
4. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery.

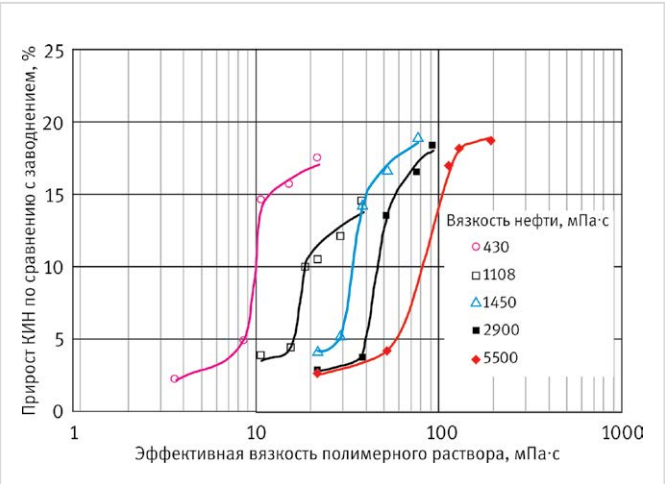


Рис. 4 — S-образные кривые Wang и Dong [10]
Fig. 4 — S-shaped Wang and Dong curves

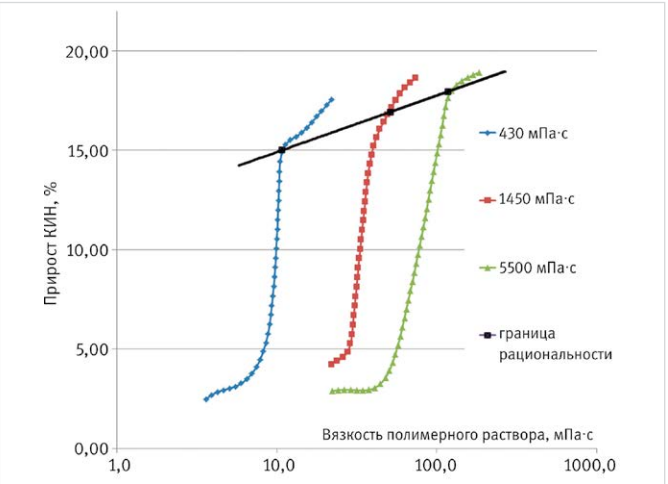


Рис. 5 — Обработка семейства S-образных кривых согласно экспресс-методу
Fig. 5 — Processing of the family of S-shaped curves according to the express method

USA: Prentice-Hall, 1992, 352 p.
5. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, August 1997.
6. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications, SPE-174402-MS, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, 2015.
7. SNF FLOERGER. Ситуация с полимерными МУН в мире, презентация. Москва, 2012.
8. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, 2013.
9. Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., Degre G. Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, 2014.
10. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 2007.
11. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, issue 67 (3), pp. 155–158.
12. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement. Conference GEOPETROL. Krakow, 2016.
13. Телков В.П., Ким С.В., Шарафиддинов Х.С., Алали В. Новые возможности использования полимерного заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти. Международная конференция “Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр”. Москва-Хомс, 2016.
14. Телков В.П., Ким С.В., Мостаджеран М. Повышение эффективности вытеснения высоковязких нефтей полимерными растворами. Международный симпозиум «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2017.

Assessment criteria for the application of polymer flood for displacement of heavy high-viscosity oils of Iran

UDC 622.276

Authors:
Victor P. Telkov — Ph.D., associate professor of department of oil field development and operation; Telkov_viktor@mail.ru
Masoud G. Mostajeran — postgraduate of department of oil field development and operation; mostajerang.m@gmail.com

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

Abstract
Operation of Iranian high-viscosity and heavy oil fields requires increasing the efficiency of production. Traditionally, waiting for the solution of this problem using thermal and chemical methods, the implementation of which is often a very costly undertaking. The article analyzes the method of polymer flooding as a technology to improve the efficiency of production of high viscosity and heavy oil fields in Iran.

Materials and methods
Based on modern methods of assessing the applicability of methods to increase oil recovery, as well as the latest results of laboratory and field experiments on polymer flooding, the criteria for the applicability of polymer flooding to the fields of high-viscosity and heavy oils of Iran were evaluated, the main parameters of the process were evaluated.

Results
The principal possibility of using the method of polymer flooding for the development of deposits of high-viscosity and heavy oils of Iran was confirmed, the method of selection of the rational viscosity of the polymer solution was proposed.

Conclusions
The technique of determination of rational values of viscosity of polymer solutions for polymer flooding is offered, local values of rational viscosity of polymer solutions for polymer flooding of objects with high viscosity and heavy oil of Iran are calculated.
The results of grouping these local values for extensive application (in commercial scales) are proposed.
Planned the further ways of improving the technology.

Keywords
polymer flooding, heavy oil, high-viscosity oil, EOR

References
1. Lake L. *Osnovy metodov uvelicheniya nefteotdachi* [EOR fundamentals]. Austin, 2005, 449.
2. Kravets V. *Iran zhdet vysokikh tekhnologiy* [Iran is waiting for high technology]. *ROGTEC*, issue 43, pp. 58–65.
3. Gao C.H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2011, V.1, issue 2–4, pp. 65–70.
4. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery. USA: Prentice-Hall, 1992, 352 p.
5. Taber, J.J., Martin, F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, August 1997.
6. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications, SPE-174402-MS, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, 2015.
7. SNF FLOERGER. *Situatsiya s polimernymi MUN v mire* [The situation with polymer EOR in the world], presentation. Moscow, 2012.
8. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, 2013.
9. Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., Degre G. Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, 2014.
10. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 2007.
11. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, issue 67 (3), pp. 155–158.
12. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement. Conference GEOPETROL. Krakow, 2016.
13. Telkov V.P., Kim S.V., Sharafiddinov Kh.S., Alali V. *Novye vozmozhnosti ispol'zovaniya polimernogo zavodneniya kak metoda vytesneniya vysokovyazkoy nefti* [New possibilities of polymer flooding as a method of high viscosity oil displacement]. International conference “Resources reproducing, low-waste and nature protection technologies of mineral resources development”, Moscow-Homs, 2016.
14. Telkov V.P., Kim S.V., Mostadzheran M. *Povyshenie effektivnosti vytesneniya vysokovyazkikh neftey polimernymi rastvorami* [Increasing the efficiency of high viscosity oil displacement by polymer solutions]. International Symposium “Problems of Geology and exploitation of mineral resources”, Tomsk, 2017.

Система подготовки попутного газа «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра «Уса» состоит из 4 агрегатов

Оборудование газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентров месторождений

Энергоцентры собственных нужд месторождений создают основу развития нефтегазовых промыслов, повышают энергоэффективность, рентабельность и экологичность добычи углеводородов.

ОТ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ — К УНИВЕРСАЛЬНОМУ ПРИМЕНЕНИЮ

Проекты Группы ЭНЕРГАЗ реализованы на промышленных объектах разных отраслей. Системы газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» (фото вверху) на базе дожимных компрессорных станций и блочных пунктов подготовки газа подтвердили свою универсальность, надежность и эффективность в процессе многолетней эксплуатации генерирующего и газотранспортного оборудования.

Комплекс инженерных решений реализован в индивидуальных проектах на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, объектах сбора и транспортировки ПНГ, автономных центрах энергоснабжения, испытательных стендах газовых турбин, центрах подготовки технических специалистов.

Например, в нефтегазовой отрасли установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» функционируют на специальных технологических объектах. Это установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты сбора нефти (ЦПС), центральные нефтегазосборные пункты (ЦНГСП), концевые сепарационные установки (КСУ), установки деэтанизации конденсата (УДК), транспортные системы жидких углеводородов (ТСЖУ), установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ, УКПГиК).

В этом перечне особое место занимают энергоцентры собственных нужд месторождений (ЭСН).

ЭСН КАК ОСНОВА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Многие месторождения оснащаются объектами собственной генерации – энергоцентрами на базе ГТЭС или ГТУ-ТЭЦ (ГТУ-ТЭС). Топливом для них служит добываемый, как правило, здесь же природный или попутный нефтяной газ.

В новых проектах для обеспечения бесперебойной и надежной работы ЭСН применяются высокоинтеллектуальные микропроцессорные системы управления технологическим процессом и цифровые устройства релейной защиты и автоматики, которые позволяют управлять быстропротекающими процессами без участия оператора, обнаруживать и отключать поврежденное оборудование, сохраняя исправное в работе.

В целом, создание ЭСН служит для развития производственной деятельности на промыслах и позволяет собственнику решить ряд задач по повышению энергоэффективности, среди которых:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для объектов месторождений;
- обеспечение технологических потребностей в горячей воде и паре для закачки в пласты;
- снижение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на энергорынке;
- рост объема рационального применения попутного нефтяного газа.

ВОСТРЕБОВАННЫЙ ОПЫТ

В ЭНЕРГАЗе наработан значительный опыт участия в создании современных ЭСН — в части подготовки качественного топлива и газоснабжения генерирующего оборудования.

Индивидуальное проектирование технологических систем и модульных установок подготовки топливного газа закладывает необходимые условия для длительной совместной эксплуатации с оборудованием ведущих отечественных и зарубежных производителей, среди которых: «ОДК-Газовые турбины» и «ОДК-Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», «Русские газовые турбины», «Силовые машины», Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, Wartsila, Siemens, General Electric.

В активе Группы — поставка и ввод в эксплуатацию систем газоподготовки для 21 энергоцентра, построенного компаниями «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Роснефть» и др. На сегодня реализуется еще 3 таких проекта. Перечень объектов собственной генерации, оснащенных оборудованием «ЭНЕРГАЗ», представлен в таблице.

В составе ЭСН месторождений действуют 74 агрегата (и готовятся к вводу еще 7 установок) различного назначения, исполнения и модификации, объединенных в комплексы «ЭНЕРГАЗ» следующих типов:

Месторождение	Регион	ЭСН	Мощность ЭСН	Энергоблоки / газотурбинные агрегаты	Производители ГТ-оборудования
Гежское нм	Пермский край	ГТЭС	4 МВт	"Урал-4000" / ГТУ-4П	ОДК-Авиадвигатель
Южно-Нюрымское нм	Тюменская область	ГТЭС	8 МВт	"Урал-4000" / ГТУ-4П	ОДК-Авиадвигатель
Верх-Тарское нм	Новосибирская область	ГТЭС	10,4 МВт	CX501-KB7 / 501-KB7	Centrax / Rolls-Royce
Западно-Чигоринское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12 МВт	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Тромъеганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12 МВт	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Игольско-Таловое нм	Томская область	ГТЭС	12 МВт	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Конитлорское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Верхнеколик-Еганское нгкм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24 МВт	CX501-KB7 / 501-KB7	Centrax / Rolls-Royce
Западно-Камынское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Мурьяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	24 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Верхне-Надымское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	24 МВт	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	36 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Юкъяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	36 МВт	ГТЭС-12 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО
Тевлинско-Русскинское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	48 МВт	ЭГЭС-12С-01 / ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ватьёганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	72 МВт	ЭГЭС-12С-01 / ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ярегское нтм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	75 МВт	ГТЭС-25ПА / ГТЭ-25П	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Мессояхское нгкм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	84 МВт	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Усинское нм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	100 МВт	ГТЭС-25ПА / ГТЭ-25П	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Уренгойский лу	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	105 МВт	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Южно-Хыльчуюское нгм	Ненецкий АО	ГТЭС	125 МВт	SGT-600	Siemens
Талаканское нгкм	Республика Саха (Якутия)	ГТЭС	144 МВт	ГТЭС-16 / НК-16СТ	Сумское НПО / КМПО

Энергоцентры собственных нужд месторождений (ЭСН), оснащенные оборудованием газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

- дожимная компрессорная станция топливного газа;
- многоблочная установка подготовки топливного газа;
- установка компримирования топливного газа;
- многофункциональная система газоподготовки и газоснабжения;
- установка подготовки газа ангарного типа.

Такое профессиональное доверие нефтегазового сообщества коллектив ЭНЕРГАЗа подкрепляет своими специальными проектами газоподготовки.

ПРОЕКТЫ ДЛЯ ЭСН НА ПОПУТНОМ ГАЗЕ

ДКС для ГТЭС Ватьеганского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

В мае нынешнего года 10-летний рубеж бесперебойной эксплуатации прошла газотурбинная электростанция Ватьеганского месторождения (фото 1). Это первый объект собственной генерации ПАО «ЛУКОЙЛ» на территории Западной Сибири, а также успешный пилотный проект по импортозамещению в области энергетики. С момента ввода в апреле 2008 года ГТЭС мощностью 72 МВт долгое время оставалась крупнейшей ЭСН ЛУКОЙЛа.

Фото 1. ГТЭС Ватьеганского месторождения работает на попутном газе

ГТЭС, построенная ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», использует в качестве топлива попутный нефтяной газ. Энергетическое обеспечение промысла сочетается с максимальной утилизацией ПНГ. В итоге, за 10 лет рационально использовано 1,4 млрд м3 попутного газа.

Станция включает шесть энергоблоков ЭГЭС-12С-01 мощностью по 12 МВт. В основе энергоблоков — газотурбинные установки ГТУ-12ПГ-2, разработанные АО «ОДК-Авиадвигатель» и изготовленные АО «ОДК-Пермские моторы».

При проектировании и строительстве реализован ряд новых конструктивных решений. Среди особенностей Ватьеганской ГТЭС можно отметить следующие:

- турбогенератор и редуктор выполнены на единой раме;
- применен отдельный блок защиты турбогенератора;
- САУ энергоблоков объединены в общую информационную сеть для дистанционного контроля и управления работой всех агрегатов;
- в каждом цехе симметрично размещено по два энергоблока («левого» и «правого» исполнения).

Впервые использованная здесь попарная схема размещения агрегатов в машинных залах в дальнейшем применена на многих объектах собственной генерации ЛУКОЙЛа.

Фото 2. Компрессорная установка внутрицехового исполнения (на открытой раме)

Фото 3. Восточно-Мессояхская – самая северная материковая газотурбинная электростанция в России

Фото 4. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС на Мессояхе

Свой вклад в надежность работы ГТЭС-72 вносит дожимная компрессорная станция топливного газа «ЭНЕРГАЗ». Четыре установки ангарного типа (фото 2) компримируют низконапорный (0,15 МПа) попутный газ и подают его в турбины под давлением 2,7 МПа.

Доочистку ПНГ на входе в каждый компрессор осуществляют высокоэффективные коалесцирующие фильтры-скрубберы, оборудованные системой автоматического дренажа конденсата. Технологическая схема ДКС предусматривает также устойчивое поддержание проектной температуры подачи газа на ГТУ.

Единичная производительность компрессорных установок составляет 12 800 м^3/ч, расход газа контролируется специальной двухуровневой системой регулирования. Пуск ДКС выполнили специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ» (группа компаний ЭНЕРГАЗ).

УПТГ для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения АО «Мессояханефтегаз» (СП «Газпром нефти» и «Роснефти»)

Самая северная материковая газотурбинная электростанция в России действует в Ямало-Ненецком АО с сентября 2016 года. ГТЭС мощностью 84 МВт (фото 3) снабжает электроэнергией и теплом производственные и инфраструктурные объекты промысла.

Основа станции — шесть газотурбинных установок типа Titan 130 производства Solar Turbines Inc. единичной мощностью 14 МВт. На первом этапе ГТЭС работала на природном газе, а с мая 2017 года в качестве топлива для турбин используется попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении.

Это стало возможным благодаря вводу в эксплуатацию установки подготовки топливного газа (УПТГ), которую поставил ЭНЕРГАЗ. УПТГ (фото 4) обеспечивает необходимое качество ПНГ в соответствии с установленными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу.

Согласно проекта технологическое оборудование размещено внутри отдельного капитального здания. Для компримирования газа в состав УПТГ включены четыре дожимные компрессорные установки. Эти КУ осуществляют сжатие низконапорного ПНГ до уровня 2,95÷3,05 МПа. Производительность каждого агрегата — 9 000 м^3/ч.

Для очистки газа предназначены фильтры-скрубберы, которые расположены на входе в КУ и выполняют 2-ступенчатое удаление жидких фракций и твердых частиц. Эффективность фильтрующих элементов составляет 100% для загрязнений величиной более 20 микрон и 97% для частиц размером 5÷20 микрон.

На линии нагнетания КУ встроены газоохладители для охлаждения газа ниже точки росы с целью отбоя образовавшегося конденсата. Затем газ поступает на нагреватели, которые поддерживают проектную температуру подачи топлива в турбины.

Каждая КУ оснащена узлом регулирования производительности и системой автоматизированного управления. УПТГ дополнительно оборудована системой определения температуры точки росы газа по воде и углеводородам.

Весь цикл предпусковых работ, включая шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания и комплексную проверку в составе ГТЭС, провела компания «СервисЭНЕРГАЗ».

ДКС для ГТЭС Северо-Лабатьюганского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз»

Опытно-промышленная эксплуатация месторождения началась в 2004 году. Внедряя инновационные технологии нефтедобычи, «Сургутнефтегаз» сразу же озаботился утилизацией ПНГ путем выработки электроэнергии. Первая ГТЭС мощностью 24 МВт пущена здесь в 2007 году. Пуск в 2011 году второй очереди — ГТЭС мощностью 36 МВт — позволил в полной мере обеспечить собственные нужды месторождения.

ГТЭС-36, расположенная на территории дожимной насосной станции №3, работает в простом цикле. В ее состав входят три энергоблока производства Сумского НПО. Каждый энергоблок создан на базе газовой турбины НК-16СТ (КМПО) номинальной мощностью 12 МВт и КПД 29%.

Подготовку попутного газа на этом объекте, как и на ГТЭС-24, осуществляет ДКС ангарного типа (фото 5, 6), введенная специалистами Группы ЭНЕРГАЗ. Она состоит из шести компрессорных установок, выполненных на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. КУ единичной производительностью по 10 000 м^3/ч размещаются в двух отдельных зданиях.

Проект примечателен тем, что ДКС параллельно решает разные задачи:

- три КУ очищают ПНГ, поступающий с узла сбора газа, компримируют его до 2,7 МПа и подают в турбины ГТЭС-36;
- еще три КУ закачивают попутный газ в трубопровод для транспортировки на ГТЭС других месторождений.

Фото 5. ДКС ангарного типа в составе ГТЭС-24 Северо-Лабатьюганского месторождения

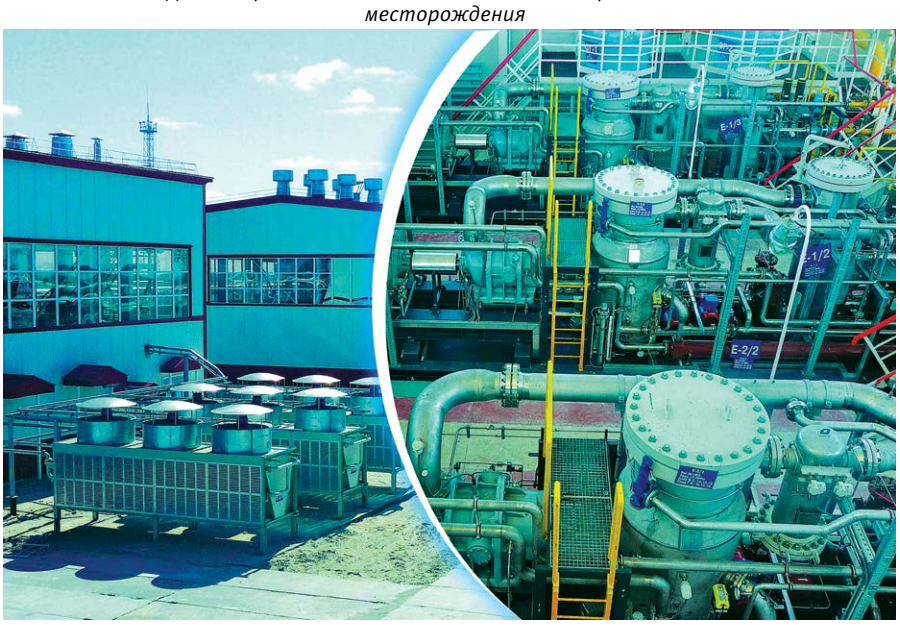


Фото 6. Компрессорная станция снабжает попутным газом турбины ГТЭС-36 на Северном Лабатьюгане

ПРОЕКТЫ ДЛЯ ЭСН НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Возможности современного генерирующего оборудования позволяют энергоцентрам работать в двухтопливном режиме. Это удобно и выгодно, так как изначально инфраструктура месторождений, особенно удаленных или труднодоступных, недостаточно развита для питания ГТЭС или ГТУ-ТЭЦ своим попутным газом, и в качестве основного топлива временно используется природный газ.

Промысел получает необходимые объемы энергии, и тогда на определенном этапе обустройства происходит корректный переход энергоцентра на ПНГ. К примеру, так планировалась работа упомянутых Восточно-Мессояхской и Ватьеганской ГТЭС. В случае истощения запасов ПНГ станция вновь может перейти на топливный природный газ.

Однако существуют примеры создания ЭСН, где попутный газ не рассматривается в качестве топлива, и энергоблоки в постоянном режиме используют только природный газ. Это, например, происходит, когда потребность в электрической и тепловой энергии высокая, а объемов ПНГ на месторождении недостаточно для длительной эксплуатации или полной загруженности турбин. Иногда проблема решается «пробросом» питающей нитки с попутным газом от другого промысла, но не всегда это технически возможно или экономически рентабельно.

Система газоподготовки для энергоцентра «Ярега» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

В сентябре 2017 года ПАО «ЛУКОЙЛ» ввело в эксплуатацию очередной объект собственной генерации в Республике Коми — энергоцентр «Ярега» на базе ГТУ-ТЭЦ (фото 7).

Фото 7. Энергоцентр «Ярега». В качестве топлива для ГТУ-ТЭЦ используется природный газ

Фото 8. Система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» на Ярегском нефтетитановом месторождении

Разработку проекта и его реализацию осуществило ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг».

В состав объекта входят три газотурбинных энергоблока ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель» суммарной установленной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепловой мощности на ГТУ-ТЭЦ установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Пуск энергоцентра обеспечил растущие потребности в электроэнергии и паре стратегического Ярегского нефтетитанового месторождения, повысил эффективность его разработки и надежность энергоснабжения.

