№5 (65) СЕНТЯБРЬ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

Новые Технологии

Поздравляем вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности

ГАЗПРОМ

Оценка прочности подземных трубопроводов
Коррозионный мониторинг

ИННОВАЦИИ

Петроупругое моделирование
Перспективы разведочных скважин
Увеличение октанового числа автобензинов

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Моделирование образования парафинов

АО «Новые технологии» - один из лидеров в сервисе трубопроводов ТЭК
www.zao-nt.com

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

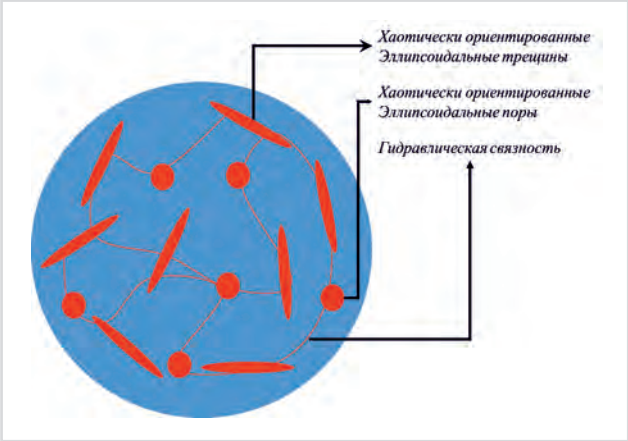
Геология

12 Е.М. Якупова. Прогнозирование литолого-физических свойств геологических разрезов северной части Предверхоянского прогиба с помощью оптимизационной технологии динамической интерпретации

Геофизика

17 Е.М. Голь, Н.С. Авдеев. Анализ атрибута «флюид-фактор» при интерпретации данных многоволновой сейсморазведки

21 М.Ф. Гасеми, И.О. Баюк. Петроупругое моделирование карбонатных пород-коллекторов с использованием модели двойной пористости



ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Сервис

26 Уверенно двигаться вперед — группе компаний «Система-Сервис» 10 лет

Добыча

29 М.А. Кищенко, А.Н. Александров, М.К. Рогачев, Е.А. Кибирев. Моделирование процесса образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами

Газовая промышленность

37 Ю.П. Пеливанов, Р.Ф. Шарафутдинов, В.П. Тюрин, Н.Н. Николаев, Ю.А. Долгих. Разведочная скважина как перспективный элемент системы разработки нового месторождения

42 Группа компаний ЭНЕРГАЗ — будущее начинается в настоящем

Сервис

48 Опыт модернизации освещения ремонтного комплекса

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (65) сентябрь 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 08-18/12-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 04.09.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

51 С.Л. Голофаст, С.А. Шоцкий. Вероятностный подход к оценке прочности температурно-деформируемых участков подземных трубопроводов

Трубы

60 А.А. Антонов, А.П. Летуновский. Возможности оценки и снятия остаточных напряжений в трубах больших диаметров

Коррозия

63 А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов. Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Переработка

69 Е.А. Зеленская, Т.В. Зеленская, А.А. Ладенко. Особенности коксообразования на органически модифицированных цеолитных катализаторах нефтепереработки

73 Ю.Л. Кузнецов, А.В. Бураков, А.С. Перминов, С.Ю. Титова, С.Э. Шарифова. Развитие технологий глубокой адсорбционной осушки природного газа в установках подготовки импульсного газа

КИПиА

Энергетика

80 В.И. Завидей, В.С. Ларин, А.Ю. Волков, С.А. Дробышевский. К диагностике технического состояния обмоток силовых трансформаторов после воздействия токов коротких замыканий

Измерительные приборы

86 Измерительные приборы и устройства «Ирга» от компании «ГЛОБУС»

МЕРОПРИЯТИЯ

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

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@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:
Helmut Gaertner — Ph.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Ph.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Ахапкин М.Ю. — к.т.н.
Аширмамедов М.А. — д.г.-м.н. (Туркменистан)
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Ишматов З.Ш. — к.т.н.
Кемалов А.Ф. — д.т.н., профессор
Кемалов Р.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Лукьянов О.В.
Мануков В.С.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Муртазина Т.М. — к.т.н.
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

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

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

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

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:
5 (65) september 2018

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:
Andrey Shevtsov / design@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:
Helmut Gaertner — Ph.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Ph.D., professor (Canada)
Abukova L.A.— Ph.D., professor
Altunina L.K. — Ph.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Sc.D.
Ashirmamedov M.A. — Ph.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Ph.D.
Bektenov N.A. — Ph.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Ph.D., corresponding member, RAS
Vologh Yu.A. — Ph.D.
Gogonenkov G.N. — Ph.D., professor
Zavidei V.I. — Ph.D., professor
Indrupskiy I.M. — Ph.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Sc.D.
Kemalov A.F. — Ph.D., professor
Kemalov R.A. — Sc.D.
Kotelnikova E.N. — Ph.D., professor
Lukyanov O.V.
Manukov V.S.
Morozov V.P. — Ph.D., professor
Murtazina T.M. — Sc.D.
Pesin M.V. — Sc.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Ph.D.
Telyashv E.G. — Ph.D., professor
Shuster V.L. — Ph.D., professor

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Elena M. Yakupova. Prediction of the lithological and physical properties of geological sections of the Predverhoyansky foredeep northern part by means of optimization technology of dynamic interpretation 12

Geophysics

Yevgenia M. Gol, Nickolay S. Avdeev. Interpretation of multiwave seismic data with analysis of the fluid factor attribute 17

Mohammad F. Ghasemi, Irina O. Bayuk. Petroelastic modeling of carbonate rocks using a dual porosity model 21

PRODUCTION

Oil production

Maxim A. Kischenko, Aleksandr N. Aleksandrov, Mikhail K. Rogachev, Evgeny A. Kibirev. Simulation of wax deposits formation in wells using electric submersible pumps 29

Gas industry

Yuriy P. Pelivanov, Ruslan F. Sharafutdinov, Viktor P. Tyurin, Nikolay N. Nikolayev, Yuriy A. Dolgikh. Exploration well as a perspective element of the development system of a new field 37

Pipeline

Sergey Golofast, Sergey Shockiy. Probabilistic approach to the evaluation of the strength of temperature-deformable sections of underground pipelines 51

Corrosion

Aleksandr Y. Koryakin, Dmitriy V. Dikamov, Vladimir F. Kobychev, Igor V. Kolinchenko, Aleksandr D. Yusupov. Development of a corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field 64

Oil refining

Elena A. Zelenskaya, Tatiana V. Zelenskaya, Aleksandra A. Ladenko. Features of coke formation on organically modified zeolite catalysts of oil refining 69

ELECTRICAL ENGINEERING

Viktor I. Zavidey, Vasiliy S. Larin, Aleksey Yu. Volkov, Sergey A. Drobyshevskiy. Technical condition assessment of power transformer windings after impact of short-circuit current 80

Activities 89

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

ISSUE DATE: 04.09.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

Поздравляю вас с профессиональным праздником - Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Россия уверенно удерживает лидирующие позиции по экспорту газа и нефти, демонстрируют рекордные показатели добычи сырья. За последние шесть лет объем ежегодных инвестиций в нефтегазовый сектор вырос более чем в два раза. Продолжается активное освоение новых нефтяных и газовых месторождений. Недавними важными событиями стали ввод в эксплуатацию Эргинскиого нефтегазодобывающего кластера, запуск новых участков северного магистрального нефтепровода, модернизация Балтийской трубопроводной системы и ВСТО, что дало дополнительные возможности транспортировки сырья на российские заводы и перспективные внешние рынки. Реализуются крупные добычные проекты в газовом секторе, идет строительство газопроводов «Сила Сибири», «Северный поток-2», «Турецкий поток», созданы хорошие возможности для расширения производственных мощностей СПГ. Уверенно развивается рынок газомоторного топлива, продолжается газификация субъектов федерации.

За достижениями страны стоит труд десятков, сотен тысяч людей. Только благодаря вам - яркой, сплоченной и профессиональной команде - Россия остается ведущим игроком в мировой энергетике, имеет репутацию надежного и ответственного поставщика. Благодаря вам появляются новые современные заводы, прокладываются газо- и нефтепроводы, развиваются территории, где еще вчера не ступала нога человека. Российские энергетики уже давно всем доказали, что для них нет невыполнимых задач.

В этот праздничный день хотел бы поблагодарить ветеранов и работников отрасли за любовь к своему делу, ответственность, глубокое понимание текущих задач.

Желаю вам, уважаемые коллеги, успехов, оптимизма, крепкого здоровья и семейного благополучия!

Министр энергетики
Российской Федерации
Александр Новак

Уважаемые коллеги!

Наша отрасль является ключевой для российской и мировой экономики. И перспективы дальнейшего развития впечатляют не меньше, чем те успехи, которых мы уже добились. С каждым годом методы нашей работы становятся более технологичными, а задачи – сложнее, но интересней. Мы стремимся к большему и отвечаем на новые вызовы.

Желаю Вам успехов в реализации самых смелых начинаний, здоровья и благополучия!

С уважением,
Александр Дюков
председатель правления
ПАО «Газпром нефть»

Дорогие коллеги!

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

Главная ценность ЛУКОЙЛа - это сотрудники, многотысячная команда профессионалов. Мы создаем возможности для постоянного развития персонала, работаем над улучшением условий труда, регулярно индексируем заработную плату.

Ведь именно благодаря вашему опыту, таланту и ответственности ЛУКОЙЛ на протяжении многих лет показывает высокие производственные и финансовые результаты.

Продолжается рост добычи на ключевых новых месторождениях –имени Владимира Филановского и Юрия Корчагина, Пякяхинском, Ярегском, на проектах в Узбекистане. Российские нефтеперерабатывающие заводы после масштабной программы модернизации вышли на оптимальные режимы работы. Обеспечен рост продаж топлива и моторных масел. Отмечено улучшение по всем значимым экологическим показателям. Все это было бы невозможным без ежедневного труда тысяч нефтяников.

В этот праздничный день я хочу поблагодарить ветеранов отрасли, поздравить каждого нашего работника, представителей подрядных, сервисных организаций, пожелать новых профессиональных достижений, здоровья и личного счастья.

Президент ПАО «ЛУКОЙЛ»
Вагит Алекперов

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности и желаю новых свершений, надежных партнеров и стабильности, динамичного развития, профессиональных и личных успехов, благополучия и здоровья!

В этот день мы с особой гордостью ощущаем свою причастность к уникальному профессиональному сообществу работников ТЭК!
С праздником, уважаемые нефтяники и газовики!

Генеральный директор АО «Новые технологии»
Рафис Раисович Мухаметшин

Уважаемые читатели!

День работников нефтяной и газовой промышленности — праздник всех, кто связал свою судьбу с этой нелегкой профессией.

Редакция журнала "Экспозиция Нефть Газ" сердечно поздравляет наших читателей, партнеров, авторов, членов редакционного совета, а также всех-всех нефтяников, газовиков и энергетиков с профессиональным праздником.

Хотим выразить искреннюю признательность за ваш самоотверженный труд, надежность и ответственность. Мы гордимся тем, что работаем с вами, лучшими представителями нефтегазовой отрасли.

Желаем вам неиссякаемых запасов природных ресурсов, рациональных и уникальных идей по обработке и использованию заветного сырья, успехов в вашем нелегком труде. Здоровья, счастья и удачи. С Днем нефтяника!

Выпускающий редактор
журнала "Экспозиция Нефть Газ"
Тимур Бикбаев

УДК 551

Прогнозирование литолого-физических свойств геологических разрезов северной части Предверхоянского прогиба с помощью оптимизационной технологии динамической интерпретации

Е.М. Якупова
научный сотрудник отдела геологии и мониторинга ГРР новых регионов РФ
emyakupova@gmail.com

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия

Многие геологи считают предгорные прогибы перспективными в плане обнаружения залежей нефти и газа. История развития рассматриваемой северной части Предверхоянского прогиба говорит о ряде предпосылок, позволяющих считать данную территорию благоприятной для формирования различных типов ловушек. Изучаемая территория имеет аномально низкую степень геолого-геофизической изученности. На основе новых геолого-геофизических работ, проведенных в 2014–2016 гг. в северной части Предверхоянского прогиба, были получены новые данные о геологическом строении изучаемой территории. В результате был дан прогноз нефтегазоперспективных зон. В связи с актуальностью прогноза фильтрационно-емкостных свойств перспективных отложений была применена методика ОТДИ (оптимизационная технология динамической интерпретации). Данная технология на качественном уровне выявляет зоны с улучшенными коллекторскими свойствами, и тем самым, в будущем, позволит более эффективно проводить поисково-разведочные работы.

Материалы и методы
Геологическая интерпретация сейсмоакустических разрезов, полученных с помощью методики ОТДИ

Ключевые слова
Предверхоянский прогиб, сейсмические исследования, динамическая интерпретация

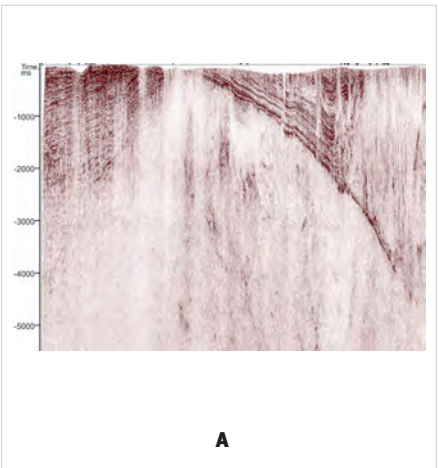
Многие ученые-геологи (Гайдук В.В., Соборнов К.О., Худолей А.К. и др.) считают, что предгорные прогибы являются крупнейшими зонами аккумуляции углеводородов. На сегодняшний день, в связи с необходимостью восполнения отечественной минерально-сырьевой базы углеводородов, существует потребность в освоении малоизученных нефтегазоперспективных площадей. Северная часть Сибирской платформы представляет собой совокупность территорий с большим нефтегазогенерационным потенциалом и неразведанными ресурсами. Одной из них является северная часть Предверхоянского прогиба.

Перспективы возможности обнаружения залежей углеводородов в северной части Предверхоянского прогиба подтверждают многочисленные проявления нефти, газа и битумов на рассматриваемой и соседних территориях. Кроме того, на соседних территориях открыты месторождения углеводородов на Вилюйской синеклизе, месторождения углеводородов в центральной части Предверхоянского прогиба и Оленекское месторождение битумов на Анабарской антеклизе. Основные перспективы нефтегазоносности Предверхоянского прогиба связаны с отложениями палеозоя и нижнего мезозоя.

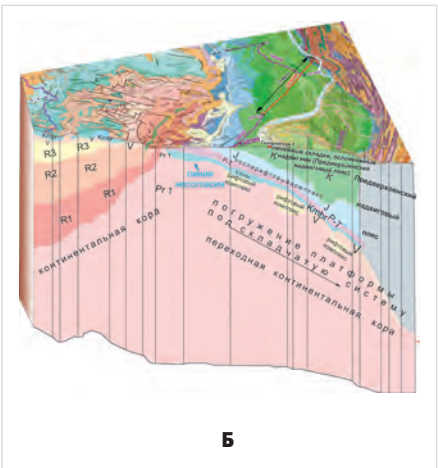
Степень геолого-геофизической изученности территории северной части Предверхоянского прогиба (площадь составляет около 100 тыс. км^2) аномально низкая. Плотность сейсмических профилей составляет 0,03 км/км^2, в пределах изучаемой территории пробурено всего пять скважин.

В северной части Предверхоянского прогиба в 2014–2016 гг. были проведены геолого-геофизические работы, включающие региональные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 1600 пог. км [1, 2, 3]. Анализ и геологическая интерпретация данных материалов позволила существенно уточнить геологическую модель изучаемого прогиба: уточнено тектоническое строение рассматриваемого прогиба, уточнены границы зон распространения кембрийских отложений, а также геологическая модель Кютингдинского грабена, изучение которого имеет огромное значение при оценке нефтегазоперспективности северной части Предверхоянского прогиба [3].

Территория Предверхоянского прогиба прошла несколько этапов развития, характерных для предгорных прогибов. Первый этап — это этап рифейско-раннепалеозойского накопления мощных осадочных толщ на пассивном континентальном шельфе. Далее территория развивалась в условиях среднепалеозойского рифтогенеза, позднепалеозойско-ранне-среднемезозойской лавинной седиментации и позднеюрско-раннемелового складчато-надвигового



А



Б

Рис. 1 — Современный геологический разрез северной части Предверхоянского прогиба: А) на сейсмическом разрезе профиля 2014-2016 гг.; Б) блок-диаграмма северной части Предверхоянского прогиба (построила Якупова Е.М., 2017 г.)
Fig. 1 — The modern geological section of the Predverhoyansky foredeep northern part on the: A — seismic section of the profile 2014–2016, B — block diagram of the Predverhoyansky foredeep northern part. (Built by Elena Yakupova, 2017).