Топливом для турбин ГТУ-ТЭЦ является природный газ Курьино-Патраковского газоконденсатного месторождения. Проектные параметры газа на входе в турбины (по чистоте, температуре, давлению и расходу) обеспечивает многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 8), в состав которой входят блочный пункт подготовки газа (БППГ), дожимная компрессорная станция из 4 агрегатов и САУ газоснабжения.

Фото 9. Модуль подготовки топливного газа №1 для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое

БППГ — это технологическая установка с максимальной интеграцией элементов на единой раме. Основное назначение — измерение расхода и фильтрация газа. БППГ укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета (с ультразвуковыми расходомерами) и блоком фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм. Содержание механических примесей на выходе — не более 0,001 г/м^3.

Дополнительный функционал — стабилизация давления газа. С этой целью БППГ оснащен системой редуцирования. В комплект оборудования также входит подземный дренажный резервуар для сбора газового конденсата, снабженный датчиком уровня и насосом для откачки конденсата. Производительность БППГ — 15 780 кг/час.

Пункт подготовки газа располагается на открытой площадке, внутри легкосборного укрытия. Режим работы — автоматический. После предварительной подготовки поток газа направляется в дожимную компрессорную станцию.

ДКС компримирует газ до рабочего давления в диапазоне 4,5÷5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. Состоит из четырех компрессорных установок. Производительность каждой КУ составляет 7 890 кг/час.

Установки размещаются в отдельных блок-модулях арктического типа, снабженных системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности

(пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

Современная система газоподготовки разработана по специальному проекту. Коэффициент надежности — 0,98. Внутри КУ и БППГ предусмотрено пространство для быстрого и комфортного доступа ко всем узлам и элементам, что обеспечивает возможность всесезонного проведения сервисных мероприятий.

За эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования отвечает полнокомплектная двухуровневая система автоматизированного управления — САУ газоснабжения (САУ ГС). Основные элементы САУ ГС: локальные системы управления ДКС и БППГ, шкаф управления, автоматизированное рабочее место оператора, пульт аварийного останова. Внутреннее и внешнее соединения осуществляются при помощи сети Ethernet и протоколов S7-connection и Profibus.

В рамках долгосрочного соглашения с заказчиком технические специалисты Группы ЭНЕРГАЗ осуществляют комплексное техобслуживание системы газоподготовки, а также поставку комплектующих и расходных материалов.

УПТГ для объектов Восточно-Уренгойского участка АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть)

Восточно-Уренгойский лицензионный участок расположен на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого АО. С запуском этого участка годовой объем добычи газа «Роспан Интернешнл» увеличится практически в 5 раз и достигнет уровня 19 млрд кубометров.

Для полномасштабного освоения промысла здесь создается установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). Проектная мощность объекта по объему подготовки природного газа составит:

- 16,7 млрд кубометров осушенного газа в год;
- до 4,5 млн тонн стабильного газового конденсата;
- свыше 1 млн тонн пропан-бутановой фракции.

УКПГиК оснащается многоблочной установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ».

Данная УПТГ будет осуществлять фильтрацию, учет, подогрев, редуцирование и в параллельном режиме снабжать газом (с отличающимися параметрами по давлению, температуре и расходу) объекты основного и вспомогательного назначения. Среди них – котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, установка низкотемпературной сепарации, установка регенерации метанола, узлы входных шлейфов, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка стабилизации конденсата.

УПТГ включает два модуля подготовки топливного газа (МПТГ). Каждый модуль состоит из отдельных блок-боксов с оборудованием, которые состыкованы между собой в единое блок-здание с общей кровлей.

МПТГ-1 (фото 9) является основным, диапазон его проектной производительности по газу составляет 93÷90 400 нм^3/ч. Модуль подготовки топливного газа №2 — резервный, установленная производительность МПТГ-2 составляет 93÷32 612 нм^3/ч.

Оборудование полностью автоматизировано, локальные САУ двух МПТГ интегрированы с верхним уровнем АСУ ТП. Установка подготовки топливного газа спроектирована и изготовлена с учетом климатических условий региона и рассчитана на интенсивный режим эксплуатации.

Также УПТГ «ЭНЕРГАЗ» будет снабжать топливом газотурбинную электростанцию собственных нужд, возводимую на площадке УКПГиК. ГТЭС мощностью 105 МВт обеспечит электрической энергией объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и газового конденсата Восточно-Уренгойского участка. Новая станция состоит из семи газотурбинных установок Titan 130 (Solar) номинальной мощностью по 15 МВт (фото 10).

Создание энергетической автономности месторождений — это комплексная задача, включающая разработку типовых технических решений, анализ технологических рисков и уровня надежности, внедрение высокоэффективного генерирующего и технологического оборудования. В ряду таких новаторских инженерных решений — специальные проекты газоподготовки и газоснабжения от Группы ЭНЕРГАЗ.

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 10. Газотурбинные установки Titan 130 производства Solar

УДК 622.691

Определение уровней отбора газа в сеноманских залежах с учетом геолого-технологических ограничений газодобывающего комплекса

А.В. Красовский
к.т.н.[1]
AKrasovskiy@gazpromproject.ru

С.Л. Голофаст
д.т.н., профессор[1]
SGolofast@gazpromproject.ru

Е.С. Зимин[2]
EZimin@gazpromproject.ru

[1]ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
[2]Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование», Тюмень, Россия

Выполнен анализ рисков, возникающих при разработке газовых месторождений на завершающей стадии. На основе геолого-технологического моделирования выполнен расчет прогнозных технологических показателей разработки. Рассмотрена возможность интеграции алгоритмов по определению минимальных и максимальных уровней отбора газа в геолого-технологическую модель. Выполнен расчет минимальных и максимальных уровней отбора с учетом оптимального режима эксплуатации фонда скважин и технологического оборудования типового газового промысла Западной Сибири.

Материалы и методы
Для построения трехмерной геологотехнологической модели использовался симулятор Eclipse Schlumberger, оптимальные режимы работы наземного оборудования промысла определены на основе норм технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа (СТО Газпром НТП 1.8-001-2004).

Ключевые слова
геолого-технологическая модель, технологический режим работы скважин, газовые месторождения, газодобывающий комплекс

Стратегия развития предприятий ТЭК заключается в гарантированном и бесперебойном удовлетворении спроса на газ [1]. В настоящее время основная часть добычи природного газа Российской Федерации приходится на сеноманские отложения Западной Сибири. Большинство месторождений на сеноманских залежах введено в эксплуатацию более 25 лет назад, и на сегодняшний день они вступили в стадию падающей добычи. Для данной стадии характерны условия разработки, связанные с обводнением залежи [4], интенсивными водо- и пескопроявлениями. Внедрение пластовых вод в газонасыщенную часть залежи приводит к частичному защемлению запасов газа, увеличению обводненности, «самозадавливанию» эксплуатационных скважин, разрушению призабойной зоны пласта, образованию песчаных и газогидратных пробок на забое, а также выносу механических примесей. В случае отсутствия мероприятий по снижению влияния водо- и пескопроявлений в процессе эксплуатации промысла, увеличивается вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с абразивным износом устьевого оборудования. Следствием этого является уменьшение численности эксплуатационного фонда и снижение добычных возможностей промысла в целом. Снижение рисков возникновения приведенных выше проблем в процессе разработки газовых месторождений возможно на основе регулирования режимов работы газовых скважин и перераспределения отборов между промыслами, кустами скважин даже без проведения геолого-технологических мероприятий. Особую актуальность имеет проблема регулирования уровней отбора газа с кустов и даже с конкретных скважин на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, путем поддержания минимально и максимально допустимых уровней отбора газа с соблюдением принципа рациональной разработки недр.

Для выбора оптимальных уровней отборов газа по сеноманским газовым залежам необходимо обоснование допустимых минимальных и максимальных суточных отборов в каждый момент времени с учетом всех геолого-технологических ограничений на весь газовый промысел, включающий в себя объект разработки, эксплуатационные скважины с устьевым оборудованием и обвязкой, систему сбора, транспорта и подготовки продукции, комплекс компримирования, на основе утвержденного сценария развития разработки с применением геолого-технологического моделирования.

Учитывая опыт разработки и эксплуатации сеноманских газовых залежей, минимальные отборы газа необходимо определять с учетом минимально допустимых скоростей течения газожидкостной смеси в стволе эксплуатационных скважин, необходимых для выноса пластовой и конденсационной воды с забоя скважин [2]. В случае снижения скорости меньше необходимой, возможно «самозадавливание» скважины, что подразумевает необходимость применения технологических решений по предотвращению проявления этого эффекта. Как правило, при снижении скорости потока газа на устье скважин, наблюдается аналогичный эффект газосборных сетях (далее — ГСС), что в последствии увеличит риск перекрытия сечения трубопровода водой и, в результате, увеличит риск коррозии промысловых трубопроводов либо перемерзания части коллектора при отрицательных температурах.

Помимо эксплуатационных режимов работы фонда скважин, необходимо рассмотреть также минимальную пропускную способность комплекса промысловой дожимной компрессорной станции (далее — ДКС) для оптимального режима работы наземного оборудования промысла.

Максимальные отборы газа необходимо определять, исходя из максимальной пропускной способности установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и мощности комплекса ДКС. Ограничением на скважинах будет являться максимальная скорость газожидкостного потока, величина которой, при наличии в продукции механических примесей, определяет вероятность проявления абразивного износа как устьевого оборудования эксплуатационных скважин, так и элементов ГСС — собственно трубопроводов, соединительных элементов, задвижек и регуляторов [3].

В настоящее время гидродинамическое моделирование повсеместно используется для анализа, контроля и прогнозирования процессов разработки с возможностью учета практически всех геолого-технологических ограничений, снижения вероятности возникновения отрицательных последствий при разработке газовых залежей на неоптимальных режимах эксплуатации скважин. При проектировании разработки месторождений, расчете сценариев развития газовых промыслов как единой системы, необходим комплексный подход к определению минимальных и максимальных отборов газовых залежей с учетом оптимальных режимов работы эксплуатационных скважин, устьевого оборудования, системы сбора, транспорта, подготовки и компримирования продукции. Данный подход в явном виде не реализован в гидродинамических симуляторах для газовых месторождений. В связи с этим авторами работы разработаны и реализованы

алгоритмы определения минимальных и максимальных уровней отбора газа с помощью применения геолого-технологического моделирования. Блок-схемы разработанных алгоритмов приведены на рис. 1–2. Определены величины минимально допустимых суточных отборов на основе предложенного алгоритма реализуется с учетом следующих условий:

- необходимость поддержания величины скорости газожидкостного потока не ниже минимального значения ($V_{нкт_выноса}$) по всем эксплуатационным скважинам для обеспечения процесса выноса жидкости с забоя скважины и снижения риска возникновения эффекта самозадавливания скважин, образования песчаных пробок на забое;
- исключение явления помпажа на ДКС ($Q_{промысла} \geq Q_{минДКС}$) на основе корректировки дебита скважины ($Q_{скв}$) согласно расчетным параметрам всего газового комплекса, включая работу работы скважин, ГСС, ДКС.

При определении величины максимально допустимых суточных отборов учтены следующие условия:

- дожимные возможности ДКС ($Q_{максДКС}$), полученные на основе технических характеристик оборудования, установленного на промысле, в условиях работы промысла в целом;
- максимальная пропускная способность абсорберов согласно техническим характеристикам, представленным заводом-изготовителем, а также режиму работы всего промысла в целом;
- максимальные скорости газожидкостного потока на устье ($V_{уст}$), не превышающие ограничения, установленные индивидуально по каждой скважине на основе геолого-промысловой информации либо по объекту разработки в целом;
- максимальные скорости газожидкостного потока в системе ГСС.

В основе разработанного подхода лежит действующая геолого-технологическая модель залежи, в которой с помощью добавления дополнительных опций и функций реализован алгоритм определения максимальных и минимальных уровней отбора по газовой залежи.

Таким образом, на основе геолого-технологического моделирования с учетом применения выше описанного алгоритма для одной из скважин типового газового месторождения Западной Сибири, определены минимальные и максимальные величины дебита газа с учетом снижения рисков водо- и пескопроявления [4], возникновения эффекта самозадавливания эксплуатационного фонда скважин, абразивного износа как устьевой обвязки, так и элементов ГСС, эффекта помпажа ДКС при разработке на завершающей стадии эксплуатации с учетом возможностей системы сбора, транспорта, подготовки и компримирования продукции (рис. 3).

Итоги

Анализ оценки прогнозных добывных возможностей газового промысла позволяет создать несколько сценариев разработки месторождения на перспективу, обеспечивающих минимальные риски при эксплуатации. В том случае, если недропользователь обладает несколькими лицензиями на добычу газа, представленные расчеты являются основанием для перераспределения добычи между несколькими объектами разработки либо промыслами для получения максимального экономического эффекта в случае изменения поведения топливно-энергетического рынка.

Выводы

1. При проектировании разработки газовых месторождений на стадии падающей добычи требуется не только текущий контроль, но и прогнозирование состояния эксплуатационного фонда, режимов работы мощностей по переработке и компримированию газа, что возможно обеспечить расчетами различных сценариев работы промысла.
2. Разработанные алгоритмы позволяют учесть при геолого-технологическом моделировании оптимальные технологические режимы для всего газодобывающего комплекса (эксплуатационные скважины, система сбора, транспорта, подготовки и компримирования продукции), в результате чего снизить риски

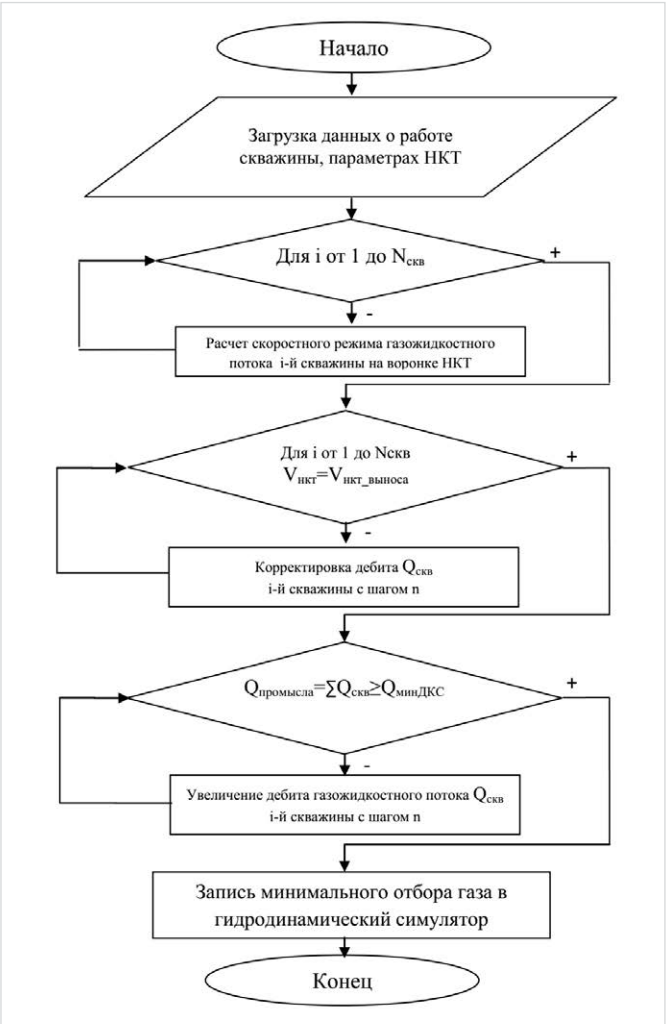


Рис. 1 — Блок-схема алгоритма определения минимальных отборов газа
Fig. 1 — Minimum gas exctraction rate determination flowchart

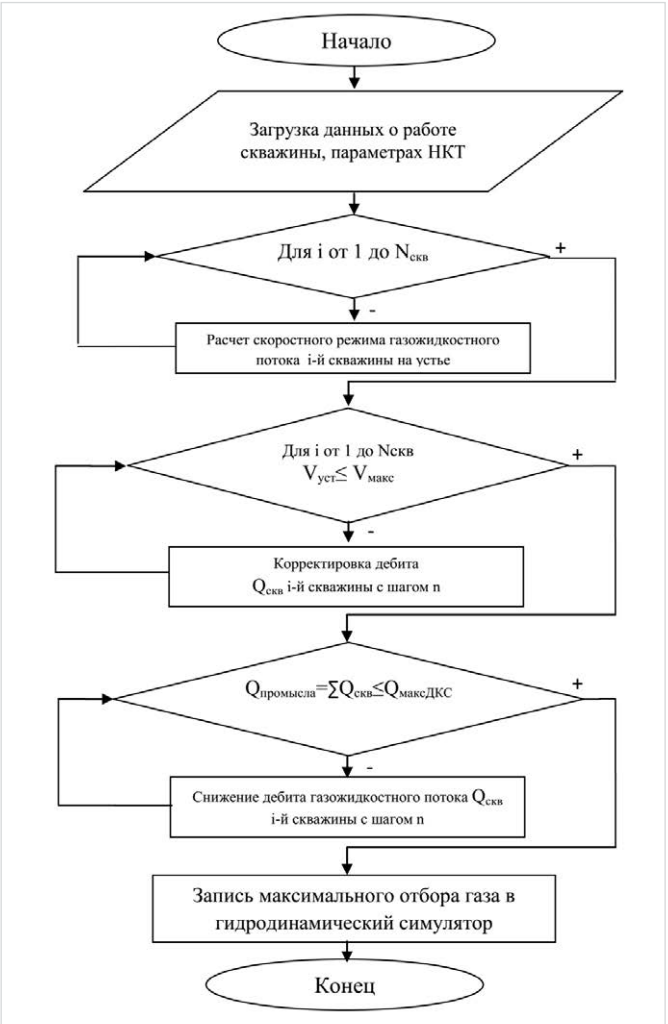


Рис. 2 — Блок-схема алгоритма определения максимальных отборов газа
Fig. 2 — Maximum gas exctraction rate determination flowchart

водо- и пескопроявления, эффекта самозадавливания скважин, абразивного износа промыслового оборудования.

3. Результаты расчетов по определению минимальных и максимальных уровней отбора газа позволят недропользователю перераспределить либо скорректировать добычу газа без увеличения технологических рисков при разработке газовых промыслов на падающей стадии.

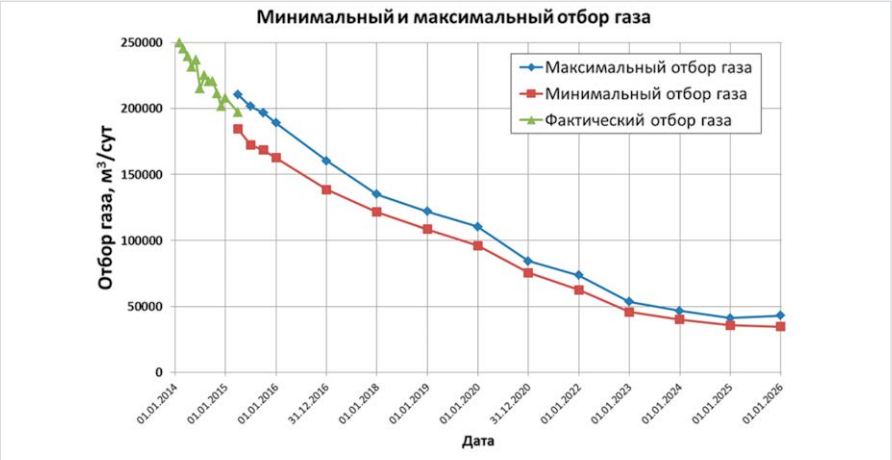


Рис. 3 — Расчет минимального и максимального уровня отборов газа
Fig. 3 — Calculation of minimum and maximum gas extraction rates

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.minenergo.gov.ru/node/1026 (дата обращения: 01.01.2017).
2. Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous removal of Liquids from Gas Wells. Journal of Petroleum Technology, 1969, issue 21, pp. 1475–1482.
3. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа». М.: 2004. 169 с.
4. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский А.В., Голофаст С.Л. Учет геологических рисков при проектировании разработки Семаковского газового месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №2. С. 94–97.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Determination of gas extraction levels in the Cenomanian deposits considering geological and technological constraints of the gas producing complex

UDC 622.691

Authors:
Aleksandr V. Krasovskiy — Ph.D.[1]; AKrasovskiy@gazpromproject.ru
Sergey L. Golofast — Sc.D., professor[1]; SGolofast@gazpromproject.ru
Evgeniy S. Zimin[2]; EZimin@gazpromproject.ru

[1]"Gazprom-Project", Saint-Petersburg, Russian Federation
[2]Tyumen' branch "Gazprom-Project", Tyumen', Russian Federation

Abstract
An analysis is carried out in relation to risks occurring when developing gas fields at the closing stage. A calculation of the estimated development parameters is carried out based on the geological process modeling. An opportunity is reviewed to integrate the algorithms of determination of the minimum and maximum levels of gas extraction into the geological process model. Minimum and maximum levels of the extraction are calculated considering the optimal operating mode for the well stock and process equipment of standard gas field of the West Siberia.

Materials and methods
Eclipse Schlumberger simulator was used for 3D geological and technological modeling. The technological design standards for project sites of gas-producing enterprises and underground gas storage stations (Gazprom Company Standard - Technological Design Standard 1.8-001-2004) were a basis to determine optimum operation of the surface equipment.

Results
Analyzing gas field capacity evaluation allows creating several long-term field development scenarios ensuring that the operation risks are minimum. If a subsoil user possesses several gas production licenses, the provided calculations are a basis to distribute the production between several production targets, or fields in order to obtain maximum cost advantage in case of a change in the fuel and energy market behavior.

Conclusions
1. When planning exploitation of a gas field at the stage of declining production, it is not only an ongoing monitoring required, but also forecasting operating well stock condition, operation mode of gas processing and compressing facilities, which can be ensured by computing different field operation scenarios.
2. Developed algorithms allow considering optimum operation for the whole gas producing complex during geological and technological modeling (producing wells, collection, transportation, processing and compressing systems), which results in decrease of water and sand ingress risks, risks of self-kill effect, and field equipment abrasive wear.
3. Minimum and maximum gas production rate calculation data will let the subsoil user re-distribute or correct gas production without increasing technological risks when developing gas fields at the stage of declining production.