Рис. 2 — Схема нефтегазоносной системы северной части Предверхоянского прогиба (построила Якупова Е.М., 2018 г.)
Fig. 2 — The scheme of the petroleum systems of the Predverhoyansky foredeep northern part, built by Elena Yakupova, 2018.

тектоногенеза. На сейсморазрезах профилей 2014–2016 гг. достаточно четко можно выделить границы, отражающие основные этапы развития данной территории (рис. 1).

Результаты анализа новых геолого-геофизических данных 2014–2016 гг. и уточненной геологической модели северной части Предверхоянского прогиба, а также различные предпосылки формирования залежей говорят о перспективах выявления зон нефтегазонакопления на исследуемой территории.

Вновь созданная геологическая модель северной части Предверхоянского прогиба позволяет проанализировать ее нефтегазоносную систему. На основе этого анализа автором построена схема нефтегазоносной системы северной части Предверхоянского прогиба (рис. 2).

Дан прогноз нефтегазоперспективных зон и локальных объектов северной части Предверхоянского прогиба на основании анализа следующих критериев: структурный, литологический, геохимический, оценка качества резервуаров, прогноз зон потенциального углеводородонакопления по палеореконструкциям, проведение аналогии прогнозируемых ловушек с месторождениями Сибирской платформы (Бысыхтахское месторождение, месторождения Ангарской зоны складок) и месторождений Днепрово-Донецко-Припятского грабена.

Ни в одной из пяти пробуренных скважин северной части Предверхоянского прогиба не было получено промышленных притоков углеводородов. Фильтрационно-емкостные свойства верхнепалеозойских-нижнемезозойских отложений всех скважин в среднем составляет: коэффициент пористости на приплатформенной части прогиба — 12%, на прискладчатом крыле — около 7%. Коэффициент проницаемости на приплатформенной части прогиба — до 130 мД, на прискладчатом крыле — не превышает десятых долей миллидарси. Лишь в опорной скважине Джарджанская-1 фильтрационно-емкостные свойства составляют: коэффициент пористости песчаников — 7–18% и коэффициент проницаемости до 28 мД, но это связано с тем, что скважина расположена на платформенной части Предверхоянского прогиба (рис. 3).

Таким образом, определение коллекторских свойств геологических разрезов является актуальной задачей для территории северной части Предверхоянского прогиба. В связи с этим для прогнозирования литолого-физических свойств была применена оптимизационная технология динамической интерпретации (далее — ОТДИ), разработанная Кондратьевым И.К., и успешно применяемая для территорий с низкой геолого-геофизической изученностью [4, 5].

Динамическая интерпретация с помощью оптимизационной технологии динамической интерпретации состоит из следующих этапов:

1. построение геоакустических моделей скважин и привязка их к сейсмическим временным разрезам;
2. установление связей акустических параметров с литологическим составом пород;
3. дополнительная обработка временных разрезов с целью уменьшения влияния ВЧР (верхней части разреза) и повышения отношения сигнал/помеха;
4. преобразование сейсмических разрезов в разрезы пластовых скоростей V(t,x) (сейсмоакустические разрезы) программой пластовой акустической инверсии;
5. интерпретация сейсмоакустических разрезов с целью прогнозирования литолого-физических свойств пластов.

Автором статьи была проведена геологическая интерпретация полученных с помощью технологии ОТДИ сейсмоакустических разрезов с целью выделения на качественном уровне зон с улучшенными коллекторскими свойствами. Зоны с улучшенными коллекторскими свойствами были выделены в прогнозируемых локальных объектах, рекомендуемых для проведения первоочередных поисково-разведочных работ (антиклинальные структуры в зоне Сетасской структуры, антиклинальные структуры в Уэль-Сиктяхской зоне в пределах Кютингдинского грабена [1, 2, 3] — рис. 4 и 5), что позволит в будущем более эффективно провести бурение параметрических и поисковых скважин.

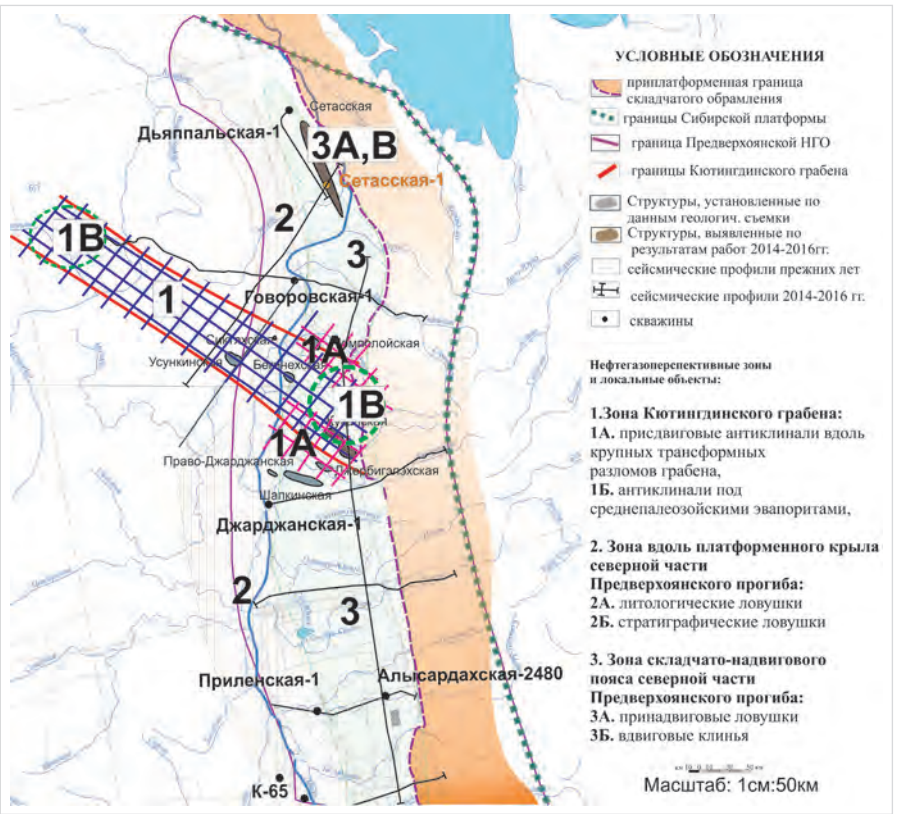


Рис. 3. Схема нефтегазоперспективных зон и локальных объектов северной части Предверхоянского прогиба (составила Якупова Е.М., 2018 г.)
Fig. 3 — Scheme of prospective oil and gas areas and local objects of the Predverhoyansky foredeep northern part, built by Elena Yakupova, 2018.

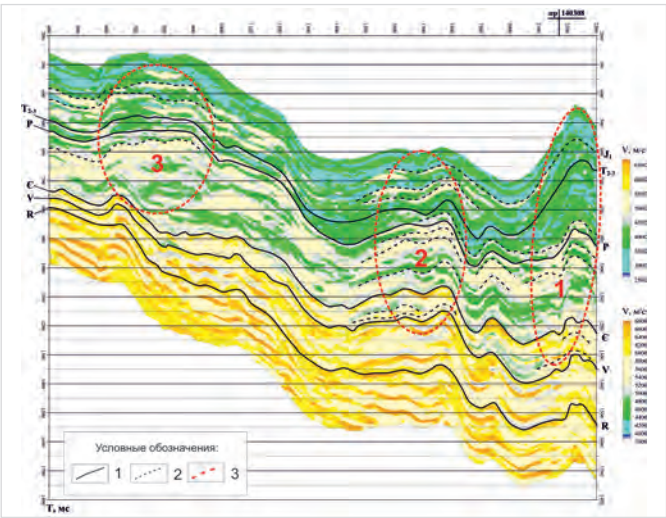


Рис. 4 — Геологическая интерпретация сейсмоакустического разреза по профилю 140304а в зоне Сетасской структуры (геологическая интерпретация — Якупова Е.М., построение сейсмоакустических разрезов — Кондратьев И.К., Киссин Ю.М, 2017 г.)

1 — кровля прослеживаемых сейсмограниц, 2 — кровля прогнозируемых зон с повышенным содержанием коллекторов, 3 — объекты ГРР (1 — первоочередной, 2–3 — объекты в пределах которых рекомендуется проведение сейсморазведочных работ 2Д)

Fig. 4 — Geological interpretation of seismoacoustic section 140304a

1-the roof is traceable seismogenic, 2 — roof projected with very high maintenance of reservoirs, 3-objects of exploration works (1 — priority, 2-3 — objects within which it is recommended to carry out seismic works 2D), geological interpretation — Elena Yakupova, the construction of seismic and acoustic cuts — Kondrat'ev I. K., Kissin Y.M., 2017

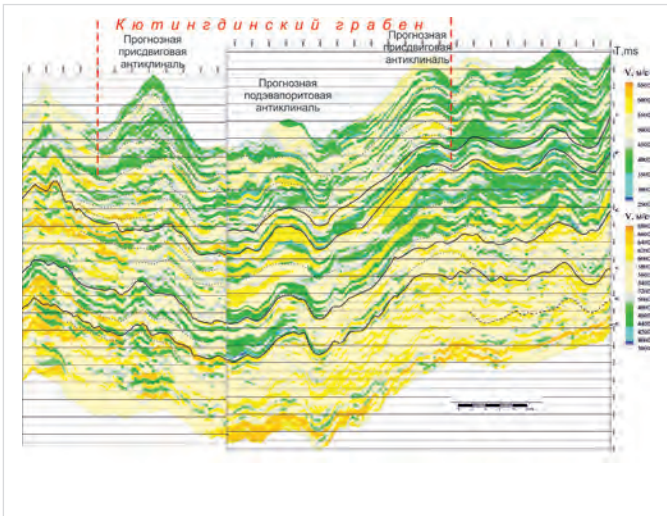


Рис. 5 — Геологическая интерпретация фрагмента сейсмоакустического разреза по профилю 140306, район Уэль-Сиктяхской зоны в пределах Кютингдинского грабена (геологическая интерпретация — Якупова Е.М., построение сейсмоакустических разрезов — Кондратьев И.К., Киссин Ю.М, 2017 г.)

1 — кровля прогнозируемых зон с повышенным содержанием коллекторов, 2 — прогнозируемые присдвиговые антиклинали, 3 — прогнозная подэвапоритовая антиклиналь

Fig. 5 — Geological interpretation of a fragment of the seismoacoustic section 140306 (district Uel'-Siktyahsky areas within Kutingdinsky Graben).

1 — the roof of the predicted areas with a high content collectors, 2 — projected shift-line anticline, 3 — predictive under evaporite anticline, geological interpretation — Elena Yakupova, the construction of seismic and acoustic cuts — Kondrat'ev I. K., Kissin Y.M., 2017.

Итоги

Дан прогноз зон с улучшенными коллекторскими свойствами в пределах первоочередных объектов поисково-разведочных работ в северной части Предверхоянского прогиба.

Выводы

В результате анализа материалов геолого-геофизических работ 2014–2016 гг. в северной части Предверхоянского прогиба было уточнено геологическое строение рассматриваемой территории. На основе уточненной геологической модели северной части прогиба дан прогноз нефтегазоперспективных зон и локальных объектов. В связи с актуальностью прогноза фильтрационно-емкостных свойств перспективных отложений, для уточнения литолого-физических свойств геологических разрезов северной части Предверхоянского прогиба была применена методика ОТДИ. В результате комплексного применения геологической интерпретации сейсмических разрезов профилей 2014–2016 гг. и геологической интерпретации сейсмоакустических разрезов по результатам динамической интерпретации с помощью ОТДИ дан прогноз наиболее перспективных зон для проведения первоочередных поисково-разведочных работ в северной части Предверхоянского прогиба. В будущем при прогнозировании литолого-физических свойств геологических разрезов северной части Предверхоянского прогиба и на других подобных малоизученных территориях со сложной характеристикой фильтрационно-емкостных свойств рекомендуется комплексное применение геологической интерпретации сейсмических разрезов и динамической интерпретации с помощью методики ОТДИ.

Литература

1. Мигурский Ф.А., Якупова Е.М. Обоснование региональных исследований нефтегазоносности Предверхоянского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. 2017. №3. С. 18–25.
2. Мигурский Ф.А. Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоянского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. 2017. №5. С. 31–36.
3. Мигурский Ф.А. Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении Кютингдинского грабена (северо-восток Сибирской платформы) // Разведка и охрана недр. 2018. №6. С. 10–16.
4. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Бондаренко М.Т., Лапина Е.В. Эффективность прогнозирования коллекторов способами динамической интерпретации в Восточной Сибири // Технологии сейсморазведки. 2010. №4. С. 26–34.
5. Кондратьев И.К., Киссин Ю.М., Лисицын П.А. Детальность и точность решений в задаче сейсмической волновой инверсии // Геофизика. 2005. №3. С. 19–25.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 551

Prediction of the lithological and physical properties of geological sections of the Predverhoyansky foredeep northern part by means of optimization technology of dynamic interpretation

Authors:

Elena M. Yakupova — research fellow of Department of Geology and monitoring of exploration of new regions of the Russian Federation; emyakupova@gmail.com

FSBI "VNIGNI", Moscow, Russian Federation

Abstract

Many geologists think about foredeep promising for exploration of oil and gas. The history of the development of the Predverhoyansky foredeep northern part shows a number of prerequisites allowing to consider this area favorable for the formation of various types of traps. The study area has an abnormally low degree of

geological and geophysical study. Based on the new geological and geophysical works which was conducted in 2014–2016 in the Predverhoyansky foredeep northern part, new data on the geological structure of the study area were obtained. The result was the forecast of oil and gas prospective zones. In connection with the relevance of the forecast of filtration-capacitance properties of promising deposits, the technique of ODI (optimization technology of dynamic interpretation) was applied. This technology identifies zones with improved collection properties at a qualitative level, thus, in the future, it will allow to carry out geological exploration more effectively.

Materials and methods
Geological interpretation of seismoacoustic sections obtained using the OTDI technique

Results
The forecast of zones with improved reservoir properties within the priority objects of geological exploration in the Predverhoyansky foredeep northern part is given.

Conclusions
The analysis of data of geological and geophysical works which was conducted in 2014–2016 in the northern part of Predverhoyansky foredeep has been updated geological structure of the study territory. On the basis of the refined geological model of the foredeep northern part, the forecast of oil and gas potential zones and local objects is given. In connection with the relevance of the forecast of filtration-capacitance properties of promising deposits, to clarify the lithological and physical properties of geological sections of the Predverhoyansky foredeep northern part was applied the technique of OTDI. As a result of integrated application of geological interpretation of seismic sections profiles 2014–2016 and geological interpretation of seismoacoustic sections according to the results of dynamic interpretation with the help of OTDI given a forecast the most promising areas for geological exploration in the Predverhoyansky foredeep northern part. In the future, when predicting the lithological and physical properties of geological sections of the geological exploration and other similar poorly studied areas with a complex characteristic of the filtration-capacitive properties, it is recommended to use a comprehensive geological interpretation of seismic sections and dynamic interpretation using the method of OTDI.

Keywords
Predverhoyansky foredeep, seismic surveys, dynamical interpretation.

References

1. Migurskiy F.A., Yakupova E.M. *Obosnovanie regional'nykh issledovaniy neftegazonosnosti Predverkhoyanskogo perikratonnogo progiba* [The rationale for regional studies of petroleum Predverhoyansky foredeep]. Geology of oil and gas, 2017, issue 3, pp. 18–25.
2. Migurskiy F.A. Yakupova E.M. *Novye dannye o geologicheskom stroenii antiklinal'nykh struktur severnoy chasti Predverkhoyanskogo perikratonnogo progiba* [New data on the geological structure of anticlinal structures of the Predverhoyansky foredeep]. Geology of oil and gas, 2017, issue 5, pp. 31–36.
3. Migurskiy F.A. Yakupova E.M. *Novye dannye o geologicheskom stroenii Kyutingdinskogo grabena* (severo-vostok Sibirskoy platformy) [New data on the geological structure of the Kutingdinsky Graben (North-East of the Siberian platform)]. Exploration and protection of mineral resources, 2018, issue 6, pp. 10–16.
4. Kondrat'ev I.K., Ryzhkov V.I., Bondarenko M.T., Lapina E.V. *Effektivnost' prognozirovaniya kollektorov sposobami dinamicheskoy interpretatsii v Vostochnoy Sibiri* [Efficiency of forecasting collectors ways dynamic interpretation in Eastern Siberia]. Seismic Technology, 2010, issue 4, pp. 26–34.
5. Kondrat'ev I.K., Kissin Yu.M., Lisitsyn P.A. *Detal'nost' i tochnost' resheniy v zadache seysmicheskoy volnovoy inversii* [Detail and accuracy of the solutions in the problem of seismic wave inversion]. Geophysics, 2005, issue 3, pp. 19–25.