Keywords
geological and technological model,
well process flow pattern,
gas fields,
gas producing complex

References

1. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda* [Energy Strategy of Russia for the period until 2030]. Available at: http://www.minenergo.gov.ru/node/1026 (accessed 01.01.2017).
2. Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous removal of Liquids from Gas Wells. Journal of Petroleum Technology, 1969, issue 21, pp. 1475–1482.
3. *STO Gazprom NTP 1.8-001-2004 «Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya ob"ektov gazodobyvayushchikh predpriyatiy i stantsiy podzemnogo khraneniya gaza»* [Technological design standards for project sites of gas-producing enterprises and underground gas storage stations]. Moscow, 2004, 169 p.
4. Kirsanov S.A., Zinchenko I.A., Krasovskiy A.V., Golofast S.L. *Uchet geologicheskikh riskov pri proektirovanii razrabotki Semakovskogo gazovogo mestorozhdeniya* [Risk assessment when planning the development of the Semakovskoye gas field]. Exposition Oil Gaz, 2017, issue 2, pp. 94–97.

НПФ ЭИТЭК
основана в 1992 году

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

Основные направления работы ООО «НПФ ЭИТЭК»:

- **ПРОЕКТИРОВАНИЕ И КОМПЛЕКТНАЯ ПОСТАВКА ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРОВ** для установок подготовки нефти для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий;
- **РЕКОНСТРУКЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРОВ:** приведение к нормам Ростехнадзора, расчет и изготовление новых коллекторов, электродной системы, фторопластовых изоляторов, установка **ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА.**

Электродегидратор

Взрывозащищенная система электропитания электродегидратора

- разработка технических проектов ректификационных колонн (выполнение технологических, гидравлических, прочностные расчетов), **ИЗГОТОВЛЕНИЕ** на собственной производственной базе **ВНУТРЕННИХ УСТРОЙСТВ КОЛОНН**;
- разработка технических проектов, изготовление и поставка высокопроизводительных **НАПОРНЫХ НЕФТЕОТДЕЛИТЕЛЕЙ** для водооборотных систем;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых водооборотных систем промышленных предприятий;
- реконструкция нефтеперерабатывающих установок с целью улучшения их технологических показателей;
- расчет, поставка, монтаж, шефмонтаж систем промышленного электрообогрева и теплоизоляции

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

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

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

ООО «НПФ ЭИТЭК»

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

Филиал в г. Нижнекамск

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

WWW.EITEK.RU

ДИАПАК
Техническая Диагностика

Надежность и традиции

Диагностика
Экспертиза
Поставка оборудования НК
Технологии мониторинга
Оценка рисков PCMS (RBI и RCM)

Передовые методы НК

Автоматическое УЗ сканирование
Фазированные решетки
Акустическая эмиссия
Цифровая радиография
Направленные волны

Традиционные методы НК

Визуально-измерительный
Цветная дефектоскопия
Магнито-порошковый
Радиография
УЗ дефектоскопия
УЗ толщинометрия
Термография

Технологические пакеты

TankPAC - оценка коррозионного состояния РВС
VPAC - контроль протечек запорной арматуры
PowerPAC - контроль пробоев в трансформаторах
CORPAC - поиск активной коррозии

Поставка оборудования НК

Акустико-эмиссионные системы
Ультразвуковые приборы
Приборы для вибродиагностики
Цифровая радиография
Системы мониторинга
Датчики и аксессуары

PCMS (Plant Condition Management System)

Программный комплекс управления техническим состоянием промышленного оборудования.

PCMS консолидирует и упорядочивает всё оборудование и результаты обследований (проектные данные оборудования, рабочие параметры, чертежи, документацию, историю обследований, ремонты, отчёты и планы обследований) и размещает всё это в одной доступной и удобной системе.

Планирует проведение обследований на базе фиксированных интервалов обследований (традиционный метод), на базе расчётов скоростей коррозии и оценок ресурса, а также на базе оценки рисков (RBI).

В состав комплекса включен модуль RCM (Reliability Centered Maintenance – Обслуживание, направленное на обеспечение надёжности). RCM обеспечивает оптимальное планирование обследований динамического оборудования.

НАШИ КООРДИНАТЫ:
ООО "ДИАПАК"
Адрес: 125367, ул. Габричевского, дом 5, корп. 1
Тел./факс: +7 (495) 789-45-49, +7 (495) 789-45-36
www.diapac.ru
sale@diapac.ru

A MEMBER OF MISTRAS GROUP, INC.

УДК 622.276.53.054

Исследование остаточных напряжений при упрочнении резьбы бурильных труб

М.В. Песин
к.т.н., доцент[1], первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

[1]кафедра «Инновационные технологии машиностроения» ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

Установлены взаимосвязи между конструктивными и технологическими параметрами процесса обкатывания резьбовой конической поверхности бурильной трубы (геометрией упрочняющего ролика, величиной нагрузки, радиусом впадины), величиной и характером распределения остаточных напряжений в резьбовой поверхности, на основе комплекса разработанных математических моделей и серии экспериментальных исследований НДС резьбы и усталостных испытаний.

Материалы и методы
Основные положения теории механики деформирования сплошных сред, технологии машиностроения, основы теории деформации сплошных сред, динамики машин и механизмов, теоретической механики, методики моделирования напряженно-деформированного состояния, теория поверхностно-пластической деформации. Результаты исследований фиксировались с помощью видеосъемки и аттестованных современных приборов и средств измерения. Визуализация и обработка результатов экспериментальных и теоретических исследований выполнена с помощью междисциплинарных инженерных пакетов на высокопроизводительном вычислительном комплексе с использованием программных комплексов ANSYS, ABAQUS и разработанной программы для ЭВМ PKNM Deep Roll Thread v 1.0 («Обкатка резьбы роликом ПКНМ версия 1.0»).

Ключевые слова
упрочнение, обкатывание резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

В Российской Федерации наблюдается постоянный рост объемов бурения глубоких скважин, причем их глубина достигает 3000–5000 м. Для осуществления процесса бурения применяются специальные буровые, обсадные и насосно-компрессорные трубы, соединенные в многокилометровые колонны весом более 100 тонн с помощью резьбовых соединений в виде муфт и ниппелей со специальной сложной конической геометрией замковой резьбы. В процессе бурения и подачи энергоносителей на поверхность резьбовые соединения буровых труб испытывают значительные знакопеременные нагрузки от действия растягивающих сил, изгибающих моментов, химического и абразивного воздействий, что приводит к нередким случаям разрушения резьбовых соединений и обрыву колонны в скважинах. В результате анализа характера разрушения бурильных труб в эксплуатации установлено, что 60% отказов связаны с недостаточной прочностью и циклической долговечностью ее соединительных резьбовых элементов. Разрушение резьб носит преимущественно усталостный характер, в основном в зоне впадины резьбы. Сегодня, с усложнением технологии наклонного и горизонтального, более глубокого, бурения нефтяных и газовых скважин с применением повышенного пластового давления и высоких температур, требуются более прочные и надежные с высокими техническими характеристиками бурильные трубы.

В связи с этим проблема повышения сопротивления усталости резьбовых соединений при изготовлении бурильных труб на машиностроительных предприятиях является весьма важной актуальной народнохозяйственной задачей.

Наиболее эффективным решением проблемы является повышение долговечности резьбовых соединений путем упрочнения поверхности дна впадины резьбы. Среди рассмотренных различных методов упрочнения поверхностей наиболее перспективным является метод поверхностной пластической деформации на основе обкатывания резьбы специальным профильным роликом.

Предполагается, что при обкатывании резьбы роликом повышается долговечность и надежность резьбовых соединений путем формирования рациональных сжимающих остаточных напряжений, увеличивается микротвердость и снижается шероховатость впадины резьбы.

Вопросы повышения долговечности деталей машин при упрочняющей обработке рассмотрены в работах таких ученых, как А.Н. Афонин, А.П. Бабичев, В.Н. Блюменштейн, М.С. Дрозд, Е.А. Евсин, А.В. Киричек, А.М. Козлов, Ю.Р. Копылов, И.В. Кудрявцев, В.П. Кузнецов, А.И. Лурье, В.Ф. Макаров, В.П. Матвиенко, Е.Д. Мокроносов, Ю.И. Няшин, А.А. Поздеев, М.Е. Попов, В.И. Семин, Ю.И. Сидякин, В.М. Смелянский, Д.Л. Соловьев, М.А. Тамаркин, В.М. Торбило, П.В. Трусов, М.З. Хостикоев, Ю.Г. Шнейдер, Patrick de Baets, Wim de Waele, Jan de Pauw и др. Анализ результатов исследований показал, что применение поверхностного пластического деформирования приводит к образованию в поверхностном слое сжимающих остаточных напряжений, упрочнению поверхности, что способствует повышению сопротивления усталости и долговечности деталей машин.

Анализ научных исследований и опыта предприятий показал, что метод упрочнения резьбы обкатыванием роликами недостаточно изучен. Не установлены основные закономерности и взаимосвязи между режимами упрочнения и параметрами качества поверхностного слоя. Отсутствует методология математического моделирования контактных явлений и напряженно-деформированного состояния материала резьбы при обкатывании резьбы роликом, позволяющая с научной позиции управлять процессом формирования напряженно-деформированного состояния резьб. Для практического применения технологического процесса обкатывания роликом отсутствуют необходимое специальное промышленное оборудование, научно обоснованные методики и технологические рекомендации для серийного производства бурильных труб на конкурентоспособной и импортозамещающей основе в Российской Федерации.

Кроме того, не разработана методика и не проведены научные исследования по установлению влияния режимов обкатывания на повышение сопротивления усталости сложных резьбовых конических соединений бурильных труб.

Таким образом, разработка теоретических основ технологического процесса, упрочняющего обкатывания впадин резьбовых соединений, является актуальной научной задачей, а внедрение упрочняющей обработки на современных машиностроительных предприятиях при изготовлении бурильных труб различного назначения имеет важную практическую значимость для народного хозяйства Российской Федерации.

Цель проводимых исследований: установление теоретических и экспериментальных закономерностей для обоснования повышения долговечности бурильных труб на основе моделирования и управления параметрами упрочняющей обработки резьбы.

Задачи исследований:

1. Провести анализ исследований научных школ и опыта предприятий по решению проблемы разрушения резьбовых соединений, обосновать технологические методы и пути повышения сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений бурильных труб.
2. С использованием компьютерного конечно-элементного моделирования разработать методологию статического и динамического математического моделирования формирования напряженно-деформированного состояния материала резьбы при

поверхностной пластической деформации бурильных труб обкатыванием роликом.

3. На основе разработанных математических моделей, выполненных расчетов и визуализации результатов установить взаимосвязи и закономерности влияния контактных нагрузок и геометрии деформирующего ролика на величину и характер распределения остаточных напряжений в поверхностном слое при напряженно-деформированном состоянии материала резьбы с целью возможности управления их формированием для дальнейшего обеспечения повышения сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений.
4. Спроектировать и изготовить специальную промышленную установку (стенд) для исследования и внедрения процесса, упрочняющего обкатывания роликом внутренней и наружной резьбы бурильных труб различной номенклатуры.
5. Разработать комплексную методику и провести экспериментальные исследования по установлению закономерностей влияния технологических параметров упрочняющей обработки резьбы бурильных труб на формирование основных параметров качества поверхностного слоя: остаточных напряжений, шероховатости, наклепа, микроструктуры.
6. Провести сравнительные исследования сопротивления усталости образцов бурильных труб с упрочненной и неупрочненной резьбой в зависимости от режимов процесса обкатывания и режимов циклического нагружения.
7. Разработать технологические рекомендации по внедрению нового технологического процесса обкатывания с использованием созданной инженерной методики назначения рациональных режимов обкатывания в цеховых условиях, обеспечивающих формирование благоприятных сжимающих напряжений и повышение сопротивления усталости резьбовых соединений.

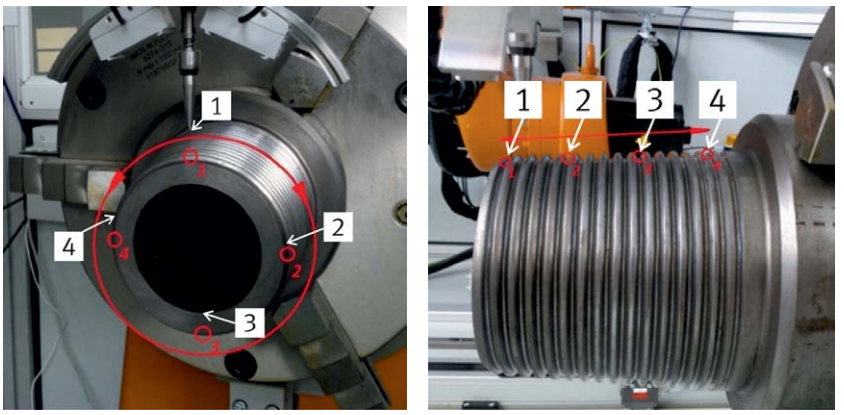
Для проведения обкатывания разработаны специальные конструкции роликов. Для выполнения сравнительных экспериментальных исследований параметров качества поверхностного слоя резьбы вырезаны образцы труб с упрочненной и неупрочненной резьбой (рис. 1).

Для экспериментального исследования остаточных напряжений во впадине и на боковых поверхностях резьбы выбран неразрушающий метод на рентгеновском дифрактометре XStress3000G3R. Этот метод контроля показал достаточную хорошую сходимость с результатами сравнительных измерений по методу Давиденкова Н.Н. на глубине до 0,15–0,20 мм поверхностного слоя при предварительных исследованиях. Измерения остаточных напряжений проводились рентгеновским методом в 4-х точках вдоль одного витка резьбы согласно схеме, показанной на рис. 2а и по 4-м впадинам резьбы — на рис. 2б. Каждая точка измерения кодировалась по номеру расположения по окружности и по номеру витка резьбы (например, 1.1 и 1.2 и т.д.).

Представлены результаты и проведен анализ экспериментальных исследований влияния технологических режимов и условий обкатывания на величину остаточных напряжений в поверхностном слое резьбы, сопротивление усталости и долговечность бурильных труб.

а) (б)

Рис. 1 — Общий вид бурильных труб (а) и образцов (б) для исследования параметров качества поверхностного слоя резьбы
Fig. 1 — General view of the drill pipe (a) and (b) to study the surface layer quality of thread on the sample



а) б)

Рис. 2 — Схема измерения остаточных напряжений на поверхности резьбы на рентгеновском дифрактометре
Fig. 2 — Diagram measurements of residual stresses on the surface of the thread on the X-ray difraktometre

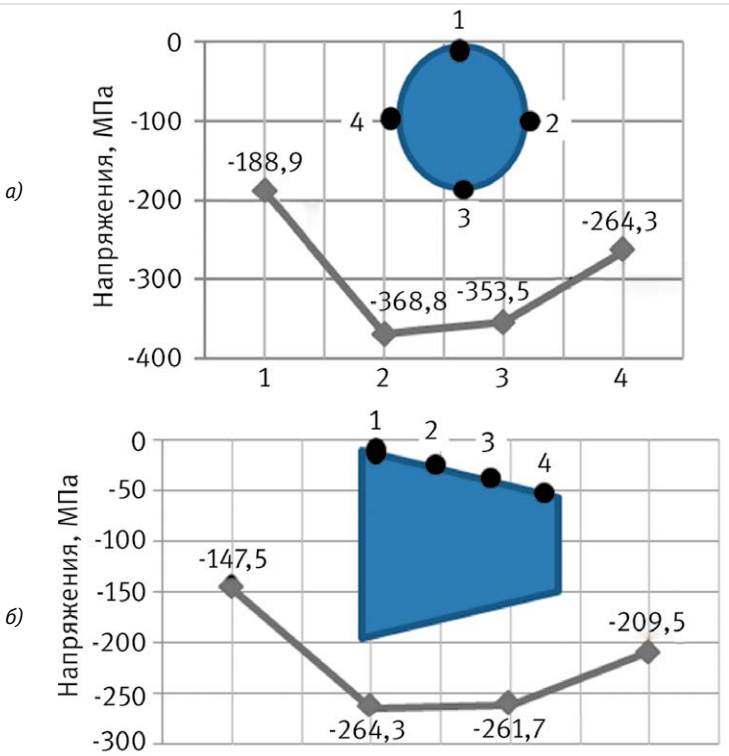


Рис. 3 — Значения остаточных напряжений в образце резьбы после обкатывания:
а) – точки по виткам резьбы;
б) – точки на окружной поверхности впадины резьбы
Fig. 3 — Values of residual stresses in the sample of thread after folding:
a) — point on the thread revolutions;
b) — points on the circuit surface hollow carving thread

Установлена допустимая величина максимальной нагрузки на упрочняющий ролик, равная 8 кН, при которой формируется величина смещения профиля резьбы 0,11 мм и образуются рациональные сжимающие остаточные напряжения, обеспечивающие при усталостных испытаниях максимальное число циклов нагружения резьбового соединения до его разрушения. Выявлено, что в процессе обкатывания роликом на критических режимах в поверхностном слое резьбы образуются сжимающие тангенциальные остаточные напряжения с максимальной величиной до 360–400 МПа. Установлено, что после упрочняющей обработки сжимающие остаточные напряжения формируются как по окружности впадины (рис. 3а), так и по всем виткам резьбы (рис. 3б). При этом максимальные значения сжимающих напряжений в резьбовых поверхностях совпадают с результатами теоретических исследований на 10–15%.

Показано, что обкатывание поверхности впадин при силе прижатия 8 кН устраняет практически все дефекты первоначальной обработки, при этом высота микронеровностей снижается с Ra=3,2 мкм до Ra=0,4 мкм.

В результате сравнительных усталостных исследований образцов труб с упрочнением резьбы и без упрочнения на специальном стенде установлено увеличение наработки обкатанного резьбового соединения над неупрочненным в 3,7 раза: с 700 тыс. циклов до 3,5 млн циклов.

Таким образом, полученные результаты экспериментальных исследований качества поверхностного слоя резьбы после упрочнения подтверждают результаты теоретических исследований и способствуют повышению сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений бурильных труб.

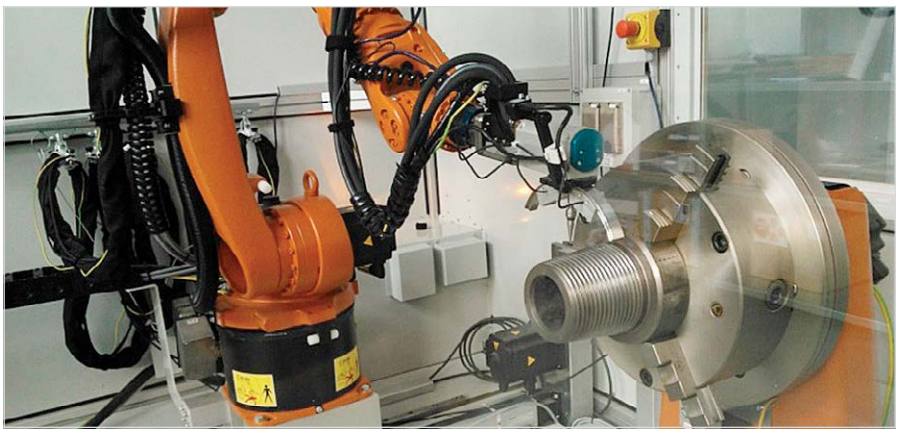


Рис. 4 — Общий вид установки для определения остаточных напряжений в резьбечных напряжений в резьбе образца бурильной трубы
Fig. 4 — The installation for the determination of residual stresses in threadmple drill pipe

Исследования остаточных напряжений выполнены на современном роботизированном комплексе, который успешно освоен специалистами кафедры Инновационные технологии машиностроения ПНИПУ (рис. 4).

Итоги
В результате научных исследований и опыта работы в упрочнении резьб установлены основные закономерности и взаимосвязи между режимами упрочнения и параметрами качества поверхностного слоя, методология статического и динамического математического моделирования и практического применения технологического процесса обкатывания сложнопрофильных конических резьб роликами.

Выводы
Применение обкатывания позволило снизить разрушения труб более чем в 3 раза и получить значительный экономический эффект от увеличения их долговечности и повышения конкурентоспособности производства бурильных труб в России.

Литература

1. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5. С. 68–70.
2. M.V. Pesin Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread // Applied Mechanics and Materials, 2015, vol. 770, pp. 476–482.
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research. 2012, vol. 32, issue 2, pp. 210–212.

Research of residual stresses in hardening of drill pipe thread

UDC 622.276.53.054

Author:
Mikhail V. Pesin — Ph.D., assistant professor[1], deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru

[1]department “Innovative manufacturing engineering” perm national research polytechnic university, Perm, Russian Federation
[2]PKNM Ltd., Perm, Russian Federation

Abstract
Set the relationship between the constructive and technological process parameters folding threaded conical surface drill pipe (geometry of a strengthening of the movie, the size of the load, radius of hollow), magnitude and distribution of residual stresses in a threaded surface based on complex mathematical models developed and a series of pilot studies stress-strain state threads and fatigue tests.

Materials and methods
Basic Theory of mechanics of deformation of continuous media, technology engineering, Foundations of the theory of deformation of continuous media, dynamics of machines and mechanisms, theoretical mechanics, modeling techniques of stressed-strained state of the theory of surface plastic deformation. The results of the research were recorded using video and certified modern instruments and measurement tools. Visualization and processing of results of experimental and theoretical research done using interdisciplinary engineering packages on high-performance computing complex software systems using ANSYS, ABAQUS, and developed a computer program PKNM Deep Roll Thread v1.0.

Results
As a result of research and experience in strengthening the main thread patterns and the relationship between reinforcement and quality parameters of the surface layer, the methodology of static and dynamic mathematical modeling and practical application of the technological process of deep roll hard-to-profile tapered threads with rollers.

Conclusions
Application of deep roll made it possible to reduce the likelihood of destruction pipes 3 times, to obtain significant economic benefit from increasing their durability and increase the competitiveness of the production of drill pipes in Russia.

Keywords
hardening, deep roll thread, residual stresses, surface plastic deformation

References

1. Pesin M.V. *Nauchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5, pp. 68–70.
2. M.V. Pesin Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread // Applied Mechanics and Materials, 2015, vol. 770, pp. 476–482.
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research. 2012, vol. 32, №2, pp. 210–212.

ООО «САМАРАВОЛГОМАШ» WWW.SAMARAVOLGOMASH.RU

ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕМИУМ КЛАССА

ШАРОВЫЕ КРАНЫ DN50-DN700

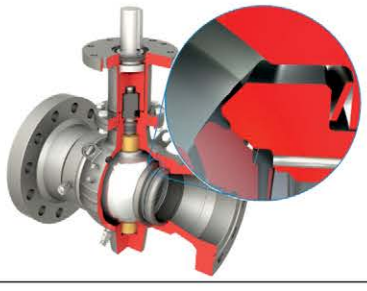
С ВРАЩАЮЩИМИСЯ СЕДЛАМИ

ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА И НАДЁЖНОСТИ

Руководство ПАО «Газпром» вручают заместителю генерального директора ООО «Самараволгомаш» по продажам и маркетингу С.Н. Драге (справа) премию за лучший проект импортозамещения

ШАРОВЫЕ КРАНЫ

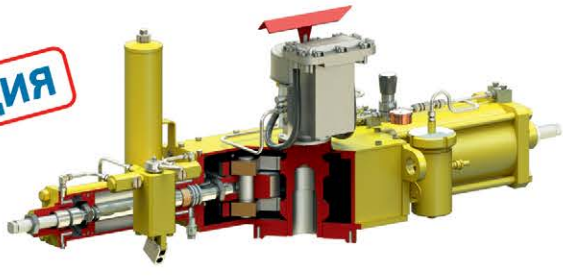
С ИСПОЛНЕНИЕМ «МЕТАЛЛ-МЕТАЛЛ»



100% ЛОКАЛИЗАЦИЯ

ПРИВОДЫ

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ И ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ

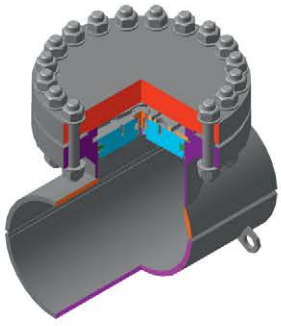


УСЛУГИ

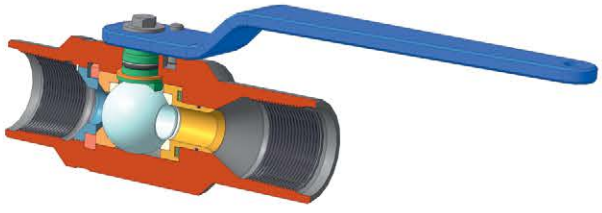
- Восстановление работоспособности и герметичности запорной арматуры
- Нанесение антикоррозионного покрытия усиленного типа
- Нанесение гальванических покрытий
- Изготовление фланцев и поворотных заглушек

САМАРСКИЙ ЗАВОД
НЕФТЕМАШ

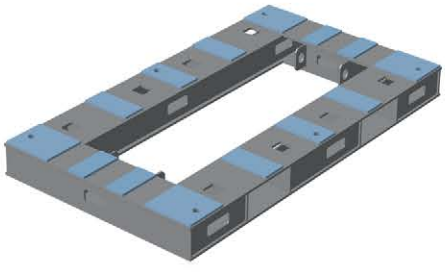
ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



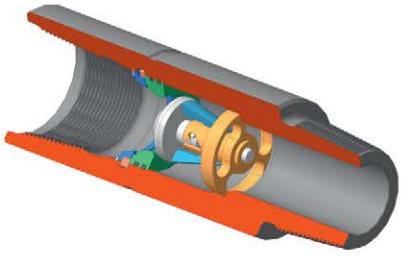
Тройники разрезные (фитинг-заглушки) *с возможностью агрегатирования механизмов по технологии STOPPLE® "T. D. Williamson Inc» номинальным диаметром* **DN** *свыше* **25** *до* **1400 мм** *включительно*



Краны шаровые *типов* **КШВН, КШЗ, КШ, КШН** *для бурения и ремонта нефтегазовых скважин*



Фундаментальные рамы под электродвигатели *СТД-8000 размеры 2130x4450x300 мм вес 5100 кг и СТД-2500 размеры 1940x3230x230 мм*



Клапаны *типов* **КОТ, КОБТ, КОБК, КОШЗ** *для бурения и ремонта нефтегазовых скважин*

Перечень изделий завода обширен и включает в себя все необходимое оборудование для строительства нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин, а также для добычи нефти и газа.

75 лет нашего опыта для Вашего успеха!

г. Самара, ул. Белорусская, 88

8 (846) 309-09-09 **www.sz-neftemash.ru**

МИССИЯ MISSION: POSSIBLE ВЫПОЛНИМА

Оперативный скоростной гусеничный вездеход «ХОРТ / РУСАК-3918»

Анализируя влияние международных санкций на экономику страны, нельзя не отметить, что они стали мощным импульсом для укрепления экономической независимости России, подстегнув развитие промышленности и повысив конкурентоспособность выпускаемой продукции.

Опираясь на модернизацию оборудования, на активное внедрение инновационных технологий и повышение качества выпускаемой продукции, многие предприятия на современном этапе интенсивно переходят к производству высокотехнологичной и наукоемкой продукции.

Компания «РУСАК, ООО» (г. Набережные Челны, РТ) является одним из таких рекрутов, бросающих вызов экономическим реалиям и предлагающих нестандартные решения.

ОПЕРАТИВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

«РУСАК» / Русская Арктическая Компания – группа промышленных предприятий Камского машиностроительного кластера, объединенных в 2005 году для разработки и производства колесных и гусеничных вездеходов эксплуатируемых в условиях Арктики и Крайнего Севера.

Компания «РУСАК» представляет скоростной оперативный вездеход «ХОРТ» на базе универсальной гусеничной платформы «РУСАК-3918».

«ХОРТ» оперативно решает любые задачи в эстремальных условиях. Он позволяет экипажу комфортно и на высокой скорости достигать места назначения, уверенно преодолевая пересеченную местность и водные преграды.

Скоростной вездеход «ХОРТ» незаменим для следующих мероприятий:

- проведение специальных работ, доставка персонала и грузов, а также сервис удаленных коммуникаций в труднодоступных местах;
- спасательные работы при чрезвычайных ситуациях, скорая помощь в сложных условиях;
- разведка и обследование местности, контроль состояния удаленных объектов.

Внедорожная спецтехника / Off-road special vehicles

Компания «РУСАК» также предлагает размещение спецоборудования на базе вездехода «ХОРТ». «Завод Механических Трансмиссий», входящий в кооперацию, с 1990 года разрабатывает и производит коробки отбора мощности, редукторы, ходоуменьшители и иные сложные трансмиссии. Это позволяет самостоятельно решать задачи установки на вездеход дополнительного оборудования, необходимого для производства специальных работ и сервиса.

Данная опция может заинтересовать нефтяные и газовые компании, а также сервисные предприятия, обслуживающие продуктопроводы и сети в труднодоступных местах и экстремальных условиях.

Комфот в экстриме / Comfort in extreme

«ХОРТ» — универсальное транспортное средство. Это скоростной транспорт, оперативно решающий любые задачи на пересеченной местности и водных преградах. Эффективная развесовка и энергоемкая подвеска гусеничной платформы позволяет экипажу комфортно и на высокой скорости достигать места назначения.

«ХОРТ» также хорош для охоты, рыбалки, экологического туризма и экстремального отдыха. Это находка для тех, кто ищет в экстриме комфорт.

«ХОРТ». БЫТЬ ПЕРВЫМ / HORT. TO BE FIRST

RUSAK®

Почта России: Ул. Спартаковская, 8, г. Набережные Челны, РТ, 423801, РФ
Эл. почта: rusakatv@yandex.ru
Тел.: 8 (8552) 717-332, 717-441 доб.290
Презентация: по запросу

УДК 665.62

Совершенствование технологии и оборудования подготовки нефти на удаленных объектах нефтедобычи

И.Ю. Хасанов
д.т.н., генеральный директор[1]
npc-sherik@mail.ru

В.И. Рогозин
к.т.н., доцент кафедры ХТП[2]
rogozin_vi@list.ru

Д.В. Иванов
к.ф.-м.н., старший преподаватель кафедры ГиЕНД[3]
ivanov_dv@list.ru

[1]ООО НПЦ «Шэрыкъ», Салават, Россия
[2]Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ, Салават, Россия
[3]Филиал ФГБОУ ВО УГАТУ, Ишимбай, Россия

Предложены новые технология и оборудование для совершенствования промысловой подготовки нефти. Новизна технологии заключается в частичной дегазации ШФЛУ в вертикально-горизонтальном сепараторе и возврате ее жидкой части в трубопровод товарной нефти повышенной стабильности для восстановления ее бензинового потенциала при сохранении ДНП нефтегазоконденсатной смеси на уровне стандарта. Сепаратор интегрирован в схему действующей установки комплексной подготовки газа.

Материалы и методы
Компьютерное исследование массообменных процессов контактного разгазирования и фракционирования многокомпонентных смесей с учетом составов сырья, фактических загрузок и технологических параметров подготовки нефти и низконапорных газов.

Ключевые слова
нефть, газ, сепарация, стабилизация, давление насыщения, концевая ступень сепарации нефти

На современном этапе развития нефтегазового сектора рациональная переработка и использование углеводородного сырья в районах его добычи, применительно малодоступных, удаленных месторождений, является одной из востребованных, ожидающих своего разрешения технико-экономических и экологических задач во многих регионах мира. Крайняя актуальность проблемы подтверждается изданием Правительством РФ постановления №7 от 08.01.2009 г., предписывающего нефтяным компаниям (далее — НК) довести утилизацию добываемого попутного нефтяного газа (далее — ПНГ) с 01.01.2012 г. до обязательного 95%-ого уровня. Следующее постановление №1148 от 08.11.2012 г. изменило и конкретизировало условия утилизации.

По данным Минприроды РФ, в России ПНГ сжигается на факелах в основном на малодебитных месторождениях нефти с ресурсами от 5 до 50 млн м^3 в год. При этом сжигаются в значительных количествах бензиновые и пропан-бутановые фракции [1]. К таким сложным для рационального освоения и эксплуатации месторождениям относятся примерно 70% нефтяных месторождений России [2]. Чистые потери от сжигания только ПНГ концевых ступеней сепарации нефти составили, например, в 2010 г. — 1,45% от добываемой в России нефти [3]. В настоящее время НК из известных методов утилизации ПНГ на промыслах применяют самый простой — неглубокую переработку газа: получение «сухого» отбензиненного газа и нестабильного конденсата — широкой фракции легких углеводородов (далее — ШФЛУ). При этом жидкая продукция — нестандартизованная ШФЛУ — рассматривается как побочный продукт (сырье) для последующей переработки за пределами месторождения. Заметим, что в связи с реализацией газовых программ НК, избыток к 2020 г. может составить 15 млн т в год [4].

На рынке услуг недропользователям предлагаются различные варианты переработки ШФЛУ. Основной из них — транспортировка на ГПЗ, разделение средствами фракционирования с получением стабильного конденсата, пропан-бутановой фракции и сухого газа, с использованием последних на малых тепло- и энергоустановках. Однако в силу удаленности малых месторождений от потенциальных потребителей получаемой продукции, значительных капитальных вложений и эксплуатационных расходов на их осуществление, известные технологии зачастую становятся нерентабельными. В условиях, когда нерентабельна или вообще отсутствует возможность бесперебойного вывоза продуктов переработки газа, кроме нефтепровода для товарной нефти, встает задача получения наиболее дешевым способом нефтяных компонентов из ШФЛУ для подачи их в нефтепровод, обеспечивая стабильность получаемой смеси. Возврат углеводородных конденсатов в товарную нефть целесообразен, поскольку известны примеры увеличения выхода светлых нефтепродуктов из нефти на нефтеперерабатывающих заводах при добавлении стабильного конденсата с доставкой последнего по железной дороге или автотранспортом. Кроме того, издавна известны технологии, когда для уменьшения вязкости и снижения температуры застывания перекачиваемой нефти, особенно в районах с низкой температурой окружающей среды, в нее добавляют маловязкие растворители, в том числе конденсат [5].

Однако несмотря на наличие значительного количества работ, посвященных этой проблеме, не было научно обоснованных, простых и эффективных технологий фракционирования ШФЛУ на оборудовании, интегрированном в промысловую схему установок комплексной подготовки газа (далее — УКПГ) месторождений, удаленных от транспортной и перерабатывающей инфраструктуры. В этих условиях нами проведен научный поиск и выполнены исследования по переработке ШФЛУ непосредственно на промыслах с разделением ее на жидкую и газообразную фракции при минимальных затратах. В результате созданы новые технология и оборудование для получения бензиновых фракций из ШФЛУ на промысле и последующего их возврата в трубопровод товарной нефти и, тем самым, восстановления ее бензинового потенциала. При этом полностью устраняется или существенно снижается потребность в дорогостоящей инфраструктуре, появляются возможности вовлечения в переработку неиспользуемые объемы ШФЛУ, улучшаются экономические показатели нефтедобычи [3, 6, 7]. Исследованы физико-химические свойства углеводородных (далее — УВ) компонентов деэтанизированного конденсата ШФЛУ, их поведение в процессе межфазного распределения при изоэнтальпийном расширении насыщенных жидких фракций ШФЛУ в различных термобарических условиях с учетом дроссельного эффекта Джоуля–Томсона. Выполнено технологическое моделирование и оптимизация процессов фазовых превращений при двухстадийной дегазации ШФЛУ с целью получения ее жидкой части, пригодной для возврата в товарную нефть, с сохранением качества нефтегазоконденсатной смеси по давлению насыщенных паров (далее — ДНП) в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Методы моделирования составов УВ сырья, расчетов его фазовых равновесий и физико-химических свойств базируются на разработанных расчетных методиках. Для этого созданы и широко используются системы технологического моделирования, по которым можно выполнять многовариантные расчеты режимов, балансов и показателей качества сырья, технологических потоков и продукции. Условием эффективного использования моделей при решении

производственных задач является необходимость обеспечения их адекватности реально действующим объектам, т.е. чтобы результаты расчетов максимально соответствовали фактическим параметрам и показателям технологических процессов. Адаптацию математической модели расчета физико-химических свойств нефти конкретного месторождения проводили по измеряемым параметрам в среде программной системы HYSYS методом итераций компонентного состава недостающей части ее «газовых углеводородов» C_1 – C_7. Результаты лабораторных и расчетных исследований физико-химических свойств товарной нефти приведены в таб. 1, а полный компонентный состав нефти в таб. 2. Эти данные подтверждают практически полную адекватность расчетных и фактических показателей физико-термодинамических свойств товарной нефти: по плотности, вязкости, ДНП (ГОСТ 1756-2000 — 24,0 кПа, температуре начала кипения — 53,5°С, содержанию индивидуальных УВ (C_1–C_7), фракционному составу (при температуре 100–350 °С).

Основной целью промысловой стабилизации (дегазации) сырой нефти является получение товарной нефти с заданным давлением насыщенных паров по ГОСТ Р 51858-2002 не более 66,7 кПа при 37,8°С (метод Рейда) и полностью сохраненным потенциалом. Достижение этой цели предусматривает обеспечение качества нефтяного газа, в составе которого не должно содержаться УВ, входящих в потенциал нефти [8]. Такой критерий на сегодня является общепринятым показателем стабильности товарной нефти. Однако он носит формальный характер, т.к. не отражает какие именно УВ обуславливают данное ДНП нефти — легколетучие (C_1–C_3) или более тяжелые (C_{4+}). Из этого следует, что любому ДНП может соответствовать множество углеводородных составов нефти в зависимости от способа разгазирования, термобарических условий сепарации на концевой ступени сепарации и начального состава самой нефти. В этой связи, для снижения потерь товарной нефти от испарения при транспорте и хранении, рекомендуется поддерживать ДНП нефти значительно ниже стандартного значения — на уровне 40 кПа или даже на уровне 26–29 кПа [8]. Однако при таких ДНП нефти в ПНГ КСУ (концевой горячей ступени сепарации нефти) из-за низкой четкости разделения на газовую (C_1–C_4) и жидкую нефтяную (C_{5+}) фазы будет содержаться значительное количество УВ, составляющих потенциал нефти. Деэтанизированный компрессат ПНГ-ШФЛУ, выпускаемый по ТУ 38.101524-93, содержит в своем составе до 25% масс. бензиновых УВ C_{4+}.

Для выделения из ШФЛУ наиболее дешевым способом ее нефтяных компонентов нами используется энергия изоэнтальпийного процесса редуцирования избыточного давления ШФЛУ, переданная ей в процессе деэтанизации сырого газового конденсата. Утилизация потенциальной энергии при определении эффективных условий сепарации ШФЛУ и возможности рациональных условий использования ее жидкой части достигается здесь путем дросселирования давления ШФЛУ до уровня пароконденсатной смеси, при фазовом разделении которой образуется конденсат. Последний затем под собственным давлением направляется в трубопровод для смешения с товарной нефтью при соблюдении требований к качеству нефтегазоконденсатной смеси по ДНП.

№ п/п	Наименование параметра		Результаты лабораторных испытаний АО «НИПИнефтегаз»		Результаты расчетов в среде HYSYS	
1	Плотность при температуре 20°С, кг/м³		810,9		806,4	
2	Кинематическая вязкость при температуре 50°С, мм²/с		4,551		4,659	
3	Давление насыщенных паров, кПа		24,0		24,06	
4	Температура начала кипения, °С		53,5		53,53	
5	Выход фракций при температуре:					
	Опытные данные		Расчетные данные			
	°С	% объемн.	°С	% объемн.	°С	% объемн.
	100	6,5	94	6,7	278	41,1
	120	10,0	109	9,0	293	44,0
	150	16,0	122	11,9	307	47,5
	160	18,0	137	14,7	321	51,4
	180	22,0	151	17,6	335	55,1
	200	26,0	165	20,4	349	58,4
	220	29,0	179	23,3	363	60,8
	240	32,0	193	26,0	378	62,9
	250	34,0	207	28,2	392	65,7
	260	36,0	222	30,3	405	68,5
	280	40,0	236	32,6	420	71,1
	300	44,0	250	35,4	440	76,0
	350	57,0	264	38,2	468	80,3

Таб. 1 — Сравнение лабораторных и расчетных физико-химических свойств товарной нефти
Tab. 1 — Comparison of laboratory and calculated physico-chemical properties commercial oil

№ п/п	Параметры	Режимы работы сепаратора				
		1	2	3	4	5
1	Избыточное давление в сепараторе, кПа	700	500	700	900	1100
2	Подвод тепла в сепаратор, МДж/ч	0	600	740	750	880
3	Температура конденсата, °С	44,94	47,99	60,48	68,32	77,86
4	Массовый расход газовой фазы ШФЛУ, кг/ч	1322	3035	3188	3048	3251
5	Массовые расходы жидкой фазы ШФЛУ, кг/ч	2878	1165	1012	1152	949
6	Массовая доля жидкой фазы	0,6852	0,2774	0,2410	0,2743	0,2260
7	Плотность газовой фазы, кг/м³ (по п.1 и п. 3)	16,77	12,89	17,22	21,61	26,24
8	Стандартный расход газовой фазы, кг/(м³·ч)	655	1409	1466	1406	1485
9	Истинное давление пара при 37,8°С жидкой фазы ШФЛУ, кПа	626	435	443	474	474
10	ДНП при 37,8°С смеси, кПа	59,7	34,2	33,0	35,0	33,0

Таб. 3 — Результаты расчетов режимов работы сепаратора: $P_{нач}$ = 2,01 МПа; Т = 80,5°С; $Q_{ШФЛУ}$=4,2 т/ч; проектный состав ШФЛУ и расход нефти 160 т/ч
Tab. 3 — Results of calculations of the operating modes of the separator: R_{nach} = 2.01 MPa; T = 80.5°C; Q_{NGL} = 4.2 t/h; design composition of NGL and oil consumption of 160 t/h

На рис. 1 показано поведение системы в процессе редуцирования давления ШФЛУ. Из рисунка видно, что и изоэнтальпийное расширение газонасыщенного однофазного потока ($P_{нач}$ = 2,01 МПа, $T_{нач}$ = 80,5°С) сопровождается сложными тепломассобменными процессами, обусловленными снижением температуры парожидкостной смеси за счет дроссельного эффекта Джоуля–Томсона. В условиях существования парожидкостного состояния ШФЛУ снижение давления насыщения (ведущий параметр) сопровождается интенсивным испарением (кривая 3) даже при падении температуры (кривая 1) и снижением ДНП неиспаренной жидкости за счет перехода наиболее летучих УВ ШФЛУ в паровую фазу (кривая 4).

Резкое падение температуры с 80,05°С до 4,25°С (Р=0,2 МПа) объясняется затратами энергии редуцирования давления на преодоление сил межмолекулярного взаимодействия молекул компонентов в жидкой части ШФЛУ при возрастании ее степени испарения и изменения объемной энергии Δ(PV) (кривая 2).

Основным резервом снижения ДНП нефтегазоконденсатной смеси (далее — НГКС) остается снижение концентрации C_3 в конденсате от холодной сепарации ШФЛУ при сохранении в нем бензиновых компонентов. Поэтому выделение C_3 из этого нестабильного газового конденсата (далее — НГК) необходимо вести по ключевым компонентам C_3 ($T_{кип}$ = -42°С) или изо-C_4 ($T_{кип}$ = -11°С). При такой большой разнице температур кипения этих компонентов (31°С) в НГК возможно определенное снижение C_3 в жидкой фазе при горячей сепарации НГК с одновременным подводом тепла извне. Такой процесс целесообразно проводить при давлении дроссели-

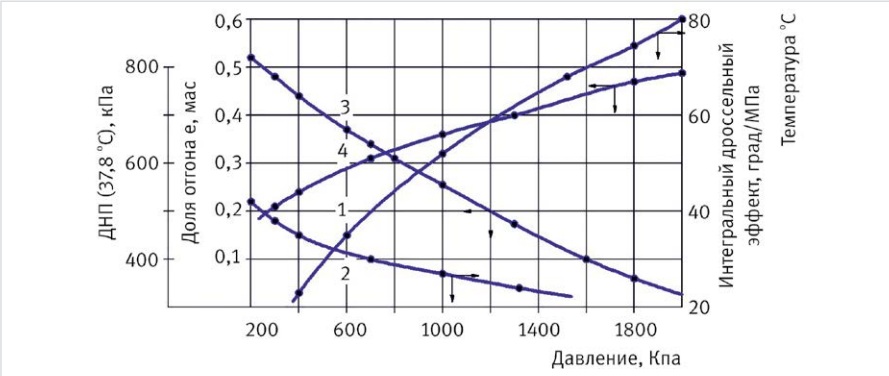


Рис. 1 — Физико-термодинамические показатели изоэнтальпийного расширения горячей ШФЛУ;
Кривые: 1 — T = f (P), 2 — интегральный дроссельный эффект D (град/Мп), 3 — e' = f (P), 4 – ДНП = f (P)
Fig. 1 — Physico-thermodynamic indicators of isentental expansions of hot NGL;
Curves: 1 — T = f (P), 2 — integral throttling effect D (degrees/MPa), 3 — e'= f (P), 4 — DNP = f (P)

Компоненты	Объемн. доля	Мольн. доля	Масс. доля	Ki
Methane	0,0005	0,00001	0,00018	217,1
Ethane	0,0008	0,00001	0,00035	54,85
Propane	0,0009	0,00001	0,00056	18,74
i-Butane	0,0011	0,00001	0,00076	8,184
n-Butane	0,0023	0,00003	0,00166	6,324
i-Pentane	0,0050	0,00005	0,00385	2,749
n-Pentane	0,0080	0,00009	0,00622	2,206
n-Hexane	0,0130	0,00012	0,01063	0,7836
n-Heptane	0,0350	0,00030	0,02967	0,2846
Σ	0,0666	0,00064	0,05389	-
Ф109	0,0234	0,0454	0,0203	0,1962
Ф122	0,0289	0,0528	0,0254	0,1188
Ф137	0,0281	0,0492	0,0249	0,068
Ф151	0,0287	0,0472	0,0257	0,038
- - -

проблемы утилизации низконапорных газов. Для снижения потерь легких фракций нефти при транспорте и хранении нефтяные компании идут на углубленную ее стабилизацию. Однако при этом образуется значительное количество низконапорных ПНГ на КСУ, в конденсате (ШФЛУ) которых содержится до 25% масс. бензиновых УВ. Решение такой проблемы жестко регламентируется Постановлением Правительства РФ № 1148.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта № 17-48-020345.