ЭМИ
САМАРА

Уважаемые коллеги! Друзья!

От имени коллектива АО «Самарского завода электромонтажных изделий» разрешите сердечно поздравить Вас с днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Топливные ресурсы обеспечивают энергией не только всю промышленность любой страны мира, но и практически все сферы человеческой жизнедеятельности. Важнейшей частью топливно-энергетического комплекса России являются нефтяной и газовый сектор.

Именно благодаря вашему профессиональному труду современному человеку доступен тот комфорт, к которому он привык, и те возможности, без которых ему уже нельзя. Вы – настоящие герои современности! Вместе с ровными огоньками на газовой плите, с надежным гулом мотора, сопровождающим нас в пути, с теплом в уютных квартирах, приходит к нам ваш труд.

В этот праздничный день хотим вам искренне сказать: СПАСИБО! Желаем Вам здоровья, стабильности и хорошего дохода. Пусть каждый миг вашей жизни будет наполнен радостью и счастьем, успехов и профессионального роста во благо страны!

С уважением,
Генеральный директор АО «СЗ ЭМИ»
И.Ф. Шаров

ЕВНАТ

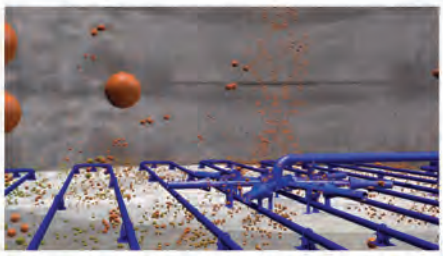
Директор ООО КП «ЕВНАТ»
Тузовская Екатерина Владимировна

БЫТЬ ПЕРВЫМИ ВСЕГДА НЕПРОСТО,
или несколько исторических фактов ко Дню нефтяника

Э. Дрейк – человек, пробуривший одну из первых нефтяных скважин.

В первое воскресенье сентября наша страна отмечает День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. Это праздник для тысяч людей, занятых в нефтегазовой индустрии, ведь она включает в себя и разведку, и добычу, и транспортировку, и хранение, и переработку и еще множество сопутствующих видов деятельности и профессий. День нефтяника, как в народе называют эту знаменательную дату, – праздник и для коллектива компании ЕВНАТ. Ведь мы разработали и производим первое струйное перемешивающее устройство для резервуаров. Конечно, наш путь по внедрению устройства не обходится без трудностей. Но если вспомнить историю, то люди, пробурившие первую скважину, тоже прошли через сложности и проблемы, связанные с неверием окружающих в успех, непониманием, и даже насмешками. Давайте вспомним, как же все начиналось?

Человечество познакомилось с нефтью еще в доисторические времена, а в эпоху расцвета первых цивилизаций ее вовсю использовали для самых различных целей. Шумеры и вавилоняне применяли в строительстве вязкий нефтепродукт – битум. Египтяне с помощью нефти бальзамировали умерших. Древние греки лечили «земляным маслом», как тогда называли нефть, кожные болезни у людей и животных. Разумеется, и в военном деле нефть нашла применение: зажигательные стрелы и «греческий огонь» для поджога кораблей были грозным оружием. Вот только способы добывания нефти были весьма примитивны и оставались таковыми вплоть до XIX века.



Устройство перемешивающее в РВС.

Потребность в нефти резко возросла с изобретением в 1853 году керосиновой лампы. Керосин стал самым востребованным продуктом нефтепереработки, с бензином же никто не хотел иметь дело – он слишком быстро испарялся, да и сгорал моментально, со взрывом. Нефть тогда добывали в основном, в тех местах, где она выходила на поверхность естественным путем. Сейчас таких участков уже не встретишь. А раньше «черное золото» черпали из неглубоких колодцев, либо вымачивали в темных маслянистых лужах ткань, затем отжимали ее и таким образом собирали нефть. Разумеется, ни добытчиков, ни переработчиков, ни предпринимателей все это не устраивало, но такова уж сила традиций – люди не сразу могут отказаться от них в пользу чего-то нового.

Считается, что идея пробурить первую нефтяную скважину пришла в голову не инженеру, а человеку, далекому от техники –американскому юристу Георгу Бисселлу. Этот предприимчивый житель Нью-Йорка решил заняться добычей нефти путем бурения и нанял для выполнения своего замысла некоего Эдвина Л. Дрейка, человека, тоже не имеющего отношения ни к горному, ни к инженерному делу.

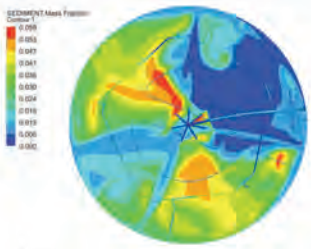
Прибыв в Пенсильванию на место предполагаемого нефтепромысла, Дрейк попытался бурить, но скважина осыпалась. Тогда он решил применить обсадную трубу, и именно так бурят по сей день. Но дело все равно продвигалось медленно, настолько, что даже самые преданные сторонники Бисселла и Дрейка потеряли надежду на благополучный исход. В конце концовбыло решено рассчитаться с людьми и прекратить работы. И тут – о, чудо! В трубе появилась нефть. Случилось это 28 августа 1859 года. Глубина скважины составила 21 метр.Дрейк тут же подключил насос и принялся качать. Прощайте, колодцы, ведра и тряпки! Революция в нефтедобыче совершилась. Район, где была пробурена первая скважина, охватила «нефтяная лихорадка».

Вот так мир в очередной раз изменили люди, верившие в свой успех. Ну а мы, в свою очередь, твердо уверены, что перемешивающие устройства ЕВНАТ когда-нибудь совершат революцию в сфере хранения нефтепродуктов, и уже ни один резервуар в мире не будет спроектирован и построен без своего «сердца» – смесителя струйного типа. Ведь его внедрение даст экономию в миллиарды долларов, которые сейчас просто теряются из-за испарения и образования осадка.

Историю о Бисселле и Дрейке можно привести в качестве примера человеческой настойчивости, находчивости и энтузиазма.Но ради восстановления исторической справедливости необходимо рассказать о том, что первая в мире нефтяная скважина была пробурена все-таки в России. Еще в 1844 году член Совета Главного управления Закавказского края В. Н. Семенов обратился к вышестоящему начальству с рапортом о целесообразности углубления нефтяных колодцев при помощи бура. А подлинным автором идеи о бурении скважин для нефтедобычи является русский горный инженер Н. И. Воскобойников. Министерство финансов России выделило деньги и в 1848 году на Биби-Эйбатском месторождении возле г. Баку была пробурена скважина, из которой стали получать нефть. Без особого шума в России сделали то, к чему американцы пришли только через 11 лет. Сегодня у России есть шанс опять оказаться впереди планеты всей в деле хранения и сбережения нефтепродуктов – с нашей помощью. Надеемся, что так и будет. А всех, кто занят в нефтяной отрасли страны, хотим поздравить с профессиональным праздником. Здоровья, счастья в семье, успехов в работе вам, уважаемые нефтяники!

Нефтяные резервуары:
добывать нефть человечество научилось,
пора научиться бережно сохранять добытое.
И с этой задачей отлично справится УПС ЕВНАТ.

Устройство перемешивающее струйное УПС ЕВНАТ.



Распределение концентрации осадка. Каждое устройство проектируется в программном комплексе ANSYS.

ООО КП «ЕВНАТ»
450065, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Интернациональная, 105/1
+7 (347) 952-33-39, 260-08-58, 260-47-07
evnat@evnat.ru www.evnat.com

УДК 550.3

Анализ атрибута «флюид-фактор» при интерпретации данных многоволновой сейсморазведки

Е.М. Голь
аспирант факультета геологии и геофизики нефти и газа
evggol93@mail.ru

Н.С. Авдеев
аспирант факультета геологии и геофизики нефти и газа
avdeev.nick@mail.ru

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

Успешный результат поисков и разведки углеводородов во многом зависит от правильной оценки коллекторских свойств потенциальных продуктивных отложений. В настоящее время задачей сейсморазведки является не только определение залежей в разрезе, но и прогноз флюидонасыщения с определением типа, а также оценка пористости, песчанистости, трещиноватости пород. Для этого необходимы качественные данные о плотности и скорости распространения продольных и поперечных волн. Метод многоволновой (мультикомпонентной) сейсморазведки (МВС) базируется на совместном изучении продольных, поперечных и обменных волн, именно поэтому использование таких комплексных сейсмических данных позволяет повысить эффективность и качество при дальнейшем проведении обработки, интерпретации, AVO- и атрибутного анализа. В данной статье приведен пример анализа AVO-атрибутов с прогнозом флюидонасыщенных областей для индийского месторождения Шакти.

Материалы и методы
Исходными материалами являлись сейсми ческие данные МВС, данные ГИС, дела скважин, результаты испытаний. По итогам исследования был сделан прогноз потенциальных флюидонасыщенных зон.

Ключевые слова
сейсмический разрез, многоволновая сейсморазведка, продольные волны, обменные волны, AVO-анализ, флюид-фактор.

Сейсмическое волновое поле характеризуется своей изменчивостью, что обусловлено различиями физических параметров интерпретируемых отложений. В связи с этим весьма актуальным является проведение комплексного анализа с целью разделения литологических аномалий и выявления флюидонасыщенных залежей.

В данной статье рассмотрены результаты проведения AVO-анализа по данным многоволновой сейсморазведки на территории индийского месторождения Шакти. AVO-анализ (Amplitude Variation with Offset) — метод изучения изменения амплитуд в зависимости от расстояния между пунктами взрыва и пунктами приема (или от угла отражения). Это, согласно определению Роберта Шерифа, «изменение амплитуды сейсмического отражения с изменением расстояния источник — геофон. Зависит от контраста скорости, плотности и отношения коэффициентов Пуассона. Используется как углеводородный индикатор для газа из-за значительного изменения в отношении коэффициентов Пуассона (что может иметь место, когда поровый флюид является газом), которое вызывает увеличение амплитуды с удалением» [1]. Иными словами, анализ изменения амплитуд отражения в крест удалениям может дать значительное понимание точных физических параметров пород на границе.

Сейсморазведка, как и любой другой метод изучения недр, имеет свои граничные условия применения и ограничения по разрешающей способности метода, поэтому развитие и совершенствование технологий сейсморазведки, методология обработки и интерпретации сейсмических данных для повышения эффективности результатов является весьма актуальным. AVO-анализ — одно из перспективных направлений количественной интерпретации данных сейсморазведки, которое может значительно повысить достоверность выделения потенциальных углеводородных залежей.

Основной целью AVO-анализа является получение качественной информации по данным сейсмики, которая характеризует литологический состав пород, пористость и характер флюидонасыщения. Атрибуты AVO (R0 (интерсепт), градиент, флюид-фактор, упругий импеданс) во многих случаях демонстрируют контрастные аномалии (негативные, позитивные) в зонах изменения упругих свойств изучаемого разреза и, соответственно, в зонах изменения соотношения интервальных скоростей продольных и поперечных волн.

В связи с чем комплексное изучение амплитуд, как продольных отраженных волн, так и обменных отраженных волн, не реагирующих на наличие флюида в насыщенных пористых отложениях, в отличие от продольных волн, может обеспечить более высокую разрешающую способность залежей [2]. Обменными являются волны, которые при распространении по разрезу отложений одну часть пути проходят как продольные, другую — как поперечные. Такое изменение типа волны (продольной на поперечную) происходит из-за существенного различия физических характеристик горных пород при наклонном падении упругих волн на границу раздела отложений. В результате, сигнал разделяется на проходящую и отраженную волну, а отраженная волна разделяется на продольную и поперечную [3]. Продольные волны распространяются и в твердых, и в жидких средах, тогда как поперечные — только в твердых. Соответственно, во флюидонасыщенных отложениях распространение поперечных волн происходит только по твердому скелету породы. Различия в характеристиках данных типов волн связаны с перепадом скоростей, плотностью и мощностью отложений, а данные параметры, в свою очередь, зависят от литологического состава, физических свойств и флюидонасыщения пород.

Из этого следует, что AVO-анализ позволяет найти связь изменений амплитуд с литологией пластов и их характером насыщения флюидами. Согласно теоретическим данным, AVO-атрибут флюид-фактор (fluid factor (FF)) наиболее информативно отражает наличие или отсутствие углеводородных, в связи с чем для проведения исследования данный атрибут и был выбран основным. Флюид-фактор — один из информативных параметров AVO, позволяющий оценить насыщенность углеводородами путем определения отклонений величины Vp/Vs (отношение скоростей продольных и поперечных волн) от фоновых значений, характерных для водонасыщенных пород.

Зона интересов исследуемой части месторождения — на глубине 3300–4000 м (от 2500 до 3000 мс), а именно — отложения серии бараил олигоценового возраста. Глинисто-углистые отложения этой серии включают в себя шесть наиболее выдержанных песчаных пластов, именуемых Лаква Сэнд (LS) 1–6. Эти песчаные отложения являются одними из наиболее продуктивных на изучаемом месторождении Шакти, а также на соседних месторождениях Лаква и Куаргаон [4]. Пласты-коллекторы песчаников индексируются как LS, то есть основным продуктивным горизонтам присвоены названия LS-1, LS-2, LS-3, LS-5, LS-6 (рис. 1). Общая мощность отложений изменяется от 300 м до 410 м. В статье приведены данные по исследованию нижнего из продуктивных пластов — LS-1.

На рис. 2 представлена карта атрибута флюид-фактор, полученная в интервале анализируемого пласта LS-1. На основе карт данного атрибута, были выделены негативные и позитивные аномалии, символизирующие и подтверждающие насыщение флюидом пластов. Такие аномалии на стандартных разрезах могут возникать в результате накапливания трасс, полученных при различных углах падения волн на границы, а также могут отражать литологические изменения

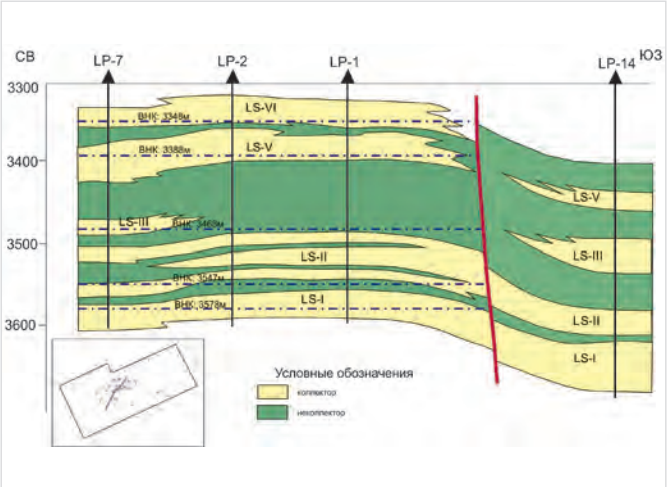


Рис. 1 — Схематический разрез месторождения Шакти (использованы материалы Naidu B.D., Panda B.K. [4])
Fig. 1 — Schematic section of the Shakti oilfield (based on the materials by Naidu B.D., Panda B.K. [4])

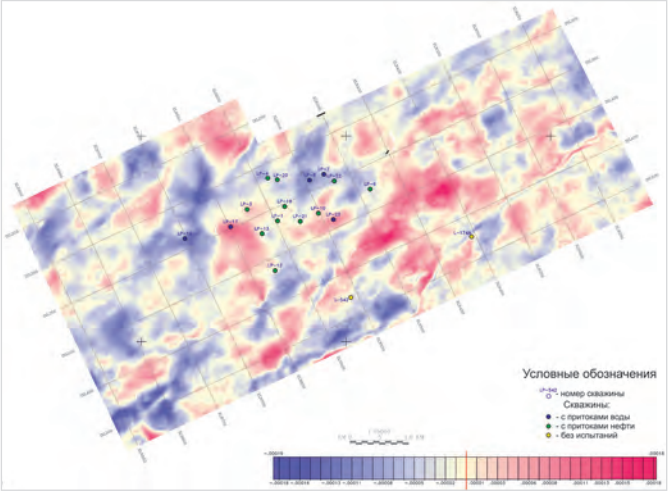


Рис. 2 — Карта атрибута флюид-фактор пласта LS-I
Fig. 2 — Fluid-factor attribute map of the LS-I layer

в разрезе и являться индикаторами залежи углеводородов.