Список литературы

1. Ситуация с утилизацией попутного нефтяного газа и предлагаемые меры по переработке ПНГ. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.manbw.ru/analitycs/png_recycling.html (дата обращения 25.05.2011).
2. Токарев А.Н. Возможности привлечения инвестиций в реализацию комплексных программ по утилизации и переработке попутного газа // Налоги. Инвестиции. Капитал. 2008. № 4–6. С. 64–76.
3. Хасанов И.Ю., Жирнов Б.С., Ильясов У.Р., Рогозин В.И. Технология рациональной утилизации нефтяного газа концевых ступеней сепарации нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 2. С. 59–61.
4. Рустам Минниханов и Рустэм Хамитов совместно настаивают на внутрироссийском маршруте при строительстве ШФЛУ-провода из Западной Сибири. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://rccnews.ru/ru/news/petrochemical/81894 (дата обращения 05.05.2015).
5. Авторское свидетельство №584604. Способ трубопроводного транспорта высокозастывающего и низкозастывающего взаиморастворимых компонентов. Приоритет от 16.02.1970, кл. F17 D.
6. Хасанов И.Ю., Бажайкин С.Г., Гуржий С.Л., Ильясова Е.З. К вопросу разработки рациональной технологии утилизации ШФЛУ на месторождении «Каракудук» // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. № 4. С. 95–100.
7. Патент №2427411. Способ разделения смеси легкокипящих при разных температурах жидкостей и устройство для его осуществления. Приоритет от 03.11.2009, кл. B01D19/00.
8. Быков В.А. Технологические методы предотвращения потерь углеводородного сырья на промысле. М.: Недра, 1988. 80 с.

ENGLISH **OIL REFINING**

Upgrading oil, water and gas separation technology and equipment at distant oil production facilities

UDC 665.62

Authors:
Il'mer Yu. Khasanov — Sc.D., general director[1]; npc-sherik@mail.ru
Vladimir I. Rogozin — Ph.D., associate professor of chemical-engineering processes department[2]; rogozin_vi@list.ru
Dmitriy V. Ivanov — Ph.D., senior lecturer of the department of humanities and science disciplines[3]; ivanov_dv@list.ru

[1]LLC NPTs "Sheryk", Salavat, Russian Federation
[2]Salavat branch USPTU, Salavat, Russian Federation
[3]Ishimbai branch USATU, Ishimbai, Russian Federation

Abstract

New upgrading oil, water and gas separation technology and equipment are proposed. The novelty of the technology is in partial degassing of the NGL in the heater-treater and returning of its liquid part to the highly stabilized commercial oil pipeline to restore its petrol potential and maintain the oil-gas condensate mixture SVP at the standard level. The separator is integrated into the operating gas processing plant layout.

Materials and methods

Computer research of mass exchange processes of contact degassing and fractionation of multicomponent mixtures with consideration of the raw material components, actual load and technological parameters of oil and low pressure gas separation

Results

A radically new technology and implementation of the commercial oil separation at the distant oil production facilities are proposed. The novelty of the technology is in partial degassing of the de-ethanized NGL in the heater-treater and returning of its liquid part to the highly stabilized commercial oil pipeline to restore its petrol potential and maintain the oil-gas condensate mixture SVP at the standard level.

Conclusions

Calculations and modeling of the processes of the restoration of the petrol potential of the commercial oil at a certain field can be guidelines for other oil production facilities in terms of the low-pressure gases disposal problem solution. To decrease the loss of the light oils when transporting and storing the oil companies go to its deep stabilization. However, a significant amount of low-pressure associated petroleum gas forms at the terminal separation unit with 25% petrol HC mass contained in the condensate (NGL). The RF Government Decree No.1148 strictly regulates the solution to this problem.

Keywords

oil, gas, separation, stabilization, saturation pressure, last stage of oil separation

References

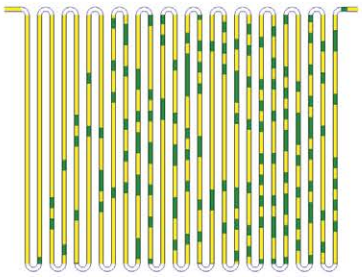
1. *Situatsiya s utilizatsiey poputnogo neftyanogo gaza i predlagaemye mery po pererabotke PNG* [Situation with the associated petroleum gas disposal and proposed solutions related to the APG treatment]. Available at: http://www.manbw.ru/analitycs/png_recycling.html (accessed 25.05.2011).
2. Tokarev A.N. *Vozmozhnosti privlecheniya investitsiy v realizatsiyu kompleksnykh programm po utilizatsii i pererabotke poputnogo gaza* [Opportunities of financing complex programs for the associated petroleum gas disposal and treatment]. *Nalogi. Investitsii. Kapital*, 2008, issue 4–6, pp. 64–76.
3. Khasanov I.Yu., Zhirnov B.S., Il'yasov U.R., Rogozin V.I. *Tekhnologiya ratsional'noy utilizatsii neftyanogo gaza kontsevykh stupeney separatsii nefti* [Sustainable technology of the associated gas disposal at the last stages of oil separation]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 2, pp. 59–61.
4. *Rustam Minnikhanov i Rustem Khamitov sovmestno nastaivayut na vnutrirossiyskom marshrute pri stroitel'stve ShFLU-provoda iz Zapadnoy Sibiri*. [Rustam Minnikhanov and Rustem Khamitov together insist on the intra-Russian route of the NGL pipeline construction from the West Siberia]. Available at: http://rccnews.ru/ru/news/petrochemical/81894 (accessed 05.05.2015)
5. Certificate of authorship №584604. *Sposob truboprovodnogo transporta vysokozastyvayushchego i nizkozastyvayushchego vzaimorastvorimykh komponentov* [Means of pipeline transportation of the high and low pour point mutually soluble components]. Priority from 16.02.1970, cl. F17 D.
6. Khasanov I.Yu., Bazhaykin S.G., Gurzhiy S.L., Il'yasova E.Z. *K voprosu razrabotki ratsional'noy tekhnologii utilizatsii ShFLU na mestorozhdenii «Karakuduk»* [On the development of a sustainable technology of the NGL disposal at Karakadukh field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2009, issue 4, pp. 95–100.
7. Patent №2427411. *Sposob razdeleniya smesi legkokipyashchikh pri raznykh temperaturakh zhidkostey i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya* [Method of separation of the low boiling liquids mixture at different temperatures and device for its implementation]. Priority from 03.11.2009, cl. B01D19/00.
8. Bykov V.A. *Tekhnologicheskie metody predotvrashcheniya poter' uglevodorodnogo syr'ya* [Technological methods for the raw hydrocarbons loss prevention at fields]. Moscow: *Nedra*, 1988, 80 p.

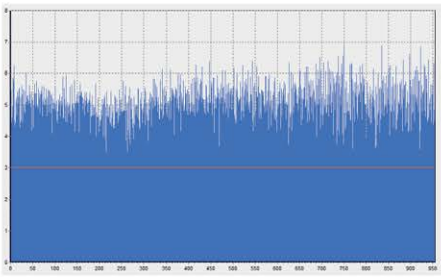
СКВОЗНАЯ ЭКСПРЕСС-ТОЛЩИНОМЕТРИЯ И ДИАГНОСТИКА ЗМЕЕВИКОВ И ТРУБОПРОВОДОВ

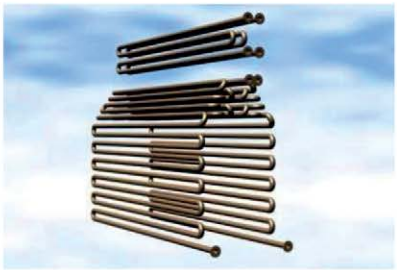
Аппаратно-программный комплекс «Камертон-ДТ» позволяет оперативно проводить обследования змеевиков и трубопроводов (в т.ч. подземных) без вывода из эксплуатации. В основе диагностики виброакустический метод анализа возбужденных резонансных колебаний, Экспертное ПО «Камертон ДТ» позволяет на основе анализа форм сигналов и спектров, амплитудно-частотных характеристик, спектральной мощности сигналов-откликов на механический сигнал возбуждения определять наличие признаков несплошности (трещин, раковин и т.п.) и усталостности (старения, коррозии) материала объекта, проводить сквозную (вдоль всей длины трубы) толщинометрию стенок объекта. При наличии серии измерений возможен прогнозный расчет оптимальных сроков ремонта.

Измерения проводятся с помощью анализатора сигналов «Камертон».

Результаты толщинометрии отображаются в виде графического образа объекта с выделением цветом тревожных и опасных зон, в виде гистограммы, в виде таблицы с оцифрованными значениями толщины стенок объекта с указанием потерь толщины стенки.







Представленный метод позволяет:

- Получать результаты **сквозной** (вдоль всего объекта при наличии всего 2-х контактов с трубопроводом по концам исследуемого участка) толщинометрии (наихудшие по каждому поперечному срезу объекта) идентичные стандартным ультразвуковым **точечным** методам.
- Проводить достаточные по протяженности (до нескольких сот метров одновременно) **подробные** измерения всего тела объекта с приемлемой для эксплуатации дискрет-ностью и подробностью отображения результатов.
- Значительно сократить время и трудоемкость обследования, повысить его информативность и точность.

НПП «РОС»

Россия, 614000 г. Пермь, ул. Пермская, 70
Тел. /факс (342) 235-1331.

E-mail: ros@perm.ru
www.ros-diagnostics.ru

СКБ «ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ» г. Рязань

ПРИБОРНАЯ ПРОДУКЦИЯ

широко применяется в отраслях промышленности:

- нефтегазовой
- химической
- металлургии
- энергетике
- бумажной
- судостроении
- АПК
- объектах ЖКХ

Приборы имеют общепромышленное, взрывобезопасное, морское и другие исполнения, подтвержденные соответствующими сертификатами

- образовано в 1991 году
- ядро коллектива — специалисты, имеющие многолетний опыт в области разработки и производства измерительного оборудования
- обладает собственной производственной базой, обеспечивающей выпуск современной, высокотехнологической продукции.

МЫ

непрерывно совершенствуем выпускаемое оборудование

компьютеризировали организацию производства

внедрили современные технологии, материалов и технические решения

ГАРАНТИРУЕМ

неизменно высокое качество продукции | **минимальный срок изготовления** | **своевременную отправку**

Новейшая техническая информация и самые последние новости размещены в Интернете, на сайтах предприятия

www.skbr.ru | www.скб-пс.рф | www.скб-р.рф
kai@skbr.ru
8 (4912) 25-70-20; 25-70-68

Контроль параметров технологических процессов

М.В. Богуш
д.т.н., директор

О.В. Зацерклянный
ведущий специалист, разработчик

О.В. Шатуновский
главный инженер

ООО «Пьезоэлектрик», Ростов-на-Дону, Россия

Научно-производственное предприятие ООО «Пьезоэлектрик» создано в 1992 г. на базе НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского госуниверситета (ныне ЮФУ), являющегося на протяжении 40 лет основным разработчиком и поставщиком пьезоэлектрических преобразователей для машиностроения, военно-морского флота, ракетно-космической техники страны.

ООО «Пьезоэлектрик» специализируется на разработке и производстве измерительных преобразователей механических и теплофизических величин и вторичной аппаратуры к ним.

Основные виды выпускаемой продукции:

- датчики избыточного, абсолютного, гидростатического давления, разрежения, давления-разряжения и разности давления с аналоговым, цифровым и совмещенным выходными сигналами;
- пьезоэлектрические преобразователи и датчики для измерения импульсных и быстропеременных процессов, в том числе для ультразвуковых и вихревых расходомеров жидкости, нефти, газа и пара;
- датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах;
- расходомеры и счетчики жидкости, тепла, газа, пара;
- плотномеры и вискозиметры жидкости, нефти и газа вибрационные;
- датчики и системы контроля температуры.

ООО «Пьезоэлектрик» имеет разрешение ФСЭТАН (Госгортехнадзора) РФ на выпуск взрывозащищенного оборудования. Все серийные изделия, являющиеся средствами измерений, внесены в Государственный реестр России.

Создание новых образцов продукции ведется в тесном сотрудничестве с НКТБ «Пьезоприбор» Южного Федерального университета, имеющего лицензии на разработку и производство вооружения, военной и космической техники, а также заключение о соответствии производства стандарту менеджмента качества ISO 9001.

ООО «Пьезоэлектрик» имеет 8 патентов на изобретения РФ. Является эксклюзивным поставщиком пьезоэлектрических преобразователей и датчиков для ультразвуковых расходомеров жидкости и газа, а также вихревых расходомеров газа и пара для всех производителей этой измерительной техники в РФ.

При разработке новых изделий широко используется уникальная методика конечно-элементного моделирования пространственных электротермоупругих изделий с учетом наиболее критичных дестабилизирующих факторов, таких как высокие избыточные давления и широкий диапазон рабочих температур.

ООО «Пьезоэлектрик» разработаны и прошли успешные летные испытания датчики давления для регистрации момента приводнения самолета–амфибии Бе-200.

В 2016 году в рамках ОКР в интересах АО «Транснефть–Центральная Сибирь» ООО «Пьезоэлектрик» разработаны, сертифицированы и прошли всесторонние успешные испытания, включая лабораторные, стендовые и испытания на реальных нефтепромыслах, Плотномеры и Вискозиметры в рамках программы импортозамещения АО «Транснефть–Центральная Сибирь».

Постоянными партнерами ООО «Пьезоэлектрик» являются такие известные предприятия, как:

- ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»;
- ЗАО «Даймет» (г. Тюмень);
- ЗАО «Эмис»;
- ЗАО «Уралмонтажавтоматика» (г. Челябинск);
- ОАО «Промприбор» (г. Ливны, Курской обл.);
- ООО «Глобус» (г. Белгород);
- ПАО «Омский каучук» (г. Омск);
- ООО ГК «Турбулентность–Дон»;
- МУП «Теплокоммунэнерго»,;
- ООО «Азия–Дон» (все в г. Ростов-на-Дону);
- ПАО «Тагмет» (г. Таганрог);
- ООО «АНТ Информ» (г. Краснодар);
- ООО «Нефтегазинжиниринг» (г. Москва);
- ООО «НПП Завод МДУ» (г. Новокузнецк);
- ООО «Ирвис» (г. Казань);
- РУП «БЕЛГАЗТЕХНИКА» (г. Минск, Беларусь) и многие другие.

Имеется также опыт поставок продукции ООО «Пьезоэлектрик» в Казахстан, Армению, Приднестровскую Молдавскую республику, Италию и Канаду.

ООО «Пьезоэлектрик» является участником кластера «Южное созвездие», дипломантом конкурсов «Лучшие инновации Дона» и «100 лучших товаров России». В июле 2017 г. ООО «Пьезоэлектрик» отметил свой 25-летний юбилей с момента образования и успешной работы.

Мы заинтересованы в сотрудничестве со всеми организациями, занимающимися проектированием, производством, монтажом и эксплуатацией систем измерений и автоматики энергетического оборудования в различных отраслях промышленности. Надеемся, что наша продукция поможет решить Ваши задачи в области измерения, контроля и регулирования параметров технологических процессов.

Control of the process technology parameters

Authors:
Michail V. Bogush — Sc.D., director;
bmw@piezoelectric.ru
Oleg V. Zatserklyannyy — chief specialist;
zov@piezo.su
Oleg V. Shatunovskiy — chief engineer;
shov@piezo.su

"Piezoelectric" LLC, Rostov-on-Don,
Russian Federation

Scientific and production enterprise "Piezoelectric" LLC was established in 1992 on the foundation of "Piezopribor" SDB of the Rostov State University, which for 40 years has been the main developer and supplier of piezoelectric transducers for mechanic engineering, navy, rocket and space equipment for the country.

"Piezoelectric" LLC specializes in the development and manufacture of measuring transducers for mechanical and thermophysical quantities and secondary equipment for them.

Main types of output products:

- excess pressure sensors, absolute pressure sensors, hydrostatic pressure sensors, under-pressure sensors, discharge-based pressure sensors and differential pressure sensors with analog, digital and combined output signals;
- piezoelectric transducers and sensors for impulse and quick-changing process measurement, as well as for liquid, oil, gas and steam ultrasonic and vortex flowmeters;
- sensors and control and regulating systems for level monitoring in tanks and wells;
- liquid, heat, gas and steam flowmeters and counters;
- liquid, oil and gas vibrational densometers and viscometers;
- temperature sensors and control systems.

"Piezoelectric" LLC has the permission of Federal Service for the Supervision of Environment, Technology and Nuclear Management FSETNM (Gosgortekhnadzor) of the Russian Federation for the production of explosion-proof equipment. All production equipment, which are measuring instruments, are included in the State Register of Russia.

Creation of new product samples is carried out in close cooperation with the "Piezopribor" SDB of the Southern Federal University, which has licenses for the development and production of armament, military and space equipment, and a conclusion on the conformity of production to the ISO 9001 quality management standard.

"Piezoelectric" LLC has 8 invention patents of the Russian Federation. It is an exclusive supplier of piezoelectric transducers and sensors for ultrasonic fluid and gas flowmeters, as well as vortex gas and steam flowmeters for all manufacturers of this measuring equipment in the Russian Federation.

When developing new products, a unique method of finite element modeling for spatial electrothermoelastic products is widely used, taking into account the most critical destabilizing factors, such as high excess pressure and a wide range of operating temperatures.

"Piezoelectric" LLC developed and successfully tested flight pressure sensors to record the moment of the impact of the Be-200 amphibious aircraft.

In 2016, during the framework of the development work in the interests of "Transneft–Central Siberia" JSC, "Piezoelectric" LLC developed, certified and passed comprehensive successful tests, including laboratory, bench and real oilfields. Densitometers and viscosimeters within framework for the "Transneft–Central Siberia" JSC import substitution program.

Permanent "Piezoelectric" LLC partners are such famous companies as:

- Engineering and Production Company "Sibnefteavtomatika" OJSC (Tyumen);
- "Daymet" CJSC (Tyumen);
- "Emis" CJSC (Chelyabinsk);
- "Uralmontazhavtomatika" CJSC (Chelyabinsk);
- "Prompribor" OJSC (Livny, Kursk Oblast);
- "Globus" LLC (Belgorod);
- "Omsky Kauchuk" PJSC (Omsk);
- "Turbulence-Don" GC LLC (Rostov-on-Don);
- "Teplokommunenergo" Municipal Unitary Enterprise (Rostov-on-Don);
- "Asia-Don" LLC (Rostov-on-Don);
- "Tagmet" PJSC (Taganrog);
- "ANT Inform" LLC (Krasnodar);
- "Neftegas Engineering" LLC (Moscow);
- "NPP Zavod MDU" LLC (Novokuznetsk);
- "Irvis" LLC, "Belgaztechnika" RUE (Minsk, Belarus) and many others.

There is also experience in the "Piezoelectric" LLC product delivery to Kazakhstan, Armenia, Transnistria, Italy and Canada.

"Piezoelectric" LLC is a member of the Southern Constellation cluster, a winner of the competitions "The Don best innovations" and "100 best goods of Russia". In July 2017, "Piezoelectric" LLC celebrated its 25th anniversary from the moment of its formation and successful operation.

We are interested in cooperation with all organizations involved in the design, production, installation and maintenance of measurement systems and automation of power equipment in various industries. We hope that our products will help to meet your challenges in the field of measurement, control and regulation of process parameters.

Научно-производственное предприятие
ООО «ПЬЕЗОЭЛЕКТРИК»

344090, Rostov-on-Don,
Milchakov st., 10
+7 (863) 243-45-33, 290-58-22
inbox@piezo.su
www.piezoelectric.ru

Использование разделительных искровых разрядников на изолирующих фланцевых соединениях для защиты трубопроводов

А.А. Бегдай
начальник проектно-конструкторского отдела ИТЦ[1]

А.И. Федоров
руководитель направления обучения[2]

[1]ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»
[2]ООО «ДЕН РУС»

Тема изолирующих фланцевых соединений актуальна на сегодняшний день для многих предприятий нефтегазовой отрасли.
Изолирующее фланцевое соединение (рис. 1) является одним из элементов трубопроводной системы и предназначено для защиты от воздействия электрохимической коррозии, а также воздействия разрядов молнии в результате прямого попадания молнии, причем это относится не только к открыто прокладываемым трубопроводам, но и к трубопроводам, размещенным под землей.

Электрохимическая коррозия трубопроводов является следствием воздействия электрических токов земли, или, как их еще называют, блуждающих токов. Электрические токи проникают в трубы, которые имеют дефекты изоляции. Проникая в трубопровод, электрический ток образует катодную зону на месте проникновения, которая не опасна для системы, но на месте выхода тока образуется опасная анодная зона, которая приводит к разрушению металла в результате воздействия тока. Механизм воздействия блуждающих токов, вызванных работой контактных сетей электрифицированного транспорта, на подземно проложенный трубопровод показан на рис. 2.

Рис. 1 — Изолирующее фланцевое соединение

Последствиями такого воздействия могут явиться: разрушение металла, образование трещин, что в свою очередь ведет к утечке газа, воды, нефти и т. п. Такие изменения в системе могут привести к аварийным ситуациям.

Применяя изолирующее фланцевое соединение (далее — ИФС), удается обеспечить электрическую изоляцию одного участка трубопровода от другого, тем самым предотвращая протекание электрического тока вдоль трубопровода. Однако, как показал многолетний опыт эксплуатации, ИФС уязвимы к воздействию разрядов молнии, причем это характерно даже для подземно прокладываемых трубопроводов. В этом случае проблема состоит в образовании искровых плазменных каналов, которые распространяются в объеме грунта после удара молнии в землю и проводят значительную часть тока молнии. Развиваясь в земле, искровой канал может легко достигнуть подземного трубопровода и далее ток молнии будет протекать уже по его поверхности. Подробно механизм развития искровых каналов в грунте описан в [1]. При усредненных токах молнии и значениях удельного сопротивления грунта их длина может достигать 20–40 м от точки удара. Как следствие, подземный трубопровод длиной десятки километров, проложенный в средней полосе России, может испытывать воздействие токов в среднем от 10 молний в год.

Сама по себе металлическая труба и фланцы ИФС едва ли пострадают в результате протекания токов молнии, ведь толщина их стенки обычно больше 4 мм, а при таких толщинах молния не может ни проплавить, ни разогреть стенку трубы с внутренней стороны до опасных температур. Но именно изолирующая вставка фланцевого соединения, необходимая для предотвращения электрохимической коррозии, является слабым звеном при воздействии тока молнии. Ее изоляция не рассчитана на столь высокие напряжения, которые возникают при разряде молнии, поэтому она будет легко пробита, а канал тока молнии, имеющий очень высокую температуру, при взаимодействии с изоляционным материалом будет приводить к его разложению, что, в свою очередь, под действием высокого давления трубопровода может привести к вырыванию вставки и утечке взрывоопасной среды, создавая повышенную угрозу взрыва и пожара.

Избежать столь опасных последствий можно, защитив изолирующую вставку фланца посредством ее шунтирования с помощью специального искрового разрядника. С учетом жестких промышленных требований, предъявляемых к надежности трубопроводов, компания DEHN + SÖHNE разработала разделительные искровые разрядники EXFS 100 и EXFS 100 KU (рис. 3), которые пропустив через себя импульсные токи молнии вплоть до максимальных величин, предотвратят их воздействие на изолирующее фланцевое соединение и тем самым обеспечат безопасность трубопровода.

Разрядники EXFS 100... имеют взрывозащищенное исполнение и могут использоваться во взрывоопасных зонах класса 1 согласно ГОСТ Р 51330.9-99. Пропускная способность по току молнии равна 100 кА (10/350 мкс), что соответствует классу Н согласно [2], т.е. максимально тяжелому режиму работы. Выдерживаемое напряжение промышленной частоты составляет 250 В, а номинальное импульсное пробивное напряжение — 1250 В. Разрядник EXFS 100 имеет стандартное исполнение для

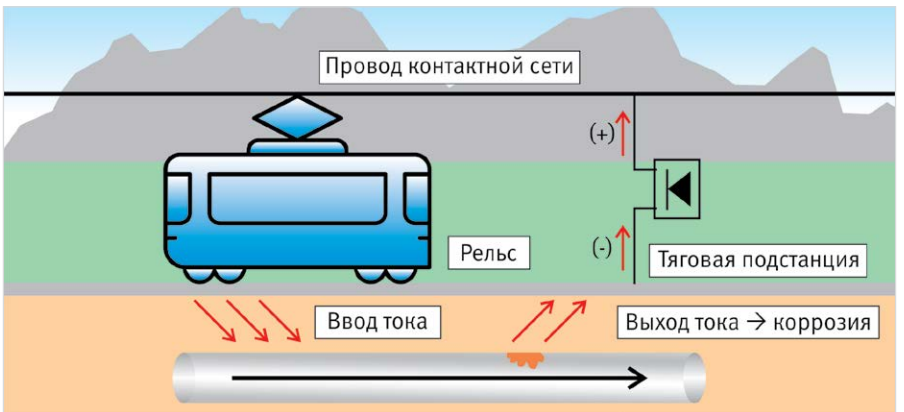


Рис. 2 — Протекание блуждающих токов, вызванных работой контактных сетей электрифицированного транспорта, по проложенному в земле трубопроводу

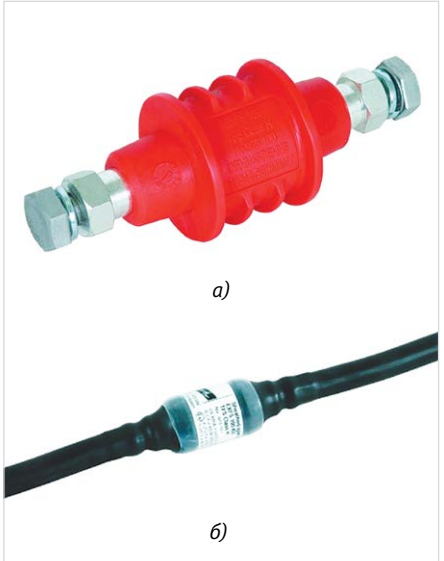


Рис. 3 — Разделительные искровые разрядники DEHN + SÖHNE:
а) стандартного исполнения типа EXFS;
б) с возможностью подземного монтажа типа EXFS 100 KU

применения на наземных участках трубопроводов. Для удобства его монтажа предлагаются плоские и угловые крепежные скобы из оцинкованной стали с различными диаметрами отверстий под шпильку фланцевого соединения, а также медные соединительные проводники длиной 100, 200 или 300 мм в комплекте с кабельными наконечниками. Разрядник EXFS 100 KU более универсален и может применяться как для наземного, так и подземного монтажа за счет специальной водонепроницаемой оболочки. В состав конструкции входят также два соединительных проводника длиной 2 м и сечением 25 мм^2. При необходимости длина проводников может быть уменьшена, что позволяет осуществлять монтаж разрядников на фланцевые соединения различных габаритов. Пример установки разделительного искрового разрядника EXFS 100 на ИФС показан на рис. 4.

Рис. 4 — Пример шунтирования изолирующего фланцевого соединения с помощью разделительного искрового разрядника EXFS 100

Применение разделительных искровых разрядников совместно с ИФС позволяет существенно увеличить эксплуатационную надежность трубопроводов в условиях грозовой деятельности (Патент на полезную промышленную модель №176870). Однако следует помнить, что современные трубопроводы являются комплексной системой и содержат также значительное количество вспомогательного оборудования, такого как установки катодной защиты, средства связи и телемеханики и др. Для обеспечения надежного функционирования системы в целом необходимо также предусмотреть защиту и ее составляющих. Все необходимые для решения этой задачи комплектующие можно также найти в каталоге компании DEHN + SÖHNE «Устройства защиты от импульсных перенапряжений».

Устройство защиты от посторонних напряжений VCSD

Информация для заказа: Тип: VCSD 40 IP65 Артикул: 923 401

ИННОВАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ИМПУЛЬСНЫХ, КРАТКОВРЕМЕННЫХ И ДЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Инновационное устройство типа VCSD (Voltage Controlled Shortcircuiting Device), разработанное компанией DEHN, обеспечивает надежную комплексную защиту трубопроводов от посторонних напряжений различного типа.
Устройство отводит импульсные токи до 100 кА (10/350 мкс), кратковременные до 1,1 кА и длительные до 40 А (16,7; 50 и 60 Гц), не нарушая при этом работу системы катодной защиты трубопроводов.
При применении VCSD обеспечивается безопасность персонала, проводящего работы на трубопроводах, благодаря эффективному ограничению напряжения прикосновения (регулируется в диапазоне 3–50 В переменного тока).
Помимо мощного искрового разрядника (блок защиты от импульсных воздействий) и силовых транзисторов с устройством блокировки постоянного тока (блок защиты от кратковременных и длительных воздействий), в состав VCSD входят блок управления с микропроцессорной схемой и литиевая аккумуляторная батарея. Аналоговый и цифровой интерфейсы позволяют осуществлять мониторинг VCSD, а также измерять и обрабатывать данные.

DEHN защищает
Молниезащита, защита от импульсных перенапряжений, средства электрозащиты.

ООО «ДЕН РУС»
109428, г. Москва, Рязанский пр., д. 10, стр. 18, офис 2.9
Тел./факс: +7 (495) 663-35-73, 782-23-76
info@dehn-ru.com
www.dehn-ru.com; молниезащита.рф

Список литературы

1. Базелян Э.М. Как заземлять магистральные трубопроводы // Новости ЭлектроТехники. 2015. № 3. С. 2–3.
2. ГОСТ Р МЭК 62561.3-2014. Компоненты систем молниезащиты. Часть 3. Требования к разделительным искровым разрядникам. Москва: Стандартинформ, 2014.

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 и 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 позволяет устройствам серии БМРЗ-150 эффективно реализовать самые сложные решения 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, что позволяет адаптировать блок к различным решениям 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

Реклама

ООО «НТЦ «Механотроника» более 28 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

Экспертно-информационная система оптимального планирования геолого-технологических мероприятий «ГТМ.Эксперт»

Р.Р. Ахметзянов
С.А. Екимцов
И.И. Карамов
Р.Х. Закиров
А.Р. Набиев
Р.Р. Муратов
В.Г. Кондратьев

tatasu@tatintec.ru

УК «Татинтек», ООО «ТатАСУ», Альметьевск, Россия

Успешная разработка месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами тесно связана с эффективностью применяемых геолого-технологических мероприятий (далее — ГТМ) по регулированию разработки и увеличению добычи.

Планирование применения ГТМ в настоящее время осуществляется специалистами геологических и технологических служб нефтедобывающих и сервисных компаний на основе анализа геолого-промыслового материала, знаний о методах воздействия на пласты и опыта применения конкретных технологий в условиях данного объекта. Очевидно, что в такой сложной области, как разработка нефтяных месторождений, такой алгоритм обоснования применения ГТМ содержит существенную долю субъективности ввиду ограниченности возможностей специалиста или группы специалистов. Невозможность охвата всей ширины и глубины накопленных знаний в рамках «ручного» анализа, преобладающее влияние личного опыта специалиста снижают потенциал технологий воздействия на пласт и их технико-экономическую эффективность.

Процесс планирования ГТМ включает анализ двух составляющих: объекта применения и технологии воздействия, каждый из которых обладает множеством характеристик и свойств, влияющих на результат воздействия.

Анализ объекта — продуктивного пласта — требует ответа на вопросы о состоянии гидродинамического режима и распределения запасов, состояния призабойной зоны пласта и геолого-физических свойствах отложений, потенциала добычи отдельной скважины и залежи в целом, вещественном составе пород и свойствах флюидов и множество других вопросов, каждый из которых существенно влияет на выбор конкретной технологии и на успешность ее применения.

С другой стороны, механизм воздействия современных технологий на свойства пород и флюидов является многогранным физико-химическим процессом различного временного и пространственного масштаба.

Перечислим кратко сложности, которые объективно возникают при планировании ГТМ, при подборе скважин для воздействия и выборе конкретной технологии:

- неполнота, нерегулярность поступления, неточность доступной геолого-промысловой информации по скважинам;
- изменчивость свойств и параметров пласта, недостоверность знаний о межскважинном пространстве объекта разработки;
- необходимость анализа большого количества факторов, влияющих на эффективность конкретной технологии, многокритериальность задачи выбора определенной технологии;
- широкий реестр технологий воздействия на пласт и их модификаций, схожесть критериев их эффективности;
- невозможность задания четких границ и диапазонов, определяющих условия успешного применения методов, размытость количественных критериев и большая доля качественных критериев;
- отсутствие достаточного объема статистической информации об исследуемом объекте и процессах.

Применение возможностей компьютерных технологий в этих условиях является естественным и очевидным направлением повышения обоснованности принятия решений при планировании ГТМ и повышения их эффективности.

Существующие программные продукты используют средства искусственного интеллекта, методы статистического анализа и другие подходы для обоснования применения различных технологий при разработке месторождений. Из публикаций в открытой печати известно, что в основе их лежит применение алгоритмов нейронных сетей, корреляционно-регрессионный анализ фактических реализаций методов воздействия в различных геолого-промысловых условиях.

Следует отметить, что использование нейронных сетей целесообразно только при наличии достаточно большой обучающей выборки, включающей примеры решения поставленной задачи [1]. Другой серьезный недостаток нейронных сетей — неспособность к объяснению. Нейронные сети не дают пользователю представления о том, как они решили поставленную задачу и представляют собой, по сути дела, «черный ящик». Такие же недостатки свойственны и методам статистического анализа.

Для повышения обоснованности принятия решений при планировании ГТМ и увеличения эффективности мероприятий предлагается использование экспертной системы, основанной на базе знаний и применении математического аппарата теории нечеткой логики.

Выбор экспертной системы для выполнения функций искусственного интеллекта имеет существенные преимущества перед нейросетевыми технологиями именно в сфере нефтедобычи.

Экспертные системы показали наибольшую эффективность при решении задач, характеризующихся следующими свойствами [2, 3]:

1. Отсутствием детерминированных моделей решения поставленной задачи.
2. Отсутствием достаточного объема накопленной статистики, необходимой для обучения нейронной сети, сложностью формирования обучающей выборки.
3. Достаточной изученностью процессов, приводящих к решению задачи, в силу чего специалисты-эксперты способны сформировать неформальную модель ее решения,

например, дать вербальную модель, интуитивный алгоритм, приводящий к решению задачи, руководствуясь своим опытом.

4. Потребностью использования опыта специалистов-экспертов для менее квалифицированных исполнителей [4].

Важное преимущество экспертных систем перед нейросетевыми моделями — представление в явном виде заложенных в них экспертных знаний, которые относительно легко можно сформулировать, изучить и понять. Экспертные системы, в отличие от нейронных сетей, прозрачны в толковании, т.е. способны объяснить способ решения, обосновать выбор и обучить этим методам других специалистов.

Таким образом, именно экспертные системы — наиболее целесообразный подход при решении трудно формализуемых задач управления и принятии решений в условиях достаточно хорошего понимания специалистами-экспертами способов решения задач, позволяющих построить неформальные модели их решения. Кроме того, экспертные системы позволяют распространить опыт специалистов-экспертов, оказывать помощь в решении поставленной задачи.

Другое отличие нашего подхода к решению задачи оптимизации планирования ГТМ заключается в использовании теории нечетких множеств и методов нечеткой логики. Специалисты не имеют возможности полной формализации совокупности протекающих процессов, которые происходят при разработке залежей нефти. В рамках классических (традиционных) методов и принятых в них формальных процедурах невозможно описать неточные, неопределенные и фрагментарные данные, которыми представлены показатели разработки, характеристики геологического строения и свойства флюидов, другие геолого-промысловые показатели.

Методы, основанные на теории нечетких множеств, показали большую эффективность при решении трудно формализуемых задач, требующих обработки нечетких, размытых, качественных (неколичественных) понятий, умозаключений на основе таких понятий, принятия решений в условиях неполноты, неточности исходных данных, нечеткости достигаемых целей.

В работе [5] выделены следующие формы неопределенностей, возникающих при разработке нефтяных месторождений:

- неполное понимание совокупности протекающих процессов (геологических, физических, технологических, экологических и др.), которые происходят при разработке залежей нефти;
- отсутствие необходимого объема статистической информации об исследуемом объекте;
- значительная фрагментарность проводимых исследований в области разработки месторождений в условиях нечеткости, размытости, неопределенности информации;
- размытость в определении составляющих частей, характеристик и свойств нефтяного пласта.

Нефтяное месторождение, таким образом, является по своей природе неопределенной, нечеткой системой, в которой взаимодействие элементов и протекающие процессы являются неопределенными.

В попытке обойти недостатки существующей практики работы с неопределенными, неточными данными по разработке месторождений и эксплуатации скважин предлагается метод, основанный на многокритериальной нечеткой модели принятия решений. При этом рассматривается вся доступная информация, обычно фрагментарная и неполная, качественный тип информации, который не может быть обработан традиционными методами.

Математической моделью является теория нечетких множеств, предложенная в середине 60-х годов прошлого века Л.А. Заде [6, 7]. По своей природе она наиболее пригодна там, где приходится работать с отсутствием, неполнотой или субъективностью исходных данных, отсутствием накопленной статистики.

Методы нечеткой логики и экспертных оценок позволяет определять наиболее эффективные методы воздействия и получать не только качественную характеристику применимости метода типа «пригоден — не пригоден», но и находить количественную оценку обоснованности принятого решения. Из множества возможных технологий находятся несколько наиболее эффективных для реализации в данных геолого-промысловых условиях.

Экспертно-информационная система «ГТМ.Эксперт» представляет собой программный продукт, предназначенный для использования специалистами геологических и технологических служб нефтедобывающих и сервисных компаний в процессе планирования и оценки эффективности применения ГТМ. Система способствует достижению максимальной технико-экономической эффективности путем подбора оптимальных технологий в конкретных геолого-промысловых и финансово-экономических условиях разработки месторождений.

Принципы работы системы заключаются в использовании интегрированной геолого-промысловой, технологической, технической и экономической информации и формирование оптимальных решений на основе экспертной системы. Экспертная система базируется на методах нечеткой логики выбора методов воздействия, на эмпирических и вычислительных моделях реализации технологий.

На рисунке приведена логическая блок-схема программного обеспечения экспертно-информационной системы, которая состоит из взаимодействующих функциональных блоков.

Блок «Информационное обеспечение» является хранилищем данных для работы всех блоков, применяя интерфейс взаимодействия, адаптированный со структурой

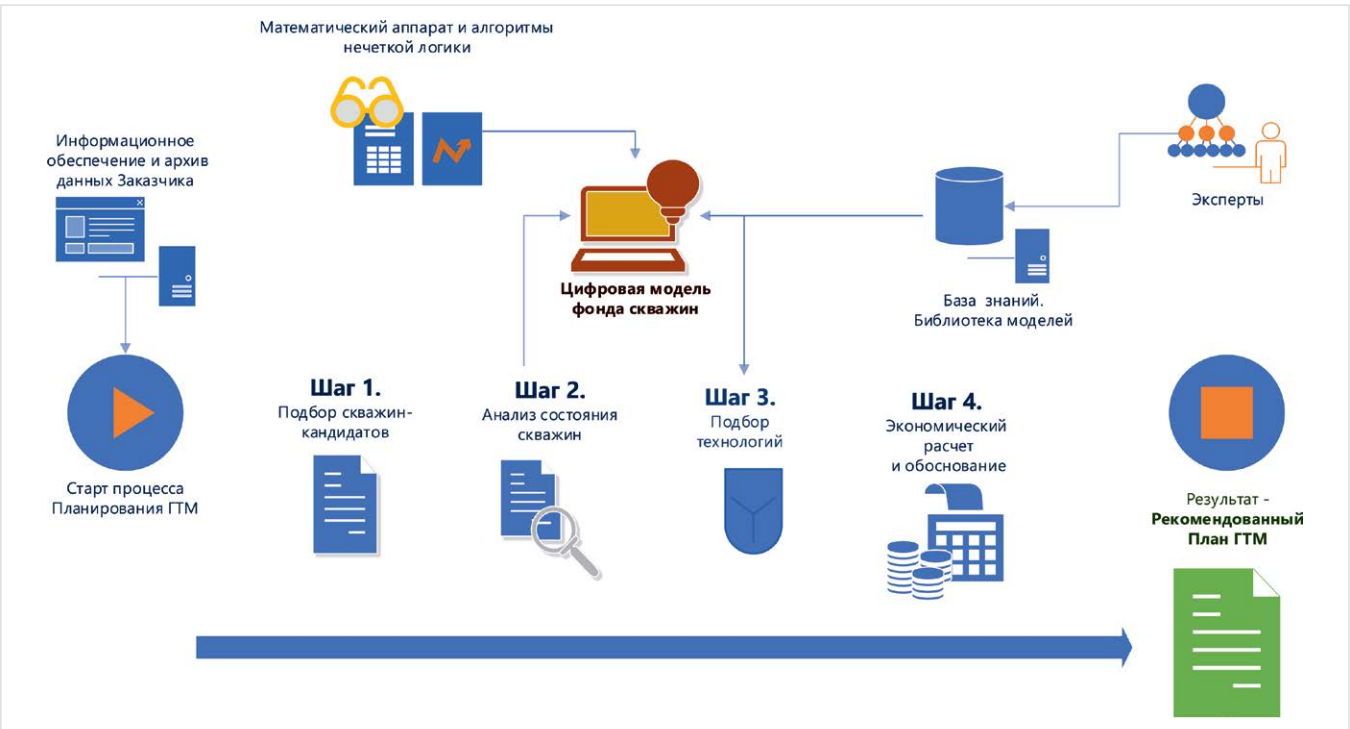


Рисунок — Логическая блок-схема экспертно-информационной системы «ГТМ.Эксперт»

информационного обеспечения компании-пользователя, интегрирует всю необходимую информацию о строении и эксплуатации объектов разработки, работе скважин. Основные разделы блока содержат накопленную с начала разработки информацию по геолого-геофизическим данным, показателям эксплуатации скважин, конструкции и оборудовании скважин, результатам исследований скважин и пластов, проведенным ГТМ, геолого-физическим характеристикам пластов и флюидов и др.

На первом этапе пользователь имеет возможность выбора группы скважин по заданным критериям для диагностики скважин с определением необходимости проведения ГТМ. Введение функции ограничения выборки, помимо ускорения проведения расчетов, позволяет пользователю проводить анализ по территориальному или организационно-производственному признаку (например, блок, цех и т.п.), а также позволяет сосредоточиться на скважинах по проблемному признаку (например, высокая обводненность, низкий дебит, темпы падения дебита и др.).

Из выбранной группы по каждой скважине осуществляется диагностика текущего состояния с глубоким и всесторонним анализом пласта в районе скважины, системы «скважина–пласт» и оборудования. Диагностика включает оценку выработки запасов и гидродинамического режима, геолого-физическую характеристику вскрытого скважиной разреза пласта, состояния и динамики свойств призабойной зоны, технического состояния скважины и других данных. Анализ производится средствами экспертной системы с базой знаний по диагностическим признакам. Использование разнородных, систематизированных данных, охватывающих как текущую, так и ретроспективную информацию, позволяет учесть геологические, технологические и технические причины и критерии получаемых выводов процесса диагностики. В результате для каждой скважины блок диагностики выдает заключения о необходимости и возможности проведения ГТМ, вид воздействия и оценку ожидаемой успешности. Полученные результаты сопровождаются объяснениями: пользователю представлен интерфейс с возможностью привлечения графиков, таблиц, каротажных диаграмм и других материалов для более глубокого понимания выводов компьютерной диагностической системы, сопоставления с собственными знаниями и опытом.