Карта атрибута флюид-фактор (вычисляется по формуле, связывающей отношение скоростей продольных и обменных волн с обратной величиной этого отношения, полученного из данных широкополосной акустики) показывает возможное флюидонасыщение в зонах повышенной пористости и возможной трещиноватости, как правило, в структурно-возвышенных частях [5]. Данные испытаний скважин являлись корректирующим параметром для оценки геофизического атрибутного анализа флюид-фактор, зон вероятного флюидонасыщения или его отсутствия.

Анализ параметра флюид-фактор для пласта LS-I показывает, что продуктивные скважины попадают в область как отрицательных, так и положительных значений флюид-фактор и находятся в интервале значений от $-18 \cdot 10^{-5}$ до $+18 \cdot 10^{-5}$. Максимальные значения положительного знака флюид-фактор остаются неизвестной областью, в то время как значения флюид-фактор отрицательного знака характеризуются водонасыщением пласта, подтвержденного скважинами 7, 8 и 16 (рис. 3).

Необходимо отметить, что в зоне нефтенасыщения пласта выделяется ряд локальных участков со значениями флюид-фактор отрицательного знака менее $-8 \cdot 10^{-5}$. Эти участки представляют собой зоны возможного водонасыщения, которые предстоит учесть при планировании новых скважин. Подобные участки прогнозируются на западе и юге площади и в пределах южного приподнятого блока.

Необходимо также отметить, что в сводовой части залежи отмечается ряд участков, которые тестируются по параметру флюид-фактор как водонасыщенные. Данные участки, по-видимому, не связаны с пластами коллекторами основной залежи пласта и потому должны быть исключены из технологической схемы разработки залежи.

На основе карт данного атрибута были выделены негативные и позитивные аномалии, символизирующие и подтверждающие насыщение флюидом пластов. При анализе карт атрибута флюид-фактор и сопоставлении их с данными по испытаниям, а также данными, полученными при проведении анализа петрофизики с выделением коллекторов, были построены карты потенциального флюидонасыщения (рис. 4).

На построенных разрезах атрибута флюид-фактор выделяется значительное количество как позитивных, так и негативных аномалий. Однако при отсутствии данных об испытании скважин и данных ГИС, а также о литологическом составе изучаемых пород, выделение AVO-аномалий малоинформативно. В данном исследовании наличие информации о полученных притоках нефти позволяет дать корректное обоснование классифицированным аномалиям флюид-фактор, вызванных залежами углеводородов.

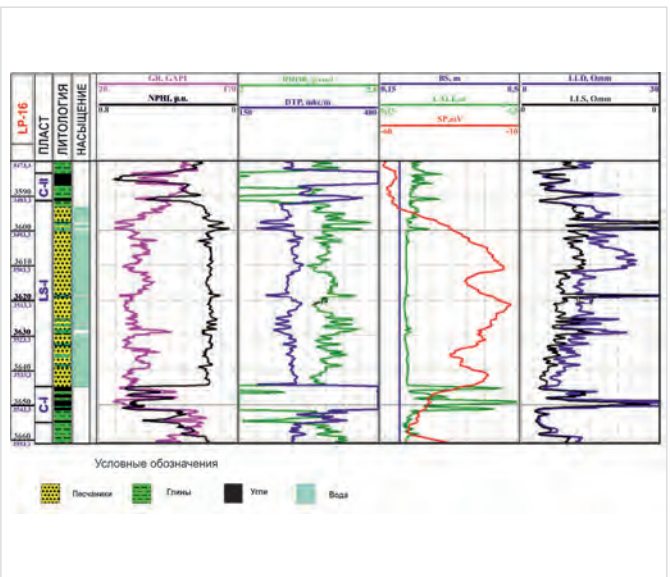


Рис. 3 — ГИС-планшет скв. №16, пласт LS-1
Fig. 3 — Well-log №16, layer LS-1

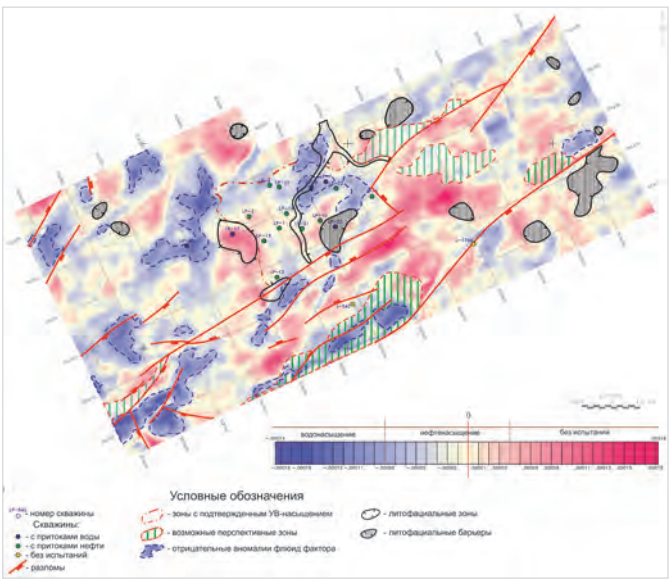


Рис. 4 — Карта потенциального флюидонасыщения для пласта LS-I
Fig. 4 — Potential fluid saturation map of the LS-I layer

Итоги

Использование AVO-анализа при интерпретации сейсмических материалов, в частности атрибута флюид-фактор, позволило скорректировать и выделить потенциальные продуктивные зоны месторождения «Шакти» с минимальным риском при оценке перспектив флюидонасыщения исследуемых интервалов. При сопоставлении карт AVO-атрибутов с данными по испытаниям, а также петрофизическими данными, были построены карты потенциального флюидонасыщения, что дает качественную основу для рекомендации местоположения скважин к бурению и составления оптимальной схемы их расположения.

Выводы

AVO-анализ основан на различных свойствах сейсмического волнового поля, однако, в отличие от бурения, — это косвенный метод исследования геологического строения разреза. Выделение флюидонасыщенных зон на основе данной технологии имеет ограниченный уровень достоверности. Поэтому комплексирование с данными ГИС, испытаниями скважин, а также сравнение результатов является важным этапом при интерпретации сейсмических данных. Стоит отметить, что технология AVO-анализа, является перспективным направлением, позволяющим повысить достоверность прогноза выделения залежей углеводородов.

Литература

1. Robert E. Sheriff. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics, 4th edition. Society of Exploration Geophysicists, 2002, 442 p.
2. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2011. 68 с.
3. Птецов С.Н. Прогнозирование свойств коллекторов между скважинами по сейсмическим данным. М.: МГУ, 2003. 143 с.
4. Naidu B.D, Panda B.K. Regional source rock mapping in upper Assam Shelf, International Petroleum Conference PETROTECH-97. New Delhi, 1997.
5. А.А. Давыдов, Р.Ш. Каракаев, Р.М. Алимов, Л.В. Бабинова. Применение AVO-анализа на примере месторождений Самарской области. IX Международная научно-практическая конференция. Чебоксары, 2016.
6. Феоктистова О.В. Снижение неопределенности при выявлении аномалий, связанных с газонасыщением, по технологии AVO-анализа на территории вилюйской синеклизы // Успехи современного естествознания. 2017. №9. С. 108–114.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.3

Interpretation of multiwave seismic data with analysis of the fluid factor attribute

Authors:

Yevgenia M. Gol — Ph.D. student of the faculty of geology and geophysics of oil and gas; evggol93@mail.ru

Nickolay S. Avdeev — Ph.D. student of the faculty of geology and geophysics of oil and gas; avdeev.nick@mail.ru

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

Abstract

The successful result of hydrocarbon exploration depends on the correct evaluation of the reservoir properties of the potential productive deposits. The main objective of the seismic survey is not only the finding of the perspective reservoirs location, but also the prediction of fluid saturation, the estimation of porosity, net to gross, fracturing of rocks. This task requires a qualitative density, compressional and transversal wave velocity data.

Multiwave (multicomponent) survey (MCS) methodology based on the combining of compressional, transverse and converted waves. That is why seismic data allows increasing efficiency and quality of the seismic processing, interpretation, AVO and attributing analysis. In this paper showed the results of AVO-attribute analysis for the Indian field «Shakti» with prediction of the potential fluid-saturated areas.

Materials and methods

The initial data for the analysis were seismic data (this data were obtained during additional exploration of the area by the MCS methodology) - seismic cubes (inversion cubes, AVO-analysis cubes, attribute analysis cubes), GIS well data, well operations, well test results. As main result, multicomponent seismic survey of the compressional and converted waves with using of AVO-analysis data assisted in understanding of the potential fluid saturation of the deposits.

Results

Seismic interpretation with using of the AVO-analysis materials (including the fluid-factor) allowed identifying potential productive deposits of the "Shakti" field correctly. The perspective fluid saturation maps were made with using AVO-analysis data, well test data and petrophysical data. This is a qualitative basis for determination of the wells location for drilling.

Conclusions

AVO-analysis based on different properties of the seismic wave field, but it is indirect method of the geological structure research. Determination of the fluid-saturated zones based on this technology has a limited reliability. That is why, integration with GIS, well testing data and comparison of the results is so important in stage of the seismic interpretation. However, AVO analysis is the perspective technology, which help to increase the identification reliability of the hydrocarbon accumulation.

Keywords

multicomponent seismic, MCS, compressional (PP) waves, converted (PS) waves, AVO-analysis, Fluid Factor.

References

1. Robert E. Sheriff. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics, 4th edition. Society of Exploration Geophysicists, 2002, 442 p.
2. Voskresenskiy Yu.N. Izuchenie izmeneniy amplitud seysmicheskikh otrazheniy dlya poiskov i razvedki zalezhey uglevodorodov [Study of changes seismic reflections for prospecting and exploration of hydrocarbon deposits]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011, 68 p.
3. Ptetsov S.N. Prognozirovanie svoystv kollektorov mezhdu skvazhinami po seysmicheskim dannym [Reservoir properties prediction between wells according to seismic data]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2003, 143 p.
4. Naidu B.D, Panda B.K. Regional source rock mapping in upper Assam Shelf, International Petroleum Conference PETROTECH-97. New Delhi, 1997.
5. A.A. Davydov, R.Sh. Karakaev, R.M. Alimov, L.V. Babinova. Primenenie AVO-analiza na primere mestorozhdeniy Samarskoy oblasti [AVO-analysis on the example of the Samara region fields]. IX International Scientific and Practical Conference, Cheboksary. 2016.
6. Feoktistova O.V. Snizhenie neopredelennosti pri vyyavlenii anomaliy, svyazannykh s gazonasyshcheniem, po tekhnologii AVO-analiza na territorii vilyuyskoy sineklizy [Reduction of uncertainty at detection gas saturated anomalies by technology of AVO-analysis on the Vilyui syneclise territory]. Advances in current natural sciences, 2017, issue 9, 108–114 pp.

Модульные компрессорные станции (МКС)

МКС - это

полностью готовые к эксплуатации автономные компрессорные станции, предназначенные для обеспечения сжатым воздухом.

- мобильность конструкции
- широкий диапазон рабочих температур
- современные энергосберегающие технологии
- качественный уровень проектирования и производства
- любая конфигурация встроенного оборудования
- возможность выбора готовых решений
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО»
171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1
+7 (48231) 5–65–12, 5–66–46
sales@asobezh.ru www.asobezh.ru

УДК 550.3

Петроупругое моделирование карбонатных пород-коллекторов с использованием модели двойной пористости

М.Ф. Гасеми
аспирант
Mfgh_110@mail.ru

И.О. Баюк
д.ф.-м.н., главный научный сотрудник
ibayuk@yandex.ru

Институт физики Земли РАН
им. О.Ю. Шмидта, Москва, Россия

В работе представлены параметрические петроупругие модели четырех различных карбонатных пород, содержащих поры и трещины в масштабе образца (модели двойной пористости). Для построения моделей использованы подходы теории эффективных сред, в частности, метод обобщенного сингулярного приближения, который учитывает связность пустотного пространства. Параметры петроупругих моделей определены в результате решения обратной задачи на основе анализа микроструктуры пород в различных масштабах, а также измерений скоростей упругих волн, проведенных по специальной методике, позволяющей разделить неоднородность и анизотропию упругих свойств пород. Использование результатов измерения проницаемости и трехосных испытаний образцов на прессе позволило сузить область неопределенности параметров моделей, получаемой в результате решения обратной задачи. Полученные петроупругие модели могут быть использованы для изучения поведения физических свойств пород в зависимости от изменения параметров, характеризующих их фильтрационно-емкостные свойства (трещинной и матричной пористости, формы пустот и степени их связности).

Определение физических свойств порово-трещиноватых углеводоросодержащих пластов является весьма сложной проблемой в разведочной нефтепромысловой геофизике. Хотя многочисленные работы были посвящены этому вопросу, неопределенность по-прежнему высока даже в предлагаемых современных методах. Методы определения средних в рассматриваемом масштабе физических свойств можно разделить на три основные группы: 1) эмпирические, 2) полуэмпирические, 3) теоретические, основанные на применении теории эффективных сред.

Методы теории эффективных сред позволяют учесть тип анизотропии включающихся компонентов среды и тип анизотропии включающей среды [1]. На основе этих методов можно определить одни физические свойства через другие, что играет большую роль в случае невозможности экспериментального измерения каких-либо свойств. Одним из наиболее приемлемых методов теории эффективных сред для моделирования физических свойств коллекторов углеводородов является метод обобщенного сингулярного приближения (далее — ОСП) [2, 3]. Его привлекательность обусловлена тем, что этот метод позволяет в неявном виде учитывать связность компонент и, в частности, пустотного пространства. Как и большинство методов теории эффективных сред, данный метод основан на классическом решении, полученном Эшелби для упругих полей напряжений и деформаций в системе, состоящей из произвольной анизотропной матрицы, содержащей эллипсоидальное включение произвольной формы и ориентации. Включение имеет, в общем случае, анизотропные упругие свойства, но отличные от свойств матрицы [4].

Целью настоящей работы является построение петроупругой модели породы-коллектора в сантиметровом масштабе, т.е. в масштабе образцов, которые обычно испытывают в лабораторных условиях.

Определение петрофизических характеристик исследуемых образцов

Исследования образцов проводились в рамках единого экспериментально-теоретического комплекса петрофизических работ разработанного в ИФЗ РАН [5]. Для исследований были отобраны четыре полноразмерных куска керна карбонатных пород различного генезиса, которые характеризуются различными упругими свойствами. Для дальнейших исследований из кусков керна были выбурены 20 цилиндрических образцов диаметром 30 мм и максимальной длины до 75 мм (стандартные образцы). Для цилиндрических образцов определялись фильтрационно-емкостные свойства (далее —ФЕС) — пористость и проницаемость (по газу) с помощью стандартных методик (таб. 1). Литологическое изучение пород проводилось на оптическом лабораторном микроскопе Leica DM EP и микрозондовом комплексе на базе растрового (сканирующего) электронного микроскопа (РЭМ) «Jeol JSM-6480LV» с комбинированной системой рентгеноспектрального микроанализа (рис. 1). Для определения минерального

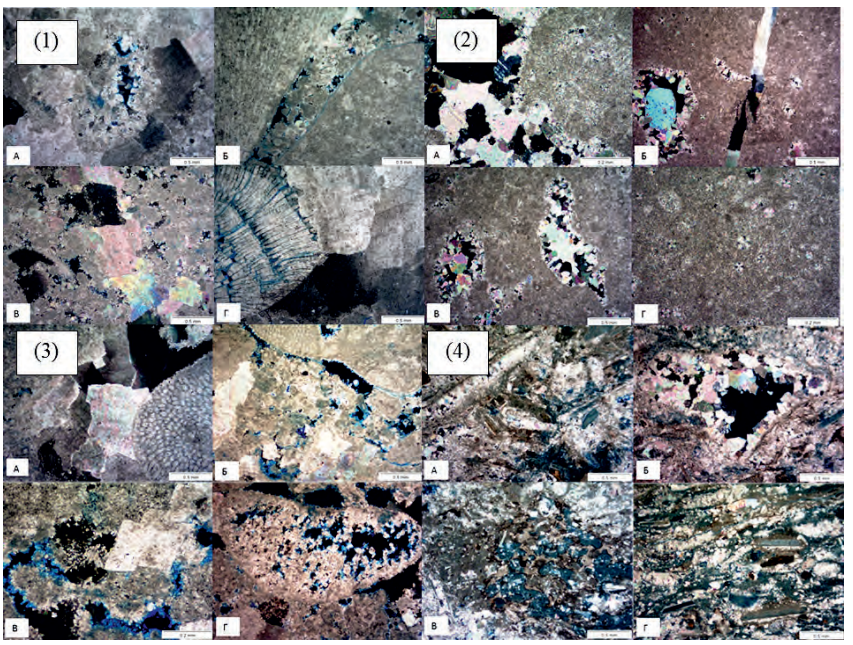


Рис. 1 — Фото оптического микроскопа образцов: (1) C1, (2) C2, (3) C3 и (4) C5. Масштаб в правом нижнем углу показывает величину от 0.2 до 0.5 мм
Fig. 1 — Photos of the optical microscope of samples: (1) C1, (2) C2, (3) C3 and (4) C5. The scale in the lower right corner shows a value from 0.2 to 0.5 mm

Материалы и методы
Метод обобщенного сингулярного приближения (ОСП), язык программирования Fortran 90, библиотека IMSL для Fortran 90.

Ключевые слова
карбонатные породы, математическое моделирование, метод ОСП обратная задача

Образец	Класс. Дунхама	Dпор(мм)	Dзерен (мм)	Vмик (%)	ф (%)	k (мД)	k/ф
C1-1	разнозернистый биоспарит	0.125-2.0	1.25	1	7.64	1.303	0.1705
C1-2	разнозернистый биоспарит	0.125-0.4	0.3-1.25	1	6.099	0.431	0.0707
C2-1	ископаемый биомикрит	0.06-2.5	0.06-0.6	90	3.936	0.038	0.0097
C3-3	рыхлый биомикрит	0.06-0.4	0.0025-0.02	80	1.512	0.011	0.0073
C5-2	плотный биомикрит	0.06-0.5	0.06-0.125	70	11.542	0.037	0.0032
C5-3	плотный биомикрит	0.05-0.1	0.06-0.126	50	13.968	0.054	0.0039

Таб. 1 — Текстурные и микроморфологические характеристики исследуемых образцов, полученные на основе описаний изображений РЭМ
Tab. 1 — Textural and micromorphological characteristics of the studied samples, obtained based on SEM images

Образец	C1-1	C1-2	C2-1	C3-3	C4-2-1	C5-2	C5-3
Кальцит (%)	52	59.5	97.6	100	следы	82.4	52
Доломит (%)	47.5	40.1	1.3	0	33.6	14.5	34.6
Иллит (%)	0	0	0.5	0	4.8	0.7	4
Хлорит (%)	0	0	0	0	3.4	0	2.3
Кварц (%)	0.5	0.4	0.6	0	48.1	2.4	7.1
КПШ (%) (Ортоклаз, Санидин)	0	0	0	0	10	0	0

Таб. 2 — Минеральный состав исследуемых образцов. Показаны объемные концентрации компонентов
Tab. 2 — Mineral composition of studied samples. Volumetric concentrations of the components are presented

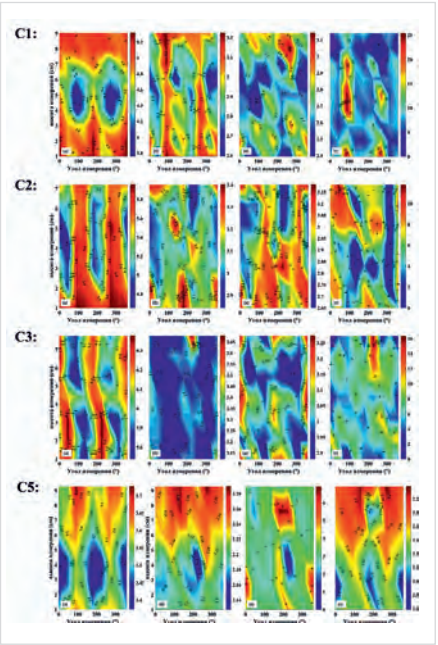


Рис. 2 — Результаты УЗТ образцов. (а) скорости продольных вон, (б) скорости быстрых поперечных волн, (в) скорости медленных поперечных волн, (г) степень неоднородности образца (коэффициент вариации)
Fig. 2 — Results of UST of samples. (a) velocities of compressional waves, (b) velocities of fast shear waves, (c) the velocities of slow shear waves, (d) the degree of sample inhomogeneity (coefficient of variation)

	Vp	σvp	Vs	σvs
C1-1	4.78	0.366	2.94	0.155
C1-2	5.09	0.321	2.97	0.134
C2-1	5.47	0.379	3.12	0.131
C2-2	6.04	0.078	3.18	0.042
C3-1	6.09	0.173	3.25	0.091
C3-2	6.27	0.069	3.26	0.059
C3-3	6.26	0.128	3.29	0.039
C5-1	3.54	0.078	2.22	0.033
C5-2	3.53	0.109	2.20	0.046
C5-3	3.33	0.080	2.08	0.049
C5-4	3.60	0.183	2.22	0.092

Таб. 3 — Измеренные скорости продольных и поперечных волн и их соответствующие среднее квадратическое отклонение (СКО)
Tab. 3 — Measured velocities of compressional and shear waves and their corresponding root mean square deviation (RMS)

состава изучаемых образцов применялся метод рентгенофазового анализа (таб. 2). Определение фильтрационно-емкостных свойств, минерального состава, изображения микроструктуры, а также литологическое описание образцов выполнены группой Д. Короста (МГУ) в рамках работ петрофизического комплекса ИФЗ РАН [5].

Ультразвуковая томография

С целью изучения неоднородности внутреннего строения образцов полноразмерного керна проведена ультразвуковая томография (далее — УЗТ) образцов в соответствии с методикой, предложенной в патенте RU 2515332 В.А. Петрова и Р.М. Насимова «Способ определения неоднородностей упругих и фильтрационных свойств горных пород».

УЗТ позволяет определить степень неоднородности и тип анизотропии породы в масштабе образца. Тип анизотропии определяется путем сравнения характера поведения скоростей упругих волн с таковыми в кристаллах с известным типом анизотропии. Степень неоднородности вычислялась как коэффициент вариации скорости для данного направления и рассчитывалась по результатам измерений на разных высотах, но для одного азимута («угла измерения»). Результаты УЗТ представлены на рис. 2 и в таб. 3. Из анализа рисунков следует, что данные образцы являются неоднородными по скоростям упругих волн. Анализ поведения скоростей поперечных волн не позволяет отнести эти породы ни к одному из известных типов анизотропии. Следовательно, в масштабе образца породы являются неоднородными и изотропными.

Построение математической модели упругих свойств
Основные уравнения

На основе анализа микроструктуры породы в разных масштабах построены параметрические математические модели для исследуемых образцов. Основой такого моделирования является теория эффективных сред, которая позволяет в виде аналитических формул связать физические свойства породы, измеряемые в эксперименте, с параметрами ее состава и микроструктуры, входящими в модель.

В качестве параметров микроструктуры могут быть выбраны таковые, характеризующие форму пустот (пор и трещин) и других включений, степень их связности, характеристики, описывающие ориентацию трещин, пор и других включений, трещинная пористость [6]. Для построения моделей пород, представленных образцами керна C1, C2, C3, C5, была использована модель двойной пористости ("Модель I"). Предполагалось, что пустотное пространство представлено пустотами двух видов — порами и трещинами. Пустоты моделировались эллипсоидами вращения, форма которых характеризуется всего одним параметром — аспектным отношением, которое является аналогом относительного раскрытия пор и трещин. Считалось,

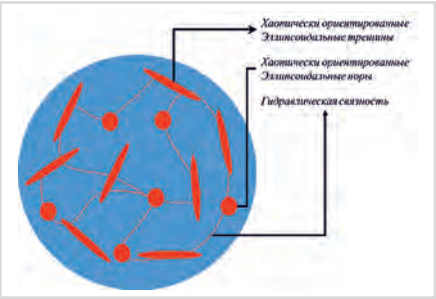


Рис. 3 — Схема модели двойной пористости для образцов карбонатных пород
Fig. 3 — Diagram of the double porosity model, suggested for carbonate samples

что поры и трещины имеют хаотическую ориентацию. Это приводит к изотропии упругих свойств породы. Степень связности пор и трещин описывается специальным параметром, который, в общем случае, может изменяться от 0 до 1. Модули упругости матрицы полагались неизвестными параметрами модели. Однако на значения этих модулей налагались ограничения, определенные по минеральному составу пород. Схема модели двойной пористости представлена на рис 3.

Связь между эффективными упругими свойствами пород и параметрами модели определялась посредством формул метода ОСП [1], [6], [2]. Формула этого метода для эффективного тензора упругости произвольного типа анизотропии C* имеет вид (в тензорной форме):

$$\mathbf{C}^* = \left\langle \mathbf{C} : \left[\mathbf{I} - \mathbf{\Gamma}^{\infty} : (\mathbf{C} - \mathbf{C}^c) \right]^{-1} \right\rangle : \left\langle \left[\mathbf{I} - \mathbf{\Gamma}^{\infty} : (\mathbf{C} - \mathbf{C}^c) \right]^{-1} \right\rangle^{-1} \quad (1)$$

В этом выражении треугольные скобки предполагают операцию усреднения по всем компонентам породы, которые имеют отличающиеся друг от друга модули упругости, параметры формы и ориентации.

В формуле (1) **C** — тензор упругости каждой компоненты; **I** — единичный тензор 4-го ранга; $\mathbf{C}^c$ — тензор упругости так называемого «тела сравнения». Согласно теории, «тело сравнения» является тензором упругости некоторой однородной среды, и выбор этой среды может быть произволен. Вследствие этого «тело сравнения» может быть выбрано в таком виде, чтобы были учтены основные особенности распределения полей напряжений и деформаций или взаимного расположения неоднородностей в породе.

Ниже даны пояснения к членам, входящим в уравнение (1), в индексной форме (все индексы принимают значения от 1 до 3)

$$\begin{aligned}
&\delta C_{ijkl} \equiv C_{ijkl} - C^C_{ijkl}, \\
&\Gamma^{\infty}_{kmln} = \frac{1}{4}\left(\tilde{a}_{klnm} + \tilde{a}_{mlnk} + \tilde{a}_{knlm} + \tilde{a}_{mnlk}\right), \\
&\tilde{a}_{kmln} = \frac{1}{4\pi}\int_0^{2\pi}\int_0^{\pi} n_{mn}\Lambda^{-1}_{kl}\sin\theta d\theta d\varphi, \qquad (2) \\
&\Lambda_{kl} \equiv C^C_{kmln} n_{mn}, n_{mn} \equiv n_m n_n, \\
&n_1 = \frac{1}{a_1}\sin\theta\cos\varphi,\ n_2 = \frac{1}{a_2}\sin\theta\sin\varphi,\ n_3 = \frac{1}{a_3}\cos\theta,
\end{aligned}$$

где a_1, a_2, a_3 — полуоси эллипсоидов, моделирующих форму включений (минеральных зерен, органического вещества, пор, трещин).

Параметрами модели с двойной пористостью являлись: аспектное отношение пор и трещин, параметр связности пустот, трещинная пористость. Матрицей считалась та часть породы, которая не фильтрует флюид — зерна минералов, частицы органического вещества, связанная вода.

В данной работе тензор упругости тела сравнения был выбран в виде $\mathbf{C}^C = (1-f)\mathbf{C}^m + f\mathbf{C}^{fl}$, где $\mathbf{C}^m$ и $\mathbf{C}^{fl}$ — тензоры упругости матрицы и флюида, а f — эмпирический параметр, характеризующий степень связности фильтрующих пустот (параметр связности). Такое тело сравнения дает возможность определять эффективные свойства сред, имеющих различные типы микроструктуры. Меняя параметр связности от 0 до 1, можно рассматривать среды различного строения — от сред типа «изолированные включения в минеральной матрице» (верхняя граница Хашина-Штрикмана) до некоторого экзотического случая представления среды в виде эллипсоидальных частиц минерального вещества, окруженных флюидом (нижняя граница Хашина-Штрикмана) [1].

Как правило, количество неизвестных параметров модели превышает число измеренных физических величин, используемых для решения задачи по определению параметров модели по результатам измерений (обратная задача). Поскольку увеличение количества неизвестных параметров модели приводит к увеличению степени неопределенности в полученных результатах, необходимо анализировать чувствительность построенной модели эффективных физических свойств к ее параметрам.

Решение обратной задачи по определению параметров модели

В настоящей работе для исследуемых образцов были измерены скорости продольных и поперечных волн (***Vp*** и ***Vs***). Согласно предложенной модели для исследованных пород, число неизвестных параметров составляет четыре. Следовательно, задача является недоопределенной и имеет бесконечно много решений. В этом случае большое значение приобретает исследование возможности сужения границ искомых параметров. Параметры модели можно ограничить на основе геологических и геофизических данных. Для имеющихся образцов в этой работе образцов мы рассчитали ограничения на параметр связности (*f*) на основе измеренных ФЕС. Был введен параметр, являющийся отношением проницаемости образца к его пористости (параметр *d*). Область изменения этого параметра была условно разделена на три интервала. Для каждого интервала изменения этого параметра были выбраны соответствующие интервалы поиска параметра *f*. При выборе интервалов изменения параметров предполагалось, что большим значениям параметра *d* соответствуют и большие значения параметра связности.

Трещинная пористость и аспектное отношение трещин ограничивались на основе анализа результатов трехосных испытаний образцов. При этом использовались результаты работ Берга и Уолша [7],[8], согласно которым при всесторонней нагрузке начальный нелинейный участок «напряжение — деформация» связан с закрытием микротрещин определенного аспектного отношения.

Обсуждение результатов

Результаты ультразвуковой томографии, полученные для представленных образцов, показывают, что внутренняя структура этих образцов различна. Фотографии микроструктуры образцов в разных масштабах подтверждают наш вывод о микроструктурном несходстве представленных образцов. Хотя структурные характеристики этих образцов различны, все они имеют одно основное общее свойство: изотропность и неоднородность. Не существует однородности в значениях измеренных упругих скоростей по вертикальной оси образцов, что иллюстрирует их неоднородность. Более того, радиальные измерения скоростей упругих волн не проявляют регулярности, характерной для какого-либо конкретного типа анизотропии.

В предлагаемой петроупругой модели двойной пористости эффект размера кристаллов и пор/трещин не может быть учтен в явном виде, поскольку методы теории эффективных сред, применимые в случае, когда длина волны много больше размера включений, сам размер включений не учитывают. Как было предложено в работе [9], влияние размера включений может быть неявно учтено путем разномасштабного моделирования по принципу «от меньших неоднородностей — к большим».

Другое предположение, сделанное в модели двойной пористости — это сферичность кристаллов (микро и макро). С точки зрения

Образец	*f*	*σ_f*	*ϕ*_трещин(%)	*σ_ϕ*	*a_пор*	*σ_p*	*a*_трещин (10^{-4})	*σ_c*(10^{-4})
C1-1	0.53	0.025	0.007	0.002	0.74	0.239	0.87	0.480
C1-2	0.59	0.016	0.002	0.002	0.28	0.138	0.49	0.437
C2-1	0.49	0.050	0.008	0.002	0.45	0.112	2.87	0.187
C2-2	0.44	0.051	0.002	0.001	0.39	0.179	2.71	0.206
C3-1	0.55	0.045	0.002	0.002	0.43	0.183	2.38	0.251
C3-2	0.32	0.029	0.001	0.001	0.88	0.167	2.74	0.378
C3-3	0.46	0.016	0.001	0.001	0.45	0.201	2.18	0.338
C5-2	0.42	0.020	0.129	0.029	0.87	0.160	4.10	0.875
C5-3	0.42	0.016	0.111	0.017	0.86	0.121	2.70	0.383
C5-4	0.49	0.010	0.020	0.024	0.17	0.125	0.80	0.822

Таб. 4 — Параметры, характеризующие поровое пространство исследуемых образцов, полученные в результате решения обратной задачи
Tab. 4 — Parameters characterizing the pore space of studied samples, obtained through solving the inverse problem
Примечание. Параметр a означает аспектное отношение пор и трещин; σ - среднеквадратическое отклонение параметра; индексы "p" и "c" относятся к порам и трещинам соответственно.

теории, допустимо рассматривать зерна как эллипсоиды с неизвестным аспектным отношением вместо зерен сферической формы. Однако это приводит к увеличению числа неизвестных параметров модели и, следовательно, к увеличению неопределенности решений обратной задачи.