Перечень скважин-кандидатов с заключением о необходимости и возможности проведения ГТМ поступает в блок выбора и оптимизации технологий. Этот блок несет основную функциональную нагрузку в экспертно-информационной системе.

Блок выбора и оптимизации технологии, опираясь на перечень доступных технологий, базу знаний и библиотеку эмпирических и вычислительных моделей, осуществляет для каждой скважины многокритериальный анализ условий применения технологий, параметров технологического процесса. Результатом такого анализа является выбор одной или нескольких технологических операций, для которых рассчитываются величина ожидаемого технологического эффекта в виде дополнительной добычи нефти, сокращения попутно добываемой воды или ресурсосбережения, количественная оценка обоснованности принятого решения, а также оценка технико-экономических показателей реализации технологической операции (ресурсо- и трудозатраты, финансовые вложения, рентабельность и т.д.). Многовариантные расчеты с вариацией технологических параметров позволяют оптимизировать мероприятие по заданным критериям (технологическим, экономическим и т.п.).

Система обладает гибкостью к условиям конкретных месторождений и компаний, позволяет провести адаптацию базы знаний, эмпирических моделей и других компонентов для применяемых ГТМ, а также включить в рассмотрение новых технологий и видов мероприятий.

Программный продукт "ГТМ.Эксперт" представляет собой кроссбраузерную модульную систему. Бизнес-процесс системы реализован на платформе корпоративного уровня Java EE 8 с использованием программного обеспечения, поддерживающего специализированный язык программирования для статистической обработки данных (R). Помимо собственного хранилища данных системы разработан адаптируемый модуль загрузки информации из различных баз данных (Oracle, PostgreSQL, MS SQL и др.), вебсервисов (REST и SOAP) и файловых хранилищ. Клиентский интерфейс пользователя реализован с использованием современной технологии HTML5 и JavaScript фреймворков. Разработаны приложения для мобильных устройств под управлением ОС Android и iOS. Также система поддерживает доменную авторизацию и ролевое разграничение доступа к данным и функционалу.

Таким образом, конечным результатом выполнения цикла расчетов экспертно-информационной системы является обоснование применения мероприятий для принятия решения при планировании ГТМ. При этом лицо, принимающее решение, опирается не только на специалистов собственной компании, а на экспертную систему и базу знаний, в которых аккумулированы опыт и знания широкого круга специалистов, результаты применения технологий в широком диапазоне объектов разработки, выполнен анализ интегрированных данных по работе скважин и исследованиям скважин и пластов.

Список литературы

1. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. М.: Горячая линия – Телеком, 2001. 382 с.
2. Змитрович А.И. Интеллектуальные информационные системы. Минск: НТООО «ТетраСистемс», 1997. 368 с.
3. Шагиахметов М.Р. Модели и комплекс программ многокритериального принятия решений в условиях неопределенности в нефтедобыче. Казань, 2004. 160 с.
4. Ларичев О.И. Выявление экспертных знаний. М.: Наука, 1989. 128 с.
5. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. М.: Наука, 1994. 462 с.
6. Zadeh L.A. Fuzzy Sets/Information and Control, 1965, v.8, pp. 338–353.
7. Заде Л.А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1976. 165 с.

ТАТИНТЕК

ООО «ТатАСУ»

НАМИ ВНЕДРЕНЫ:

проекты автоматизации в нефтегазовой, химической, энергетической и других отраслях промышленности

МЫ ВЫПОЛНЯЕМ

весь цикл работ — от предварительного обследования, анализа бизнес-процессов до разработки, внедрения и сопровождения конечных продуктов

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- услуги по разработке и сопровождению программных комплексов;
- информационное обеспечение строительства скважин;
- геоинформационные системы (ГИС);
- решение задач геологического и гидродинамического моделирования;
- внедрение и сопровождение систем бухгалтерского, налогового учета и отчетности;
- комплексные решения по автоматизации на базе программных продуктов 1С;
- автоматизация задач транспортных компаний, включая спутниковый мониторинг.

185 СОТРУДНИКОВ

Альметьевск, ул. Мира, д. 4, офис 2

8 (8553) 314-710 tatintec.ru

Дополнительные офисы и производственные площадки: в Казани, Бавлах и других городах Республики Татарстан

Управление нормативной и технической документацией под контролем

Новое решение АО «Кодекс»: «СУ НТД. Базовый вариант» на платформе «Техэксперт»

Тихомиров С.Г
генеральный директор АО «Кодекс», руководитель Информационной сети «Техэксперт»

Разработчик сообщил о выпуске «Системы управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт» («СУ НТД. Базовый вариант»). Это комплексное программное решение для автоматизации процессов, связанных с управлением нормативной и технической документацией на предприятии. Решение предназначено для крупных организаций, где источники нормативных документов разрознены, документация хранится в различных информационных системах, что затрудняет работу с ней, а также несет материальные риски для предприятия. На вопросы о системе отвечает генеральный директор АО «Кодекс», руководитель Информационной сети «Техэксперт», Сергей Григорьевич Тихомиров.

ТЕХЭКСПЕРТ
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ

— Сергей Григорьевич, расскажите, пожалуйста, о предпосылках создания «СУ НТД. Базовый вариант».

— В 2017 г. Правительство РФ утвердило программу «Цифровая экономика Российской Федерации», которая призвана повысить эффективность всех отраслей экономики за счет информационных технологий. В программу вошло и наше профессиональное направление — цифровая стандартизация.

АО «Кодекс» начало свой путь в цифровую экономику задолго до появления государственной программы. Разработка решений по цифровой стандартизации стартовала в компании четыре года назад со следующей идеей: для того чтобы соответствовать требованиям цифровой экономики, сам стандарт должен стать цифровым. Соответственно, чтобы стандартизация была эффективной, она тоже обязана стать цифровой. Несколько лет назад мы вышли на рынок с первоначальным вариантом СУ НТД, предложив крупным пользователям индивидуальные программные решения по организации собственного электронного фонда документов и обеспечив этот фонд аналитическими сервисами. Пользователями стали ПАО «Транснефть», ПАО «Камаз», РСК «МиГ», ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат», АО «Объединенная двигателестроительная корпорация» и другие.

«СУ НТД. Базовый вариант» является типовой, что значительно уменьшает стоимость ее внедрения. Современное решение позволяет организовать единый фонд электронной НД компании, основанный на наших технологиях, а также получить набор базовых сервисов для управления документами. Функции руководства типовыми бизнес-процессами вокруг документов берут на себя специальные модули управления НД, которые в готовом виде поставляются вместе с дистрибутивом системы.

— Разработка системы началась с перевода документов этих предприятий в электронный вид?

— Не совсем. Многие организации самостоятельно решают этот вопрос, ведь без перевода энергетики и промышленности на применение НТД в электронном виде создание высокотехнологичной конкурентной продукции практически невозможно.

Например, одна из крупнейших автомобильных корпораций РФ ПАО «КАМАЗ» целенаправленно переходит на выпуск продукции исключительно на основе электронной документации. Речь идет не только о конструкторских и проектных документах, вся нормативно-техническая и управленческая документация компании находится в едином электронном фонде, созданном на платформе «Техэксперт». Внутренние стандарты ПАО «КАМАЗ» требуют, чтобы абсолютно все документы, как внешние, так внутренние и организационные, были помещены в эту систему. Только с ней имеют право работать специалисты, у которых есть те или иные права доступа.

В ПАО «Газпром» тоже интенсивно развивается процесс создания единого электронного фонда — как на уровне головной компании, так и на уровне дочерних предприятий, которые занимаются добычей, транспортированием и газораспределением.

Но сейчас ключевая проблема — разрозненность источников и ресурсов, в которых содержатся НТД, управленческие материалы, локальные акты и многое другое. Это и российская нормативная база, и внешняя документация, и международные стандарты, и обширная внутренняя документация. Ежедневно специалистам крупной компании могут понадобиться сотни документов. Разместить их на общей платформе, интегрировав в единое информационное пространство, снабдить инструментами аналитики — вот что необходимо современным предприятиям. Такой подход дает огромные возможности для оперирования всей документацией и открывает широкие перспективы для развития. И с этого мы начали работу.

— То есть простой перевод документов в электронный вид не решает всех проблем?

— Конечно, нет. Как я уже говорил, здесь суть не в самом электронном фонде, а в бизнес-процессах, которые происходят вокруг документов. Необходимо следить за их актуальностью и вовремя изменять устаревшие нормативы. Нужно разрабатывать новые документы и иметь для этого корпоративный глоссарий терминов. Хорошо бы, чтобы документы создавались на основе заранее подготовленного шаблона — так будет легче их обсуждать, принимать, утверждать, использовать, юридически защищать и внедрять. Это все отдельные бизнес-процессы, которыми должно управлять некое подразделение, например, отдел стандартизации или департамент по техническому регулированию и стандартизации. Им нужен не электронный фонд в чистом виде, а рабочие инструменты, позволяющие отслеживать все изменения в нем. Задачу автоматизировать все процессы, которые происходят вокруг НТД, и поставила перед собой наша компания. Именно так появилась «Система управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт».

СПРАВКА

«СУ НТД. Базовый вариант» — это готовая технология, на которой можно построить единый фонд электронной нормативной документации (ЕФЭНД) предприятия. Фонд представляет собой систематизированный архив документов с возможностью управления бизнес-процессами, связанными с ними. С помощью ЕФЭНД предприятие может организовать связь документов и поиск по ним в едином информационном пространстве, контролировать актуальность, достоверность и преемственность фондов внутренних и внешних документов, проверять соответствие выпускаемой продукции требованиям нормативных документов, чтобы не попадать под штрафы, и даже организовывать интеграцию с внешними системами (например, с «Компас-3D», «AutoCAD», «Siemens NX») и др.

В фонд может быть включена любая внешняя и внутренняя документация. Она хранится в архивном модуле «Банк документов». Базовыми бизнес-процессами вокруг документов руководят модули управления НД. Среди них: «Банк документов», «Контроль оборота нормативных документов», «Контроль актуальности ссылочных документов», «Пользовательский словарь», а также профессиональные справочные системы «Техэксперт» для оперативного доступа к внешней документации. Модули нужны для выполнения таких задач, как:

- организация «одного окна» для получения информации обо всех необходимых требованиях к продукции и производственным процессам;
- контроль оборота документов в рамках предприятия;
- отслеживание актуальности внутренних документов.

Подробности о системе вы можете узнать по телефону горячей линии 8-800-555-90-25 или на сайте www.suntd.ru

Один из основных вопросов, которые мы закрываем с помощью базового решения, — это поддержание архива документов в актуальном виде. Нередки случаи, когда на компании накладываются штрафы и санкции из-за несвоевременной актуализации документов. Это сложная задача, особенно если у предприятия много филиалов и все они территориально удалены. Наш модуль «Контроль актуальности ссылочных документов» позволит решить ее вне зависимости от размера организации.

Или возьмем закрытое предприятие, которое жестко следит за оборотом любых документов. Важно понимать, кто имеет доступ к конкретной информации, как эту информацию защитить, как передать права на доступ нужному сотруднику. Для этого реализован модуль «Контроль оборота нормативных документов».

Часто в организациях отсутствует единый тезаурус терминов и понятий, из-за чего специалистам приходится тратить много времени на то, чтобы элементарно договориться о терминологии. У нас есть решение и этой проблемы.

— Чем больше организация, тем больше нетипичных задач, связанных с документооборотом. Не является ли предлагаемое решение узким?

— Зачастую пользователям достаточно функционала базового варианта. Но если индивидуальные потребности заказчика выходят за рамки тиражного решения, в базовую систему могут быть встроены дополнительные модули управления НД, которые будут соответствовать локальным требованиям предприятия. Мы способны решать как типовые, так и узкоспециализированные задачи. Кроме того, у нас есть дополнительная услуга по переводу бумажного нормативного фонда в электронный вид.

— Какие результаты уже достигнуты и каковы перспективы развития СУ НТД?

— Сейчас АО «Кодекс» — один из первых разработчиков в России, который уже готов закрыть часть запросов потребителей по переходу на стандарты цифровой экономики. Наши пользователи убедились, что внедрение системы напрямую влияет на эффективность предприятия, поэтому мы и дальше будем расширять комплектацию решения за счет автоматизации большего количества процессов, разрабатывать новые программные модули и предлагать новые услуги. Все это во многом облегчит работу отделов стандартизации и рядовых сотрудников.

Если говорить о цифровой экономике всерьез, то в перспективе даже СУ НТД окажется недостаточно. Предприятиям уже сейчас необходим набор требований к выпускаемому продукту на каждой стадии его жизненного цикла: конструктору при начале работ — документация по конструированию, линейному специалисту — ГОСТ на вытачиваемую в данный момент деталь, специалисту по контролю качества — требования, соответствующие стадии жизненного цикла изделия и т.д. Поэтому эволюцией СУ НТД и финальным этапом перехода к цифровой стандартизации станет создание *систем управления требованиями*. Именно на их разработку мы и взяли курс на ближайшие пять лет. Такие системы смогут предоставить каждому специалисту, занятому в работе над изделием, возможность мгновенно в цифровом виде получить набор требований по своему участку работ. Отпадет необходимость самостоятельно вычленять их из тысяч других стандартов, а сам стандарт превратится в сложную информационную систему. Такое будущее декларирует наша компания.

АО «Кодекс» продолжит исследовательскую работу и программную разработку условий, которые сделают проект цифровой стандартизации возможным. Это позволит тысячам российских предприятий соответствовать современным требованиям цифровой экономики и быть на передовой технического прогресса по качеству и скорости выпуска продукции.

Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

Компания «ВИЗАВИ-С» известна на российском рынке уже более 15 лет и является авторизованным поставщиком продукции для розжига и контроля пламени от мировых лидеров, имеющих более чем 60-летний опыт производства. Все предлагаемое оснащение используется в широчайшем диапазоне с разными наборами функций — от простых сигнализаторов наличия пламени до сложных систем, включающих розжиг, анализ АЧХ факелов пламени, автоматическое управление, повышение энергоэффективности, технологической и экологической безопасности процессов горения. Все поставляемое оборудование сертифицировано для применения.

Предлагаемая продукция компании Файерай (Fireye®), США, входящей в состав корпорации ЮТС (UTC), США, широко известна во всем мире. Это системы контроля пламени и системы автоматического розжига (запально-защитные устройства — ЗЗУ), а также системы автоматизации.

В ближайших планах компании «ВИЗАВИ-С» принять участие в программе импортозамещения путем переноса изготовления этого высокотехнологичного импортного оборудования на территорию России — вначале это будет сборка из поставляемых компонентов, а затем и изготовление основной их части в России с обязательным подтверждением качества изготовления и сборки соответствующими сертификатами, в том числе и соответствия ТР ТС, вступившими в действие в 2011 г.

Сканеры пламени

Сканеры пламени компании Файерай (Fireye®), США, которые предлагает компания «ВИЗАВИ-С»:

- работают на основе микропроцессоров;
- могут работать как в УФ и ИК спектрах по отдельности, так и в обоих одновременно с автоматическим переключением на вид используемого топлива (сканеры пламени серии 95 InSight II);
- имеют функцию самопроверки, автоматически сканируют амплитуду на частотах мерцания пламени (АЧХ факела пламени);
- имеют встроенный вторичный блок электроники в одном корпусе и программное обеспечение, обрабатывающее собираемую информацию в режиме реального времени и позволяющее выводить на централизованную систему управления до 1000 параметров пламени;
- они дают информацию, насколько эффективно происходит процесс горения на каждой конкретной горелке, при помощи которой можно управлять всем технологическим процессом погорелочно.

Мощный электророзжиг

Также компания «ВИЗАВИ-С» предлагает своим партнерам не только сканеры пламени, но и системы автоматического электророзжига высокой мощности. Они способны воспламенять и газ, и тяжелые горючие материалы, включая мазут, обеспечивая при этом высочайший уровень надежности розжига. Эти высокоэнергетические искровые запальники (HESI) увеличивают скорость розжига, снижая его время до 1–2 сек., и это становится возможным, потому что предлагаемые запальники дают высокую мощность (до 12 Дж) именно единичной искры, что позволяет добиться 100% розжига таких горелок. При этом используется обычный блок питания 220 В с напряжением на электрод всего 2000 В.

Сейчас стоит задача начать применение этих запальников и в нефтегазе. Ситуация следующая: есть главная (технологическая) горелка, но для того, чтобы ее разжечь, и она не гасла в процессе горения, в целях безопасности существует пилотная горелка, которая на деле горит плохо. И таких «пилоток-коптилок», которые выбрасывают в атмосферу тонны вредных веществ, — десятки тысяч. Применение запальника от «ВИЗАВИ-С» позволяет этого избежать, то есть, его использование вместе со сканером позволяет получить безотказное оборудование для розжига и контроля за пламенем. Таким образом, без снижения надежности и безопасности процесса применяется более эффективное решение, при этом экономя колоссальные средства, делая окружающую среду чище.

Автоматизация горения

При сотрудничестве с компанией «ВИЗАВИ-С» Заказчик получает простой, понятный и экономически выгодный вариант повышения эффективности технологического процесса и снижения выбросов вредных газов в атмосферу. Так как задачу надо решать в комплексе, оборудование, используемое «ВИЗАВИ-С», позволяет решить ее уже на первом уровне, и тем самым повысить надежность всей производственной системы: горения, автоматизации, управления. Таким образом, автоматизация управления процессом горения достигается путем сканирования амплитудно-частотной характеристики каждого факела, замера его температуры при помощи встроенного пирометра (сканер пламени серии 105 Paragon) и сложной математической обработки полученных данных. Аналогов такой автоматизации пока нет.

Лицом к Партнерам

Преимущество предлагаемых «ВИЗАВИ-С» решений — это доступность применения и использования новейших технологий, снижение издержек при эксплуатации в разы, кардинальное повышение надежности и безопасности. Грамотное построение отношений с Заказчиками, желание понять их потребности, индивидуальный подход к каждому вывели компанию на лидирующие позиции в этом сегменте рынка. Компания оказывает помощь в подготовке проектов, выборе оборудования, доставке, пусконаладке и последующей гарантийной и послегарантийной эксплуатации.

«ВИЗАВИ-С» – это всегда диалог и максимальная открытость для взаимовыгодного общения.

VIZ A VIS

ВАШЕ ПЛАМЯ ПОД НАШИМ КОНТРОЛЕМ
www.vizavis.ru

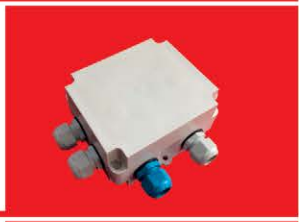
ООО «ВИЗАВИ-С»
119049, г. Москва,
ул. Большая Якиманка, д. 58/2, офис 6
тел.: +7 (495) 64 64 9 64 (SIP)
+7 (499) 238 6982, +7(495) 624 3791
моб. +7 (916) 795 4014, +7 (985) 069 9977
vist01@yandex.ru
www.vizavis.ru

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ УРОВНЯ «ia»

Оповещатель световой взрывозащищенный ОС-12/В «АЯКС» ПАШК.425543.001ТУ

- Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.03306 срок действия с 22.09.2015 г. по 21.09.2020 г.
- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 г. по 03.07.2020 г.
- Маркировка взрывозащиты **1ExibIIBT4 X** по ГОСТ 30852.0-2002
- **Степень защиты IP-66 по ГОСТ 14254-2015**

Барьер искрозащиты шлейфа «БИСШ» АТФЕ.426439.001ТУ



- Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014г. по 08.12.2019г.
- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015г. по 03.07.2020г.
- Маркировка взрывозащиты **[Exia]IIC/IIB** по ГОСТ 30852.0-2002.
- **Степень защиты IP-55 по ГОСТ 14254-2015**

Извещатели охранные точечные магнитоконтактные взрывозащищенные ИО 102-26/В «АЯКС» ПАШК.425119.008ТУ

- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 г. до 24.12.2018 г.
- Маркировка взрывозащиты **0ExiaIICT6 X** по ГОСТ 30852.0-2002.
- Декларация соответствия ТС № RU Д-RU.МЕ61.В.00197 срок действия с 25.12.2014 г. до 24.12.2019 г.
- **Степень защиты IP-66 по ГОСТ 14254-2015**
- Диапазон рабочих температур от минус 40 до 50°С.

Извещатель пожарный ручной ИП 535/В «СЕВЕР» АТФЕ.425211.001ТУ

- Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02451 срок действия с 13.05.2014 г. по 12.05.2019 г.
- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 г. по 03.07.2020 г.
- Маркировка взрывозащиты **0ExiaIICT6** по ГОСТ 30852.0-2002.
- **Степень защиты IP-55 по ГОСТ 14254-2015**

Извещатель пожарный тепловой максимальный ИП 103-10/В Устройство соединительное УС-4-Ех ПАШК.425212.050ТУ

- Сертификат соответствия № C-RU. ПБ25.В03889 действителен с 22.07.2016 г. по 21.07.2021 г.
- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В00637 срок действия с 10.07.2014 г. по 10.07.2019 г.
- Маркировка взрывозащиты ИП 103-10/В **1ExibIIBT6 X** по ГОСТ 30852.0-2002.
- Маркировка взрывозащиты УС-4-Ех **0ExiaIICT6** по ГОСТ 30852.0-2002.
- **Степень защиты IP-55 по ГОСТ 14254-2015**

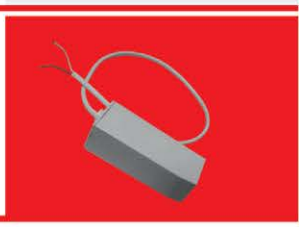
Устройство соединительное УСБ-Ех «СЕВЕР» АТФЕ.685552.001ТУ

- Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014 г. по 08.12.2019 г.
- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 г. по 03.07.2020 г.
- Маркировка взрывозащиты **0ExiaIICT6** по ГОСТ 30852.0-2002.
- **Степень защиты IP-55 по ГОСТ 14254-2015**

Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИПР 514-2/В «КУЛЬТ» ПАШК.425211.010ТУ

- Сертификат соответствия № C-RU. ПБ25.В03889 срок действия с 22.07.2016 г. по 21.07.2021 г.
- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12 .2013 г. по 24.12.2018 г.
- Маркировка **0EXiaIICT6 X** без индикации по ГОСТ Р 51330.0-99, **ExibIIBT6 X** с индикацией по ГОСТ Р 51330.0-99.
- **Степень защиты IP-54 по ГОСТ 14254-2015**
- Диапазон рабочих температур от минус 40 до 60°С.

Датчик инерционный магнитоконтактный взрывозащищенный ДИМК/В ПАШК.425119.016ТУ



- Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 г. по 24.12.2018 г.
- Маркировка взрывозащиты **0ExiaIICT6 X** по ГОСТ 30852.0-2002.
- **Степень защиты IP-65 по ГОСТ 14254-2015**
- Диапазон рабочих температур от минус 40 до 50°С.

ООО НПП «МАГНИТО-КОНТАКТ»

Россия, 390027 г. Рязань, ул. Новая 51В пом. Н4
тел.+7 (495) 320-09-97,
тел/факс: +7 (4912) 45-16-94, 45-37-88, 210-215
e-mail: 451694@bk.ru

www.m-kontakt.ru

ООО «Глобус»: уникальный опыт работы с агрессивными и криогенными средами

Расходомеры предназначены для измерения, преобразования, обработки и представления данных о расходе и количестве плавно меняющихся стационарных непрерывных потоков одно- и многокомпонентных газов (природный газ, воздух, азот, кислород, водород, попутный нефтяной газ, коксовый газ и т.п.), пара и жидкостей (вода, нефтепродукты и др.), неагрессивных к материалам составных частей расходомеров, контактирующих с измеряемой средой.

С подобной формулировки часто начинаются руководства по эксплуатации на измерительные приборы.

Но благодаря тщательно продуманному подходу при подборе материалов для составных частей расходомеров нового поколения: вихревого «Ирга-РВ», ультразвукового «Ирга-РУ», струйного «Ирга-РС», перечень агрессивных и криогенных сред, с которыми мы можем работать, постоянно расширяется.

При производстве приборов мы применяем не только материалы из нержавеющей стали, но и из сплавов «Hastelloy».

При необходимости мы производим футеровку (покрытие) внутренней поверхности расходомеров фторопластами различных марок химически устойчивых к измеряемой среде. Футеровка предотвращает преждевременный износ и налипание, что, в свою очередь, увеличивает межремонтный период.

Хастеллой (англ. Hastelloy) — наименование группы сплавов на основе никеля, имеющих высокую стойкость к коррозии. Основной функцией этих сплавов является эффективная работа при высоких температурах и давлениях, а также в условиях контакта с агрессивными веществами, когда обычные или более дешёвые сплавы должным образом не удовлетворяют технологическим требованиям

Рис. 1 — Новая разработка: ультразвуковой расходомер газа «ИРГА-РУ»

Прокладки, датчики, фланцы также подбираются из материалов, химически устойчивых к измеряемой среде.

Специально для измерения криогенных жидкостей (сжиженный водород, сжиженный кислород, сжиженный азот) были разработаны пьезодатчики, действующие при температуре минус 240°С.

Электроника расходомеров позволяет выдерживать естественную радиацию в открытом космосе длительное время.

В настоящее время мы производим и поставляем расходомеры для работы с агрессивными средами:

- хлор,
- серная кислота,
- соляная кислота, и т. п.

криогенными средами:

- сжиженный кислород,
- сжиженный водород,
- сжиженный азот, и т.п.

Доля сжиженных газов в мировом производстве энергии: сжиженного природного газа (СПГ), сжиженных углеводородных газов (СУГ), газов сжиженных нефтяных (ГСН) постоянно растет. Поэтому вопросы работы измерительного оборудования в условиях криогенных температур становятся все более насущными.

Все большее значение в народном хозяйстве приобретает транспортировка и учет сжиженных углеводородных газов СУГ.

Рис. 2 — Расходомер вихревой «Ирга-РВ» предназначен для измерения расхода газов, насыщенного и перегретого пара, жидкостей

СУГ хранят, транспортируют в жидком виде под давлением, которое создаётся собственными парами газа. Это свойство делает СУГ удобными источниками снабжения топливом коммунально-бытовых и промышленных потребителей, т.к. сжиженный газ при хранении и транспортировке в виде жидкости занимает в сотни раз меньший объем, чем газ в естественном (газообразном или парообразном) состоянии, а распределяется по газопроводам и используется (сжигается) в газообразном виде.

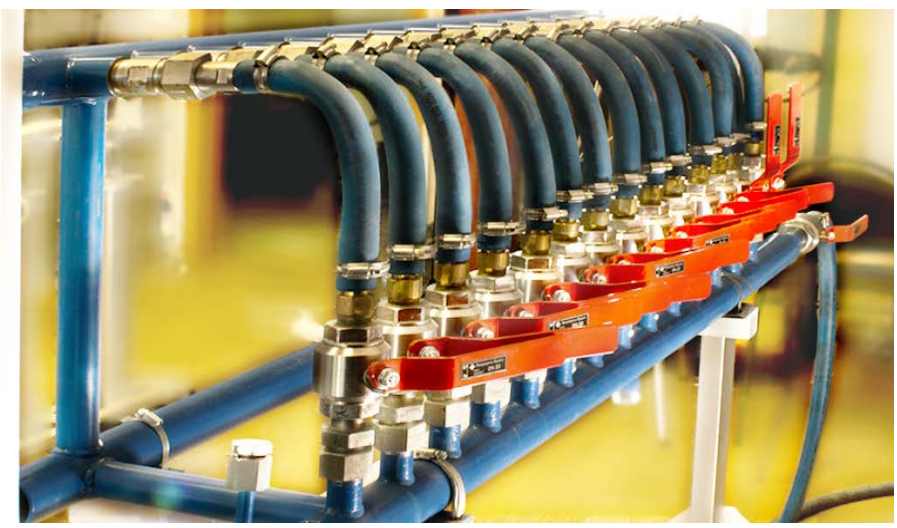


Рис. 3 — «ИРГА-ПУ»: эталонные стенды для поверки и калибровки расходомеров и счетчиков газа и пара

Доставка сжиженного газа потребителю — очень сложный и трудоемкий процесс.

Встает проблема учета объема и массы перевозимого продукта при отпуске производителем, транспортировки его морским, железнодорожным и другим транспортом, и доставки к конечному потребителю.

Коллектив ООО «ГЛОБУС» готов оказать содействие при измерении, учете и контроле на всех стадиях: добычи, транспортировки, хранении углеводородов.

Среди заказчиков наших расходомеров предприятия, входящие:

- в Госкорпорацию «РОСКОСМОС» (криогенные среды):
- АО «Конструкторское бюро химавтоматики», г. Воронеж;
- ФГУП ГКНПЦ имени М.В. Хруничева, Ракетно-космический завод, г. Москва;
- АО «НИИФИ», г. Пенза.
- в Государственную корпорацию по атомной энергии «Росатом» (агрессивные среды):
- ФГУП «ПО «Маяк», Челябинская обл., г. Озерск;
- АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск.

Наши приборы являются исключительно надежными и безотказными, что подтверждается их успешной работой, в том числе и на вышеперечисленных предприятиях.

ООО «ГЛОБУС»
308023, г. Белгород, ул. Садовая, д. 45-а
тел./факс +7 (4722) 26-42-50,26-18-46, 31-33-76
e-mail: sale@irga.ru — отдел продаж
e-mail: service@irga.ru — техническое исервисное обслуживание
e-mail: globus@irga.ru — общие вопросы
www.irga.ru

Точность контроля качества пробы повысит эффективность вашего производства

По мере того как потребитель предъявляет все более высокие требования к конечному продукту, а промышленность выводит на рынок новое аналитическое оборудование, жизненно важной становится точность контроля качества пробы. Системы отбора проб Swagelok, обеспечивают высокую репрезентативность пробы для своевременного и точного отображения данных о процессе с целью их дальнейшего анализа.

Отбор проб заключается в безопасном заборе жидкости или газа из технологической линии и последующей транспортировке в лабораторию для проведения анализа при сохранении химического состава и физических параметров пробы.

ДЛЯ ЧЕГО ИСПОЛЬЗУЕТСЯ СИСТЕМА ОТБОРА ПРОБ?

Система отбора проб позволяет контролировать:

- технологические условия;
- соответствие поточных анализаторов заданным требованиям;
- соответствие конечного продукта требованиям по качеству.

Рис. 1 — Система отбора проб (GSL)

Пробоотборная система также может применяться для проверки выбросов в окружающую среду. В каждом из указанных случаев отбор релевантной пробы играет существенную роль. Данный процесс требует соблюдения определенных условий. Например, если поместить отобранную пробу в открытую колбу для ее отправки в лабораторию, она может потерять свою актуальность, так как некоторые химические вещества при отсутствии давления могут испаряться или распадаться на фракции.

ОСНОВЫ ОТБОРА ПРОБ

Отбор проб – это наука безопасного взятия пробы из технологической линии при сохранении ее химического состава во время хранения или транспортировки с целью проведения последующего анализа. В зависимости от этапа технологического процесса, температуры, консистенции, химического состава и других факторов существует несколько способов отбора проб.

Другой важный аспект – это температура технологической среды. Многие процессы протекают при повышенных температурах, что может представлять опасность во время работы оператора. Для обеспечения безопасной работы компания Swagelok рекомендует использовать охладители проб для случаев, когда температура превышает 140°F (60°C). Важно помнить о том, что повышенные температуры могут влиять на целостность проб.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ОТБОРА ПРОБ

Системы отбора проб Swagelok предлагают решения в сфере отбора газовых и жидкостных (не вязких) проб единообразным и надежным образом. Отбор пробы производится в один из двух типов емкости:

1) стеклянные либо полиэтиленовые колбы без давления: модуль отбора жидкостных проб (GSL) (рис. 1);
2) металлические баллоны под давлением: модуль отбора проб (GSM) (рис. 2).

Рис. 2 — Система отбора проб с промывкой (GSM)

Система отбора жидкостных проб (GSL) — это система отбора жидкостных проб в колбу без давления, которую можно извлекать и перевозить без риска утечки или испарения (Рис.1), что достигается благодаря использованию колбы с самогерметизирующейся крышкой с диафрагмой. Пробоотборники постоянного объема — это дополнительная опция, которая обеспечивает усиленную безопасность. В этой опции давление рабочей среды полностью изолировано от пробоотборной колбы и оператора, что позволяет избежать перелива и избыточного давления.

МОДУЛЬ ОТБОРА ПРОБ (GSM)

В модуле отбора проб (GSM) используются пробоотборные баллоны высокого давления, которые не допускают утечку пробы даже под давлением и являются износоустойчивыми во избежание случайного повреждения. Модуль отбора проб (GSM) — это самый надежный метод отбора проб. Система отбора проб GSM (Рис. 2) по замкнутому циклу извлекает пробу из процесса с положительным давлением и возвращает обратно в процесс в точке более низкого давления (например, перед насосом), используя перепад давления для продвижения среды по пробоотборной системе. Этот цикл образует путь движения потока, который, соединяясь с пробоотборником, затем возвращается в процесс или в факел для сжигания неиспользованного газа. Модуль отбора проб (GSM) можно оставить на обводной трубе или в месте отбора проб на неограниченное время, при этом линии транспортировки остаются чистыми (с нулевым временем очистки) и готовыми для отбора пробы. Разрывная мембрана является дополнительной опцией для каждой системы GSM. Компенсационный клапан также может быть добавлен к системе отбора проб для достижения большей защиты пробоотборного баллона от избыточного давления при перепадах температуры или от перелива.

Компания предлагает различные варианты модулей отбора проб, в зависимости от типа среды, параметров системы и требований, предъявляемых к системе.

Пробоотборные системы Swagelok (рис. 3) включают в себя такие компоненты как: фитинги, трубка, запорные и переключающие клапаны, быстроразъемные соединения и гиие шланги. Заказчик получает готовое, собранное, протестированное решение «под ключ» с гарантией высочайшего качества.

Рис. 3. Модули отбора проб Swagelok

Swagelok Россия
www.swagelok.ru
+7 495 956 52 25

Открытое акционерное общество
«Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности»
Некоммерческая организация
«Фонд развития трубной промышленности»

ФРТП

ТМК РосНИТИ

XXIII Международная научно-практическая конференция

“ТРУБЫ - 2018”

Трубная промышленность сегодня и завтра

17 – 19 сентября 2018 г.
Челябинск

Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности и Фонд развития трубной промышленности при поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Российского союза промышленников и предпринимателей

проводят

Международную научно-практическую конференцию разработчиков, производителей и потребителей трубной продукции.

Основные цели:

• Анализ современного состояния и актуальных проблем мировой и российской трубной промышленности. Основные тенденции и факторы развития трубной промышленности. Деятельность компаний в условиях адаптации к глобальным вызовам мирового рынка.
• Развитие межотраслевой кооперации как перспективной формы взаимодействия разработчиков, производителей и потребителей с целью оперативного поиска и создания прорывных технологий и выпуска новых видов продукции.
• Анализ текущего состояния системы технического регулирования и стандартизации в трубной отрасли.
• Организация научных дискуссий в научно-технической сфере, обмен информацией о технологиях и достижениях по поиску инновационных решений на основе ключевых факторов промышленного развития.

Планируется работа специализированных тематических секций:

- Инновационные технологии и оборудование производства трубной стали, заготовки, рулонного и листового проката.
- Инновационные технологии и оборудование производства и применения трубной продукции.
- Современное испытательное, диагностическое и другое исследовательское оборудование.
- Защита от коррозии и повышение эксплуатационной надежности.

Доклады участников конференции войдут в Сборник трудов и будут включены в Российский индекс научного цитирования.

Информационные материалы и регистрация доступны на сайте конференции
www.rosniti.ru
Предложения по организации работы конференции направлять по адресу:

ОАО «РосНИТИ», 454139, Челябинск,
ул. Новороссийская, 30
Тел/факс: (351) 734-70-60; (351) 225-02-22
E-mail: Tubes@rosniti.ru

Дополнительную информацию по проведению конференции и условиях участия можно получить по адресу **Tubes@rosniti.ru**

ГЛАВНЫЕ СПОНСОРЫ

ТМК Трубная Металлургическая Компания
ОМК
ЧТПЗ

СПОНСОР

SMS group

14-й Российский Нефтегазовый Конгресс / RPGC 2018
Москва, 18–19 июня
OILGASCONGRESS.RU

25 лет является ведущей в России международной площадкой для обсуждения актуальных вопросов нефтегазовой отрасли на межгосударственном и бизнес-уровнях.

14-я Международная выставка НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2018
Москва, 18–21 июня
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 26–28 июня
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

конференция **САММИТ РУКОВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СТРАН СНГ**
Сочи, 28–29 июня
EUROPETRO.RU

Стратегическое мероприятие, направленное на нефте- и газоперерабатывающую отрасль России, стран СНГ и Каспийского региона.

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 4–5 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Форум посвящен реализации важнейших стратегических нефтегазовых проектов региона от Красноярского края до Сахалинской области.

конференция **ГЕОБАЙКАЛ 2018**
Иркутск, 11–17 августа
EAGE.RU

Конференция ориентирована на специалистов в области геологии и геофизики, деятельность которых связана с Восточной Сибирью, Дальним Востоком и Азиатско-Тихоокеанским регионом.

выставка **НЕФТЬ, ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 4–6 сентября
OILEXPO.RU

Крупнейшее международное мероприятие нефтегазовой отрасли России, отмеченное знаками Всемирной ассоциации выставочной индустрии и Российского Союза выставок и ярмарок.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2018**
Геленджик, 10–14 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и ученых из России и СНГ.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН Севастополь, 10–14 сентября**
TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 11–14 сентября
VCUDMURTIA.RU

Демонстрация достижений и возможностей предприятий Удмуртии, регионов РФ и стран зарубежья, чья продукция выпускается для промышленного и топливно-энергетического комплекса.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействие с лицензиарами, практика импортозамещения.

саммит **ПРОМЫШЛЕННОСТЬ 4.0 ЦИФРОВОЙ ЗАВОД**
Москва, 13 сентября
SMARTPROM.ORG

В рамках российского межотраслевого саммита высшее руководство производственных предприятий получит пошаговый алгоритм и практические инструменты для перехода к Цифровому Заводу.

конференция **KDR 2018**
Казахстан, Астана, 13 сентября
WWW.KAZAKHSTANDRILLINGROUNDTABLE.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит под патронажем АО НК «КазМунайГаз».

конференция **ТРУБЫ**
Челябинск, 17-19 сентября
ROSNITI.RU

Крупнейшая отраслевая конференция для российских и иностранных ученых, потребителей и производителей трубной продукции.

конференция **ГРП В РОССИИ: ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ**
Калининград, 18–20 сентября
RCA.SPE.ORG

Первая техническая конференция SPE в России, посвященная гидроразрыву пласта, состоялась в 2010 году, и с тех пор с неизменным успехом проходит раз в два года.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 18–21 сентября
EXPO72.RU

Цель — содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Тюмень, 19–20 сентября
OILGASFORUM.RU

Ежегодное деловое мероприятие международного уровня с нефтегазовой повесткой. Включает уникальную экспозицию инновационных технологий и проектов в области ТЭК.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 19–20 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Сочи, 24–29 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный нефтегазовый форум. Площадка для обсуждения проблем в области строительства и ремонта скважин, обмена опытом, презентации новых технологий, оборудования, материалов.

26-я Казахстанская Международная выставка и конференция **НЕФТЬ И ГАЗ**
Алматы, Казахстан, 26–28 сентября
KIOGE.RU

KIOGE заслуженно имеет статус крупнейшего и наиболее авторитетного нефтегазового мероприятия в Казахстане и Центрально-Азиатском регионе.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 26–28 сентября
SNGEXPO.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 26–28 сентября
OIL.EXPOPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

VIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 2–5 октября
GAS-FORUM.RU

Ведущая площадка для обсуждения актуальных вопросов развития мировой газовой отрасли.

выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**
Санкт-Петербург, 2–5 октября
ROSGASEXPO.RU

Отраслевое мероприятие в России, посвященное достижениям в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.

конференция и выставка **OFFSHORE MARINTEC RUSSIA**
Санкт-Петербург, 2–5 октября
OFFSHOREMARINTEC-RUSSIA.RU

Уникальный для российского выставочного рынка проект, посвященный судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения Арктики и континентального шельфа.

форум **РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ**
Москва, 3–6 октября
RUSENERGYWEEK.COM

Демонстрация перспектив российского топливно-энергетического комплекса и реализация потенциала международного сотрудничества в сфере энергетики.

конференция **SPE**
Москва, 15–17 октября
SPE.ORG

Главное мероприятие SPE в регионе для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.

семинар-конференция **THERMAL EOR**
Ченду, Китай, 15–19 октября
SKLWORKSHOP.SWPU.EDU.CN

В ходе конференции будут участвовать ведущие специалисты из компаний и университетов по тепловым методам увеличения нефтеотдачи со всех стран мира.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 17 октября
N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**
Альметьевск, 17–19 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 22–27 октября
OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

выставка **PCVEXPO**
Москва, 23–25 октября
PCVEXPO.RU

Эффективная бизнес-площадка для привлечения новых клиентов — потребителей промышленных насосов, компрессоров, трубопроводной арматуры и приводов.

выставка **NDT RUSSIA**
Москва, 23–25 октября
NDT-RUSSIA.RU

NDT Russia — самая посещаемая в России и странах ближнего зарубежья выставка оборудования для неразрушающего контроля и технической диагностики.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА ХИМИЯ Самара, 23–25 октября**
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

форум **ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 2018**
Москва, 25 октября
GEOLOGORAZVEDKA2018.RU

Форум «Геологоразведка» — это крупнейшая дискуссионная площадка геологоразведочной отрасли, объединяющая представителей бизнеса, государства, научного и экспертного сообществ.

выставка **САХАПРОМЭКСПО-2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ**
Якутск, 6–8 ноября
SES.NET.RU

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа, новые технологии.

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки

MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Министерство природных ресурсов и экологии РФ

РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей

Союз нефтегазопромышленников России

KDR
Скважинный инжиниринг

2018

4-й KDR - Скважинный Инжиниринг

Сентябрь 2018

Дворец Независимости, Астана

Проводится совместно с генеральным партнером и платиновым спонсором - **НИИ ТДБ КМГ**

ҚазМұнайГаз
ҒЫЛЫМИ-ЗЕРТТЕУ ИНСТИТУТЫ ӨНДІРУ ЖӘНЕ БҰРҒЫЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

KAZENERGY

www.kazdr.kz

СОЮЗ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ КАЗАХСТАНА
KazService

Улучшение экономики во всем жизненном цикле скважины

Карпушин Олег Вячеславович, Исполнительный вице-президент по добыче, разведке и нефтесервисам АО НК «КазМунайГаз», цитата с 3-го KDR

Получите более подробную информацию у Дага Робсона, Директора отдела продаж

doug.robson@rogtecmagazine.com
+34 951 388 667

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019

15-18 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА

Messe Düsseldorf

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SibExpo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2018 ГОД

Восьмая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ

ЯКУТСК, 6 – 8 ноября

Двенадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2018

НИЖНЕВАРТОВСК, 14 – 15 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

12 сентября 2018 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2018 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

5 декабря 2018 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

14 марта 2019 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

31 мая 2019 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Генеральный партнер выставки ООО «САМАРАВОЛГОМАШ»

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

17-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ, ПОСВЯЩЕННАЯ 75-ЛЕТИЮ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
17–19 ОКТЯБРЯ 2018

NT-EXPO.RU

NKNH.RU

+7 (8555) 40-64-39
sales@nknh.org.ru

СВЫШЕ

120

НАИМЕНОВАНИЙ ПРОДУКЦИИ

ПАО «Нижнекамскнефтехим» производит продукцию в четырех основных категориях: синтетические каучуки, пластики, мономеры, прочие продукты – и может осуществлять комплексные пакетные поставки каучуков и пластиков.

ВХОДИМ В

ТОП-10

МИРОВЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ СИНТЕТИЧЕСКИХ КАУЧУКОВ

Компания является крупнейшим в мире производителем полиизопрена (43% мирового рынка) и находится в тройке ведущих мировых компаний по производству бутиловых и галобутиловых каучуков.

Предлагаем принять участие в торгах на покупку продукции, а также осуществить закупку по прямому контракту.

Генеральный спонсор ХК Нефтехимик

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

Swagelok
Высочайшее качество для
самых ответственных применений
PRIDE PORTLAND
Готовые решения и компоненты для жидкостных и газовых систем
Swagelok Россия | www.swagelok.ru | +7 495 956 52 25