На рис. 4 показаны значения параметров модели для одного из образцов-близнецов в процессе работы алгоритма нелинейной оптимизации, направленной на поиск минимума функционала, который является усредненной невязкой расчетных и теоретических значений скоростей. «Зеленые зоны» иллюстрируют подобранные параметры, при которых расхождение теоретических и экспериментальных значений скоростей находится в приемлемом диапазоне, определяемом степенью неоднородности породы. Все решения для параметров модели, полученные в «зеленых зонах», запоминались, а по окончании работы алгоритма статистически обрабатывались. Результаты определения параметров моделей показаны в таб. 4.

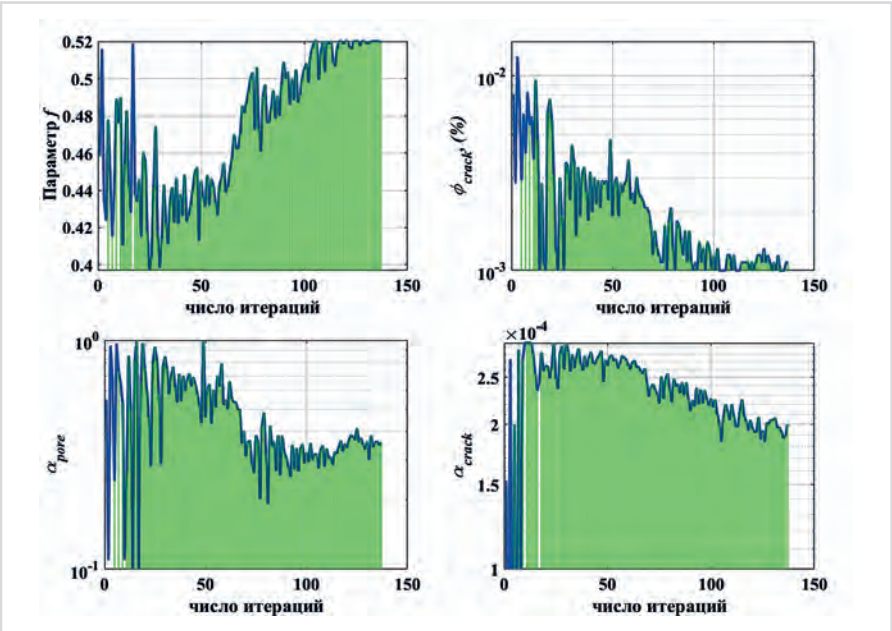


Рис. 4 — Итерации алгоритма оптимизации. Зеленый цвет показывает зоны с приемлемыми значениями функционала невязки скоростей в соответствии с оценкой степени неоднородности породы

Fig. 4 — Iterations of the optimization algorithm. Green color indicates zones with acceptable values of the velocity residual in accordance with the estimation of the degree of heterogeneity of the rock

Итоги

Построены параметрические математические модели изотропных упругих свойств четырех карбонатных пород. Модели отражают наличие в породах пустот двух типов — пор и трещин. Найденные численные значения параметров моделей характеризуют форму пор и трещин, трещинную пористость, а также степень связности пустот.

Выводы

На основе лабораторных исследований керна построены параметрические петроупругие модели четырех карбонатных пород (известняков), имеющих различное внутреннее строение и различные фильтрационно-емкостные свойства. Петроупругие модели являются моделями двойной пористости, предполагающими наличие в породах двух типов связанных между собой пустот — пор и трещин, которые имеют хаотическую ориентацию в объеме породы. Сравнение полученных параметров микроструктуры пород с ее изображениями показывает их удовлетворительное соответствие. Это, в свою очередь, свидетельствует о применимости предложенной модели двойной пористости и метода поиска параметров модели (нелинейной оптимизации с ограничениями на параметры). Найденные параметры микроструктуры пород можно использовать как для анализа влияния параметров модели на упругие свойства этих пород, так и для теоретической оценки других физических свойств, таких как коэффициент теплопроводности, электропроводности и т.д., что позволяет реализовать теория эффективных сред.

Список литературы

1. Баюк И.О. Междисциплинарный подход к прогнозированию макроскопических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов углеводородов. Москва: ИФЗ РАН, 2013. 228 с.
2. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. Москва: Наука. 1977. 400 с.
3. Bayuk I.O., Chesnokov E.M. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media. Physics and Chemistry of the Earth, 1998, v. 23, issue 3, pp. 361–366.
4. Eshelby J.D., The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems. Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences, 1957. v. 241, issue 1226, pp. 376–396.
5. Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А., Гилязетдинова Д.Р., Краснова М.А., Корост Д.В. и др. Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. 2015. №2. С. 36–45.
6. Баюк И.О. Теоретические основы определения эффективных физических свойств коллекторов углеводородов // Акустика неоднородных сред. Ежегодник РАО. 2011. №12. С. 107–120.
7. Walsh J.B. The effect of cracks on the compressibility of rock. Journal of Geophysical Research, 1965, v. 70, issue 2, pp. 381–389.
8. Berg C.A. Deformation of fine cracks under high pressure and shear. Journal of Geophysical Research, 1965. v. 70, issue 14, pp. 3447–3452.
9. Bayuk I.O., Ammerman M., Chesnokov E.M. Upscaling of elastic properties of anisotropic sedimentary rocks. Geophysical Journal International, 2008, v. 172, issue 2, pp. 842–860.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Petroelastic modeling of carbonate rocks using a dual porosity model

UDC 550.3

Authors:
Mohammad F. Ghasemi — Ph.D. student; Mfgh_110@mail.ru
Irina O. Bayuk — Sc.D., chief researcher; ibayuk@yandex.ru

Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

In this work, parametric petroelastic models for four different carbonate rocks containing pores and cracks in the sample scale (double porosity models) are presented. To construct models are applied approaches of the Effective Medium Theory, in particular, the generalized singular approximation method are used. This method takes into account the hydraulic connectivity of the void space. The parameters of the petroelastic models can be estimated through solution of the inverse problem using measured acoustic waves velocities. Analysis of SEM images and primary petrophysical properties along with triaxial test data were used to narrow the search domain of the applied optimization algorithm.

The obtained petroelastic models can be used to study the behavior of the physical properties of rocks as a function of their

structural characteristics (such as, fracture and matrix porosity, the shape of voids and the degree of their connectivity).

Materials and methods
General singular approximation method, fortran programming language, IMSL Fortran library.

Keywords
carbonate rocks, mathematical modeling, GSA method, inverse problem

Results
Parametric mathematical models of isotropic elastic properties of four carbonate rocks have been constructed. The models reflect the presence of two types of voids in pore space — pores and cracks. Estimated numerical values for the parameters of the models characterize the shape of the pores and cracks, the fracture porosity, and the degree of connectivity of the voids.

Conclusions
A dual porosity petroelastic model was suggested for four carbonate rocks, with different internal structure and petrophysical properties, based on the laboratory investigation. The implemented double porosity model suggests the presence of two types of interconnected voids — pores and cracks with spatially chaotic orientation in studied rocks volume. A comparison of the obtained parameters of the microstructure of the rocks with its SEM images manifests satisfactory agreement. This, in turn, indicates the applicability of the proposed model of double porosity and the method of searching for model parameters (nonlinear optimization with constraints on parameters). Further, the estimated structural parameters in various scales, can be used to analyze the influence of these parameters on the elastic properties of these rocks, and for the theoretical evaluation of other physical properties, such as the coefficient of thermal conductivity, electrical conductivity, etc...

References
1. Bayuk I.O. *Mezhdistsiplinarnyy podkhod k prognozirovaniyu makroskopicheskikh i fil'tratsionno-emkostnykh svoystv kollektorov uglevodorodov* [Interdisciplinary approach to prediction of macroscopic properties, porosity and permeability of hydrocarbon reservoir rocks]. Moscow: IPE RAS, 2013, 228 p.
2. Shermergor T.D. *Teoriya uprugosti mikroneodnorodnykh sred* [The theory of elasticity of microinhomogeneous media]. Moscow: Nauka, 1977, 400 p.
3. Bayuk I.O., Chesnokov E.M. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media. Physics and Chemistry of the Earth, 1998, v. 23, issue 3, pp. 361–366.
4. Eshelby J.D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems. Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences, 1957. v. 241, issue 1226, pp. 376–396.
5. Bayuk I.O., Beloborodov D.E., Berezina I.A., Gilyazetdinova D.R., Krasnova M.A., Korost D.V. and oth. *Seysmoakusticheskie issledovaniya kerna pri plastovykh usloviyakh* [Seismoacoustic studies of core under reservoir conditions]. Seismic Survey Technologies, 2015, issue 2, pp. 36–45.
6. Bayuk I.O. *Teoreticheskie osnovy opredeleniya effektivnykh fizicheskikh svoystv kollektorov uglevodorodov* [Theoretical background for determination of effective physical properties of reservoir rocks]. Acoustics of Heterogeneous Media. Yearbook of Russian Acoustical Society, 2011, issue 12, pp. 107–120.
7. Walsh J.B. The effect of cracks on the compressibility of rock. Journal of Geophysical Research, 1965, v. 70, issue 2, pp. 381–389.
8. Berg C.A. Deformation of fine cracks under high pressure and shear. Journal of Geophysical Research, 1965. v. 70, issue 14, pp. 3447–3452.
9. Bayuk I.O., Ammerman M., Chesnokov E.M. Upscaling of elastic properties of anisotropic sedimentary rocks. Geophysical Journal International, 2008, v. 172, issue 2, pp. 842–860.

производственное объединение
«ЭЛЕКТРОТОЧПРИБОР»

Вам нужны взрывобезопасные светильники?
Вам нужны светильники разной мощности и крепления?
Вам нужна особая диаграмма светораспределения?
Вам нужна помощь в оптимизации размещения светильников по заданной освещенности?

Обращайтесь к нам!

- Более 50 лет опыта разработки и производства взрывобезопасных изделий.
- Отличная стабильность светового потока за время эксплуатации.
- Диапазон мощностей от 15 до 150 Вт.
- Диапазон температур от минус 60 до + 50 С.
- Сертификаты ТР ТС для I и II групп.
- Протоколы по светотехнике и ЭМС.

ЗАО ПО "Электроточприбор»
Россия, 644042, г.Омск, пр. К.Маркса, 18/13
Тел./ факс +7(3812) 39-69-11, 39-62-32
e-mail: sales@etpribor.ru
www.etpribor.ru

Уверенно двигаться вперед — группе компаний «Система-Сервис» 10 лет

ГК «Система-Сервис» — многопрофильное предприятие, предоставляющее сервисные услуги в области строительства скважин, добычи нефти и поддержания пластового давления — отмечает в этом году первый значимый юбилей — 10-летие образования компании. О приоритетных направлениях развития, достижениях и перспективах рассказывает генеральный директор управляющей компании «Система-сервис» Ильдар Рустамович Мухамадеев.

Уважаемые партнеры!!

От имени группы компаний «Система-Сервис» поздравляю вас с профессиональным праздником — Днем работника нефтяной и газовой промышленности!

Желаю вам новых трудовых успехов и достижений, воплощения в жизнь всех планов и надежд, товарищеской поддержки со стороны коллег! Крепкого здоровья, мира, счастья и благополучия вам и вашим близким!

Директор
ООО "УК "Система-Сервис"
Ильдар Мухамадеев

— «Система-Сервис» — это группа компаний, каковы основные направления деятельности предприятий, входящих в ГК?

— В структуре Группы Компаний «Система-Сервис» — управляющая компания и четыре управляемых общества: ООО «РИНПО», ООО «Сервис НПО», ООО «Перекрыватель» и ООО «Татнефть-Кабель». Общая численность компании более 1300 человек. Основные направления деятельности:

- промысловый сервис установок электропогружных насосов, насосных агрегатов типа ЦНС и горизонтальных насосных установок для системы поддержания пластового давления;

- оказание услуг в области долотного сервиса и проката гидравлических забойных двигателей при строительстве скважин, по зарезке боковых стволов и изоляции зон осложнения с помощью технологий локального крепления скважин;

- изготовление и ремонт нефтепогружного оборудования, гидравлических забойных двигателей, буровых долот, резинотехнических изделий и кабельно-проводниковой продукции.

— Какое из направлений является основным? Какие приоритеты развития данного направления?

— Основным направлением деятельности является сервис установок электропогружных насосов (УЭЦН). Порядка половины выручки нашей компании приходится именно на это направление, и считаем, что развитие данного бизнеса является приоритетным для нас. Мы активно сотрудничаем с нашими заказчиками, внедряем перспективное оборудование и технологии, позволяющие не только увеличивать добычу нефти, но и экономить затраты. Кроме этого, согласно программы стратегического развития, поставлены цели расширения рынка по обслуживанию и прокату ЭЦН в компаниях на территории РФ, так и за ее пределами.

— Компания существует уже 10 лет, поздравляем с юбилеем! Интересна история ее появления. Какие основные достижения за этот срок можно выделить? Чем вы гордитесь?

— Спасибо за поздравление! Необходимо отметить, что история ООО «УК «Система-Сервис» берет свое начало с 1976 года. Возникшая в то время необходимость перевода скважин компании «Татнефть» с фонтанного способа эксплуатации на механизированную добычу послужила основной целью создания Альметьевской центральной базы производственного обслуживания электропогружных установок (АЦБПО ЭПУ). В 2008 году в рамках реструктуризации сервисных предприятий компании «Татнефть» на базе АЦБПО ЭПУ была создана ООО «УК «Система-Сервис». За эти 10 лет, произошли следующие основные и значимые события:

- в области сервиса УЭЦН — это организация проката и обслуживания УЭЦН на скважинах компаний «Роснефть», «Газпромнефть», «Нефтиса», «РуссНефть», а также внедрение установок для ОРЭ в дочерних предприятиях компании «Лукойл»;

- в системе ППД — организация сервиса вспомогательного оборудования, обслуживание плунжерных насосных агрегатов;

- в области строительства скважин — оказание услуг долотного сервиса и аренды ГЗД, производство различных типоразмеров ОЛКС, PDC-долот и оснастки;

- в области изготовления нефтепромыслового оборудования — производство различных видов оборудования (станций управления, верхних приводов, БКНС и др. виды), а также кабельно-проводниковой продукции (кабель КИФБП, капиллярные трубопроводы СПБТ, кабельные удлинители и пр.).

Сегодня продукцией и услугами нашей компании пользуются более 200 компаний, мы уже давно вышли за пределы Республики Татарстан и сейчас работаем с основными нефтяными компаниями на территории РФ. Расширение географии и объемов оказываемых услуг является одной из стратегических задач, стоящих перед нашей компанией.

— Одно из важнейших направлений — сервис УЭЦН. Сколько скважин вы обслуживаете? Какие именно работы выполняете?

— Обслуживаемый фонд скважин с УЭЦН составляет свыше 6 тысяч единиц. Это на 40% больше чем было 10 лет назад! Здесь выполняются работы по монтажу, обслуживанию и ремонту погружного и наземного

оборудования. В специализированных цехах производится изготовление и ремонт погружных насосов и электродвигателей, трансформаторов, станций управления, насосных агрегатов и прочего оборудования.

— Как, по Вашему мнению, обеспечивается качество выполняемых работ, удовлетворяющее требованиям заказчика?

— Главными инструментами безупречного качества являются квалифицированный персонал и мощная производственная база. Сочетание опыта и профессионализма с системным подходом к проведению работ по сервису, ремонту и обновлению парка оборудования обеспечивает компании авторитет и доверие наших заказчиков. Подтверждением этому является то, что УК «Система-Сервис» неоднократно становилась дипломантом премий правительств Российской Федерации и Республики Татарстан в области качества — эта награда является высокой оценкой производственной деятельности нашей компании.

— Расскажите о внедрении в производство буровых PDC-долот. В чем их главное преимущество? Какие еще услуги бурового сервиса и строительства скважин предоставляет компания?

— Одним из уже реализованных проектов в области бурового сервиса является проект по организации производства PDC долот. Здесь самые масштабные инвестиции пришлись на закупку пятикоординатного обрабатывающего центра японской фирмы «Mazak», что позволило освоить изготовление PDC-долот, организовать новые рабочие места и увеличить выручку компании. Данное производство является новым направлением деятельности для компании, в том числе в масштабах Республики Татарстан. Преимущества PDC-долот при бурении скважин — высокая механическая скорость и соответственно проходка на долото, что позволяет заказчику увеличить сроки строительства скважин. Следующим направлением деятельности в области строительства скважин, не имеющим аналогов в мире, является изготовление и инженерное сопровождение оборудования для локального крепления стенок скважин. Данное оборудование предназначено для перекрытия интервалов поглощения промывочной жидкости в открытом стволе при бурении скважин. Применение данной технологии позволяет заказчику сократить время и затраты на строительство скважин.

— Немаловажное направление — кабельная продукция. Какие мощности у компании «Татнефть-Кабель», и какие гарантии качества производимой продукции?

— Изготовление и ремонт кабеля для погружных электроустановок является основным направлением деятельности ООО «Татнефть-Кабель». Сегодня мы изготавливаем около 5 тыс. км. нефтепогружного кабеля в год. Можем и больше!

Высокое качество выпускаемой предприятием продукции обеспечена применением высокотехнологичного оборудования, а также политикой в области менеджмента качества подтвержденной сертификатом ISO 9001:2015.

Кроме этого изготавливаются следующие виды продукции: эмальпровода, силовые и контрольные кабели, обмоточные и установочные провода и прочая продукция. Продукция востребована нефтегазодобывающими компаниям, сервисными предприятиями, занимающимися прокатом и обслуживанием погружных электронасосов по добыче нефти, предприятиями, занимающимися ремонтом электродвигателей и электрических аппаратов.

— Какие перспективы развития Вашей компании?

— В компании разработан стратегический план развития, цель которой является удержание и расширение рынка, диверсификация производства и увеличение выручки к 2025 году в 2 раза. Для этого намечены ряд проектов, которые позволят освоить новое производство, расширить номенклатуру продукции и услуг, исключить зависимость от поставщиков, снизить затраты, повысить конкурентоспособность. Необходимо отметить, что одним из таких масштабных и значимых для нас проектов, реализованных в текущем году, является проект по организации литейного производства рабочих органов ЭЦН. Цель данного проекта — повышение экономической эффективности и конкурентоспособности в сервисе УЭЦН, расширение номенклатуры производства продукции и географии деятельности нашей компании. Также, это новые рабочие места, энергоэффективная и импортозамещающая продукция востребованная в настоящее время на рынке.

— Какова кадровая политика компании «Система-Сервис»? Чем вы привлекаете специалистов, молодежь? С жильем помогаете?

Мы ведем активную работу по привлечению специалистов на наши предприятия. При этом важную роль играет стабильный уровень заработной платы, благоприятные условия труда, отвечающие всем требованиям охраны труда и корпоративной культуры, наличие современного оборудования и выполнение работ по новейшим технологиям, отвечающим всем современным стандартам. Все молодые работники обеспечены социальными льготами. Жилье предоставляется по программе социальной ипотеки.

— Есть ли возможность карьерного роста у молодых специалистов? Как повышаете их квалификацию?

— Молодые работники, наиболее активно проявляющие себя в жизни предприятия и показавшие высокие результаты в производственной деятельности, включаются в кадровый резерв предприятия. Поэтому говорить о возможности карьерного роста молодых работников нужно используя параллельно такие фразы как «желание работать», «качественно выполнять свои трудовые обязанности», «соблюдать трудовую дисциплину». Молодые специалисты проходят обучение в специализированных учебных центрах, которые имеют соответствующие образовательные лицензии.

— А пенсионеров и ветеранов предприятия, которых, наверное, уже не мало, каким образом поддерживаете?

— В рамках социальной защиты, в соответствии с коллективным договором, администрацией, профсоюзным комитетом и Советом ветеранов войны и труда выполняется широкий спектр мероприятий, направленных на социальную защиту, обеспечение льгот и гарантий пенсионеров.Выделяются санаторные путевки, предоставляется материальная помощь при выходе на пенсию, по случаю юбилея, на лечение, на улучшение жилищно-бытовых условий и многое другое.

— Проводятся ли в компании корпоративные праздники, спортивные и культурные мероприятия?

— В компании ежегодно проводятся Слет мастеров, конкурс профессионального мастерства среди молодых работников, торжественные мероприятия ко Дню Победы, Дню нефтяника и другие. Традиционно, для работников компании, проводятся культурно-массовых мероприятия по празднованию Нового года, 8 Марта и т.д. Проводятся различные спортивные соревнования в зачет спартакиады группы компаний «Система-Сервис». Работники компании участвуют в соревнованиях «Лыжня Татарстана», «День физкультурника», «Майская эстафета».

— И последний вопрос, как бы вы определили формулу успеха компании?

— Считаю, что формула успеха компании определяется следующим образом: опыт, технологичность, наличие ресурсов, инвестиций, качество выполняемых работ, желание расширяться и создавать новые производства. Благодаря такому подходу можно уверенно двигаться вперед, способствуя развитию бизнеса не только своей компании, но и заказчиков.

Мы имеем все необходимые для этого ресурсы и, самое главное, огромное желание создавать с нашими партнерами новые совместные проекты.

ГРУППА КОМПАНИЙ СИСТЕМА•СЕРВИС

«Сорбонафт» — качество, проверенное временем

ООО «Сорбонафт» создано в 2009 году в составе производственной компании ЗАО «ЦЭИ «Пресс-Торф», которое является одним из лидеров рынка сорбентов в России. Начав с производства нефтяного сорбента «Сорбонафт», сегодня мы можем предложить потребителям восемь видов сорбентов и биосорбентов. Открытый прямой контакт с потребителями позволяет нам выпускать продукцию, отвечающую возрастающим требованиям заказчика в различных условиях его применения. Наше предприятие имеет собственную производственную базу с полным циклом производства: начиная от переработки сырья и заканчивая выпуском готовой продукции.

Продукция предприятия — это сорбенты торговой марки «Сорбонафт и «Биосорбонафт».

ПВ — для почвы и твердых поверхностей;

ВД — универсальный;

МФ — для труднодоступных участков;

ВС — векторный сорбент направленного действия, работает в толще воды и донных отложениях.

Сорбент «Сорбонафт» эффективен при любых погодных условиях и отрицательных температурах.

«Биосорбонафт» марок ПВ, ВД, МФ, ВС — это биосорбенты на основе «Сорбонафта», могут применяться для сбора и биоразложения сырой нефти, растительных и смазочных масел, легких и тяжелых фракций нефтепродуктов. Эффективны как для сбора тонких пленок, так и для очистки массивных нефтяных загрязнений.

Отличительной особенностью использования сорбентов и биосорбентов торговой марки «Сорбонафт» являются:

- способность осуществлять биодеструкцию сорбированных нефтепродуктов до нетоксичных соединений;
- возможность проведения утилизации загрязнений на месте применения;
- сохранения сорбционной способности сорбента под снегом и восстановление биодеструктивной активности после зимнего периода;
- экологическая безопасность (изготавливается из торфа);
- поглотительная способность по нефти (4–7 г/г);
- гидрофобность;
- высокая плавучесть (10–30 суток);
- неограниченный срок консервации нефти в объеме сорбента;
- не требуется проведения дорогостоящих мероприятий по ЛАРН;
- более низкая стоимость по сравнению с аналогами.

Вся выпускаемая продукция имеет соответствующие сертификаты и разрешения. В планах работы компании — разработка новых видов сорбентов и биосорбентов для работы в специфических условиях.

Наши ключевые заказчики: АО «Транснефть», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл», РЖД, нефтяные компании Республики Коми, САХА Якутии, ХМАО Югра, подразделения РАО ЕЭС, ГО и ЧС и многие другие.

Уважаемые коллеги!

Примите искренние сердечные поздравления с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности! Желаем успехов в развитии, процветания, здоровья и счастья. Будем рады дальнейшему плодотворному сотрудничеству!

Президент холдинга
Козьминых Анатолий Николаевич

УДК 622.276

Моделирование процесса образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами

М.А. Кищенко
магистр по направлению «Нефтегазовое дело»[1]
max_kishchenko@mail.ru

А.Н. Александров
аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений[2]
sania.alexandro2012@yandex.ru;

М.К. Рогачев
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений[2]
rogatchev@mail.ru

Е.А. Кибирев
начальник управления технологии добычи нефти департамента по технике и технологиям добычи нефти[3]
kibirev.ea@gazpromneft-ntc.ru

[1]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
[2]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия
[3]ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

В данной работе представлены результаты исследования влияния параметров, управляющих работой установки ЭЦН, на условия образования и отложения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на основе модели движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины с применением анализа гидродинамики системы «пласт-скважина-насос» и получены практические рекомендации для рассматриваемых условий.

Материалы и методы
В работе использовались результаты лабораторных исследований физико-химических свойств высокопарафинистой нефти, а также результаты моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины, оборудованной УЭЦН, полученные в программном комплексе компании Schlumberger «PIPESIM».

Ключевые слова
эксплуатация скважин, осложненные условия, электроцентробежный насос, высокопарафинистая нефть, моделирование образования парафинов, температура насыщения нефти парафином, фазовые переходы, кристаллизация парафина

В результате широкого распространения в мире месторождений парафинистых нефтей, среди которых около половины приходится на высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые, проблема повышения эффективности эксплуатации скважин при разработке месторождений становится особо актуальной [1, 2]. При добыче парафинистых нефтей образование органических отложений в призабойной зоне пласта, скважинном и наземном нефтегазопромысловом оборудовании приводит к аварийным остановкам оборудования и его незапланированному текущему или капитальному ремонту.

В данной работе представлены результаты исследования влияния параметров, управляющих работой установки электрического центробежного насоса (далее — ЭЦН), на условия образования и отложения асфальтосмолопарафиновых отложений (далее — АСПО) на основе модели движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины с применением анализа гидродинамики системы «пласт — скважина — насос» и получены практические рекомендации для рассматриваемых условий.

Для научно обоснованного подхода по предотвращению и удалению АСПО основное внимание должно быть уделено условиям, вызывающим фазовый переход парафина в твердое состояние. На данный процесс оказывает совокупное влияние множество факторов [1, 2, 3, 4, 5]:

- геолого-физические и технологические условия разработки месторождения;
- физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти;
- изменение термобарических условий по стволу скважины;
- нарушение гидродинамического равновесия;
- изменение структуры и скорости потока;
- интенсивность разгазирования нефти;
- количество мехпримесей в нефти;
- обводненность;
- состояние внутренней поверхности оборудования (шероховатость).

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Повышение технологической эффективности при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, на месторождениях высокопарафинистых нефтей требует детального проектирования систем добычи. Для решения поставленных задач использован один из передовых симуляторов в области анализа и оптимизации систем добычи — продукт компании Schlumberger — PIPESIM [6]. Работа данного программного комплекса основана на построении и расчете модели течения установившегося многофазного потока от пласта до объектов системы сбора и подготовки. Статическое моделирование потока предполагает сохранение массового потока флюида в системе, т.е. накопление массы в системе не происходит [7].

Исходные данные

Объектом исследования является смоделированная для условий Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции гипотетическая скважина с геометрическими и геолого-физическими параметрами, характерными для условий разрабатываемой нефтяной залежи D2ef (таб. 1). Пластовая температура для указанной залежи составляет 62°С, а текущее пластовое давление — 19,6 МПа.

Результаты лабораторных исследований физико-химических свойств устьевой пробы безводной нефти представлены в таб. 2.

Параметры скважины

Дебит скважины по жидкости при ст.усл., м³/сут	$Q_{ж.ст}$	85
Коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа	$К_{прод}$	15
Газовый фактор, м³/м³	Г	72
Давление на устье скважины, МПа	$Р_{уст}$	1,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	$Р_{нас}$	8,8
Глубина скважины, м	$L_с$	3000
Глубина интервала перфорации, м	$Н_{перф}$	2925
Глубина спуска насоса, м	$Н_{нас}$	2400
Средняя величина наклона угла скважины, град	α	2
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м	$d_{эк}$	0,144
Внутренний диаметр НКТ, м	$d_{нкт}$	0,062
Температура нейтрального слоя, °С	$Т_о$	4
Глубина нейтрального слоя, м	$Н_о$	30

Таб. 1 — Параметры скважины
Tab. 1 — Well parameters

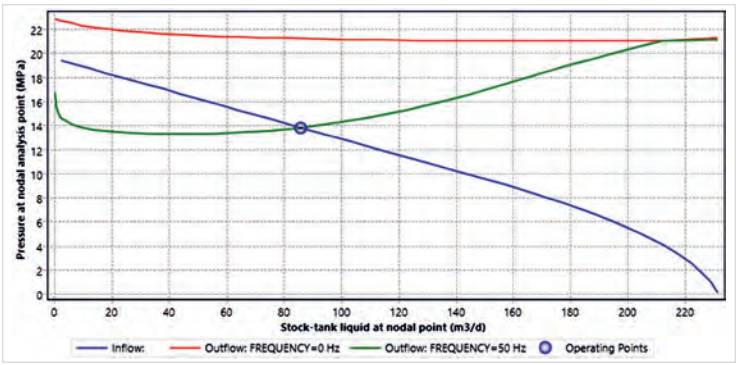


Рис. 1 — Совмещенная характеристика системы пласт–скважина без насоса и с его использованием
Fig. 1 — Combined characteristics of formation—well system with and without a pump

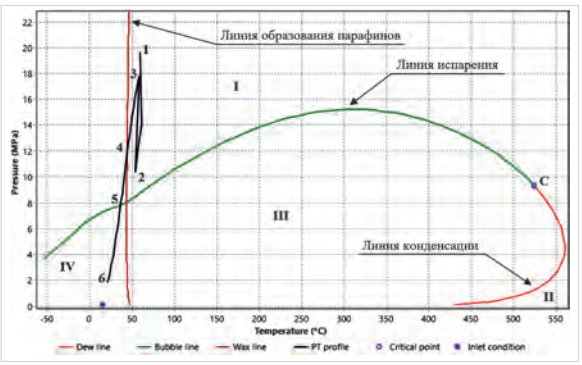


Рис. 2 — Диаграмма фазового равновесия углеводородной системы для залежи D_{2ef}, построенная с использованием модуля Multiflash Wax
Fig. 2 — Phase equilibrium diagram of hydrocarbon system for pool D_{2ef} built with the Multiflash Wax module

Дегазированная нефть относится к особо легким, с плотностью 802 кг/м^3. Температура застывания нефти составляет 40^{0}С.

Групповой состав нефти определялся согласно ГОСТ 11851-85 и ускоренному методу хроматографического анализа нефтяных фракций, разработанному во ВНИИ НП [8]. Нефть относится к высокопарафинистым (содержание парафинов составляет 27,12% масс.), смолистым (содержание смол и асфальтенов — 3,56% масс. и 1,59% масс. соответственно) согласно [9].

Подбор насоса

На первом этапе был применен метод оценки производительности скважин в виде узлового анализа. Он позволяет разделить систему «пласт — скважина — насос» на компоненты, соединенные узловыми точками [10, 11, 12], визуально оценить влияние различных параметров на продуктивность пласта, работу лифта и погружного насоса. Поведение скважины определяется энергией пласта по обеспечению притока флюида к скважине и возможностью флюида подняться на поверхность. Точка пересечения кривой притока (индикаторной кривой) и кривой оттока называется рабочей точкой данной системы. Моделирование притока флюида на забой скважины, определяющего расход пласта при установленной на него депрессии, осуществлялось с помощью задания индекса продуктивности скважины с учетом поправки Вогеля. В разработанной модели узловая точка находится напротив интервала перфорации.

В процессе разработки начальное пластовое давление снизилось до 19,6 МПа. Применение узлового анализа позволило установить, что энергии подъема скважины недостаточно для подъема флюида до устья скважины — фонтанирование невозможно (красная линия, рис. 1).

С целью обеспечения скважины достаточной энергией для подъема флюида на поверхность и достижения запланированного дебита (85 м^3/сут) выполнен подбор ЭЦН марки ESP TD600. Характеристика скважины с работающим насосом представлена зеленой линией на рис. 1. Наиболее подходящий насос подбирается из обширной базы данных по наибольшей эффективности, составляющей для подобранной модели насоса 65%. При выборе насоса были учтены потери между ступенями, поправка вязкости, эффекты внутрискважинной сепарации.

Фазовая диаграмма

По известным физико-химической характеристике и компонентному составу была разработана модель высокопарафинистой нефти, которая позволяет определить условия образования парафинов в газожидкостной смеси. Представленная на фазовой диаграмме (рис. 2) линия образования парафинов соответствует температуре насыщения исследуемой нефти парафином — 44°С. При температуре 20°С содержание парафина в нефти составляет 27% масс. Значения температуры насыщения нефти парафином и его массового содержания в представленной модели довольно близки к экспериментально полученным данным при температуре 20°С и атмосферном давлении, указанным в таб. 2.

При нормальных условиях различные углеводородные компоненты, содержащиеся в нефти, образуют трехфазную систему. При пластовых условиях (высокой температуре и давлении) все компоненты образуют одну фазу — жидкую смесь. Нефть представляет собой многокомпонентную систему, поэтому диаграмма фазового равновесия в координатах «температура — давление», в отличие от индивидуальных веществ, представляет собой не единую кривую, а область, ограниченную линиями начала конденсации (линия росы) и начала испарения [13].

На первом этапе моделирования строится фазовая диаграмма углеводородной системы для залежи D_{2ef}. Слева от критической точки (С) и выше линии испарения (область I) углеводороды находятся в жидком состоянии, а справа и ниже линии конденсации (область II) — в газообразном. Внутри двухфазной границы между линиями начала конденсации и начала испарения (область III) могут сосуществовать вместе нефть и газ. При снижении температуры ниже линии образования парафинов система переходит в трехфазное состояние (область IV), дополнительно содержащей твердую фазу — парафин.

Также на фазовой диаграмме представлен смоделированный PT-профиль при движении флюида от продуктивного пласта до устья скважины. Начало расчета модели происходит в точке 1, описывающей пластовые условия. Точки 2 и 3 соответствуют термобарическим условиям на приеме и выкиде ЭЦН и описывают скачок давления и температуры, происходящий в насосе. При движении по колонне насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) первоочередно наблюдается снижение температуры потока до температуры насыщения нефти парафином (точка 4), которое способствует началу их образования. Далее происходит снижение давления до точки насыщения нефти газом (точка 5), инициирующую потерю легких углеводородных фракций и способствует более интенсивному образованию парафиновых отложений. На участке между точками 5 и 6 (устье скважины) происходит движение 3-х фазной системы (жидкость, газ и твердые частицы).

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи D_{2ef}

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20^{0}С, кг/м^3	802
Температура застывания,^{0}С	40
Температура насыщения нефти парафином, ^{0}С	44
Групповой углеводородный состав, % масс.:	
Парафино-нафтеновые углеводороды	89,31
в т.ч. парафины	27,12
Ароматические углеводороды	5,55
Смолы силикагелевые	3,56
Асфальтены	1,59

Таб. 2 — Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи D_{2ef}
Tab. 2 — Physical and chemical properties of degassed oil from pool D_{2ef}

Определение глубины образования АСПО

На рис. 3 представлено сопоставление

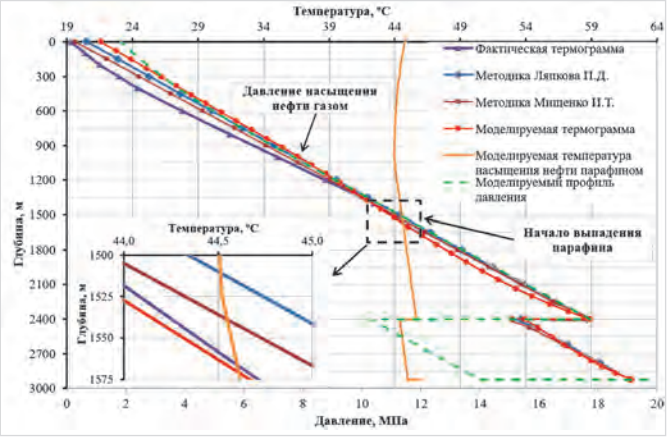


Рис. 3 — Определение глубины начала образования органических отложений
Fig. 3 — Determining depth of organic deposits

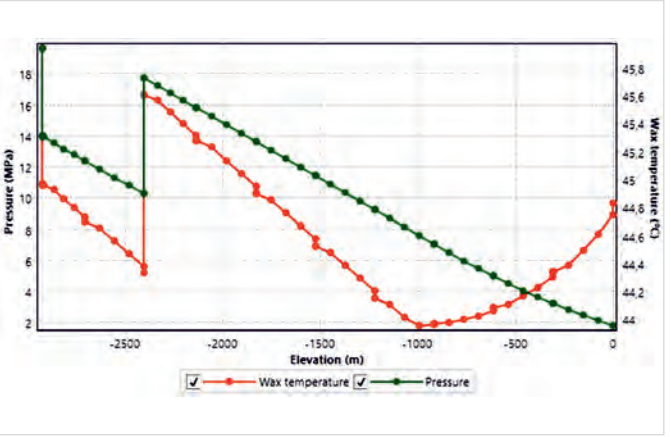


Рис. 4 — Профиль давления и температуры насыщения нефти парафином
Fig. 4 — Wax appearance temperature and pressure profile

фактической термограммы с профилями распределения температуры по стволу скважины, рассчитанными по формулам 1, 2, 3 и с применением комплексной механистической модели вертикального многофазного течения OLGAS. В этой модели выделяется два вида корреляций: двухфазная модель рассматривает газожидкостный поток, а трехфазная модель дополнительно учитывает твердые частицы.

Комплексная механистическая модель течения OLGAS применима для всех углов наклона, диаметров труб и свойств жидкости. В этой модели используются отдельные уравнения непрерывности для газовых и жидких капель, которые связаны посредством межфазного массопереноса. [7].

На графике изображена кривая температуры насыщения нефти парафином, полученная по модели Коутиньо в модуле Multiflash, позволяющая при пересечении с профилями температуры определить глубину начала образования парафиновых отложений в скважине (таб. 3).

Модель Коутиньо — это термодинамическая модель, основанная на концепции прогнозирования образования твердой фазы. Использование данной модели в сочетании с уравнением состояния (модель UNIQUAC) позволяет с высокой точностью предсказывать поведение нефти и ее модельных растворов при низких температурах [7, 14].

Распределение температуры по стволу скважины по методике Ляпкова П.Д. [15]:

$$T(H) = T_{пл} - (L_c - H) \cdot \frac{0{,}0034 + 0{,}79 \cdot \omega \cdot cos\alpha}{10^{\frac{86400 \cdot 20 \cdot d^{2{,}67}}{q}}} \quad (1),$$

Определение глубины начала образования АСПО в скважине

Метод расчета	Тнас., °С	$H_{АСПО}$, м
По Ляпкову П.Д.	44,51	1510
По Мищенко И.Т.	44,55	1540
По фактической термограмме	44,59	1566
По модели течения OLGAS	44,62	1572

Таб. 3 — Определение глубины начала образования АСПО в скважине
Tab. 3 — Determining ARPD depth in a well

где $T_{пл}$ — пластовая температура, К; L_c — глубина скважины, м; H — текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; α — угол отклонения скважины от вертикали, градус; q — дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с; d — диаметр подъемника, м.

Распределение температуры по стволу скважины по методике Мищенко И.Т. [16]:

для НКТ:

$$t(h) = t_{пл}\left\{1 - \frac{h}{c}\left[0{,}544\left(623{,}7\frac{d_{нкт}}{Q_м} + 1\right)\right]\right\} \quad (2),$$

для обсадных колонн:

$$t(h) = t_{пл}\left\{1 - \frac{h}{c}\left[0{,}544\left(311{,}85\frac{d_{ок}}{Q_м} + 1\right)\right]\right\} \quad (3),$$

где $t_{пл}$ — пластовая температура, °С; h — глубина отсчитываемая от забоя, м; $Q_м$ — массовый дебит скважины, т/сут; $d_{нкт}$ — внутренний диаметр колонны НКТ, м; $d_{ок}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; с — удельная теплоемкость продукции скважины, Дж/кг·°С

Таким образом, сопоставление фактической термограммы с профилями распределения температуры по стволу скважины, рассчитанными по методикам Ляпкова П.Д., Мищенко И.Т. и построенной с использованием комплексной механистической модели вертикального многофазного течения OLGAS показало, что для рассматриваемых условий наибольшая сходимость с промысловыми результатами исследований распределения температуры по стволу скважины и фактической глубины начала образования АСПО обеспечивается с применением модели многофазного течения OLGAS.

Характер изменения температуры насыщения нефти парафином

Под температурой насыщения нефти парафином понимают температуру, при которой парафины из растворенного состояния переходят в твердую фазу (в нефти появляются первые кристаллы парафина). На данный параметр оказывают влияние множество факторов, основными из которых являются: физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти, содержание парафинов, интенсивность разгазирования, градиент давления по стволу скважины [3].

На рис. 4 приводится совместный профиль температуры насыщения нефти парафином и давления по стволу скважины. Важно отметить, что характер изменения указанных параметров соответствует диаграмме фазового равновесия углеводородной системы (рис. 3).

Уменьшение температуры насыщения нефти парафином при ее движении к забою скважины обусловлено проявлением дроссельного эффекта при создании депрессии на продуктивный пласт. Значительное повышение температуры насыщения нефти парафином происходит в насосе, что обусловлено резким ростом давления в системе. На участках от интервала перфорации до приема насоса (2925–2400 м) и от выкида насоса до точки насыщения нефти газом (2400–1000 м) наблюдается линейная зависимость снижения температуры насыщения нефти парафином при уменьшающемся давлении в системе. Начиная с глубины 1000 метров, наблюдается повышение температуры насыщения нефти парафином, что обусловлено интенсивным выделением легких фракций нефти и, вследствие этого, уменьшением растворяющей способности нефти по отношению к парафинам, а также по причине охлаждения движущегося по стволу скважины нефтяного потока. Следует отметить, что возникающие при этом газовые глобулы являются массообменными промоторами роста парафиновых кристаллов [17, 18].

Влияние обводненности исследуемой нефти на глубину образования АСПО

В работе Глущенко В.Н. [1] представлен глубокий анализ литературы и промыслового материала по вопросу влияния обводненности нефти на характер образования органических отложений. Во многих работах отмечается уменьшение интенсивности образования АСПО с ростом обводненности продукции скважин. Это объясняется снижением адгезии к гидрофильной стальной поверхности, падением темпа охлаждения вследствие большей теплоемкости воды по сравнению с нефти. На рис. 5 видно, что при увеличении обводненности добываемой продукции устьевая температура возрастает по причине снижения темпа охлаждения потока.

Также в работе [1] выделяется ряд исследователей, в трудах которых показано негативное влияние обводненности. Это объясняется общим снижением температуры обводняющихся месторождений, значительным поглощением газа водой со снижением

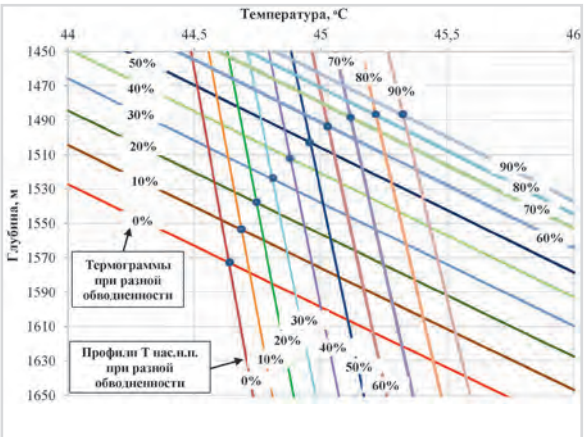


Рис.6 — Зависимость глубины образования АСПО в скважине с ростом обводненности
Fig.6 — ARPD depth in well against water content increase

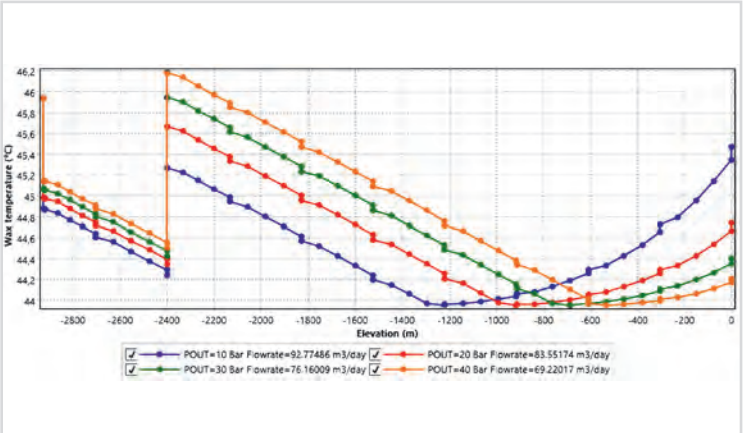


Рис. 7 — Изменение температуры насыщения нефти парафином при создании различных буферных давлений
Fig. 7 — Changes in wax appearance temperature at different buffered pressures

растворимости парафина в нефти, привнесение в объем большого количества мехпримесей, повышением температуры насыщения нефти парафином на несколько градусов и т.д.

Результаты моделирования показали, что с ростом обводненности скважинной продукции происходит уменьшение глубины начала образования АСПО в колонне НКТ (рис. 6).

Таким образом, уменьшение интервала образования АСПО в скважине для рассматриваемых условий вызвано снижением доли высокомолекулярных углеводородов в скважинной продукции в процессе разработки месторождения, гидрофилизацией внутренней поверхности колонны НКТ, а также снижением темпа охлаждения потока.

Влияние величины буферного давления на глубину образования АСПО (метод штуцирования)

Множество промысловых данных демонстрируют обратную зависимость величины остаточной газонасыщенности нефти на глубину образования АСПО в стволе скважины [1]. Например, на месторождении Жанажол рост устьевого давления предотвращал резкое разгазирование, что в свою очередь приводило к резкому снижению интенсивности образования АСПО. Другой пример — добыча высокопарафинистой нефти на Тенгутинской площади в Казахстане. В начале эксплуатации месторождения при высоком газовом факторе осложнений с образованием АСПО не было. В ходе разработки залежи уменьшались пластовое и буферное давления, газовый фактор, что привело к интенсивному запарафиниванию подземного и наземного оборудования.

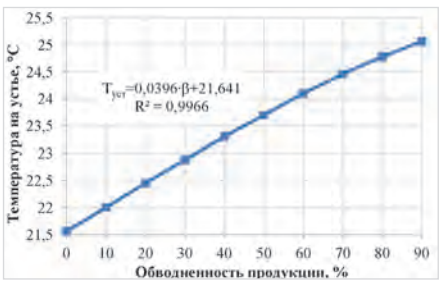


Рис. 5 — Зависимость устьевой температуры от обводненности продукции скважины
Fig. 5 — Wellhead temperature against water content in flowstream

Поэтому одним из эффективных методов борьбы с образованием АСПО является предотвращение негативного влияния выделяющегося газа методом штуцирования с целью подъема буферного давления [17, 19]. Положительный эффект заключается в сокращении времени нахождения скважин в простое с одновременным ростом их дебитов.

Полученные результаты моделирования подтвердили, что увеличение противодавления на устье скважины приводит к смещению глубины начала разгазирования вверх по стволу (рис. 7). В связи с этим увеличение буферного давления на устье скважины может служить одним из методов предупреждения образования АСПО в колонне НКТ, если интервал парафинообразования расположен выше точки начала разгазирования.

Для рассматриваемых условий, когда образование органических отложений в стволе скважины происходит раньше начала разгазирования нефти, наблюдается отрицательный результат, при котором увеличение буферного давления приводит к росту температуры насыщения нефти парафином и, следовательно, более раннему образованию органических отложений в стволе скважины (рис. 8). Таким образом, выявлена область эффективного применения метода штуцирования как способа борьбы с образованием АСПО.

В приведенном примере был использован инструмент оценки чувствительности для граничных условий модели. Нужно учесть, что при изменении одного параметра в модели, все остальные остаются неизменными.

Влияние частоты вращения ЭЦН на глубину образования АСПО

Одним из важнейших параметров, оказывающих влияние на интенсивность парафинизации внутрискважинного оборудования, является скорость потока. Ускорение нефтяного потока приводит к снижению перепада температуры по стволу скважины, изменению структуры и дисперсности газожидкостного потока, снижению скорости накопления отложений. В целом, наблюдается позитивное влияние рассматриваемого параметра при его изменении до некоторой критической величины, характерной переходу от ламинарного к турбулентному режиму течения [1, 2, 18, 20, 21].

На рис. 9 представлено изменение глубины начала образования АСПО в скважине в зависимости от частоты вращения ЭЦН. Помимо этого, на скорость потока можно влиять путем изменения числа ступеней в насосе и диаметра колонны НКТ, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса.

Итоги

1. По известным физико-химической характеристике и компонентному составу исследуемой нефти была разработана модель высокопарафинистой нефти с помощью модуля Multiflash Wax. На ее основе построена диаграмма фазового равновесия углеводородной системы с нанесенным PT-профилем движения флюида от продуктивного пласта до устья скважины и определены характерные точки фазовых переходов. Определена температура насыщения нефти парафином - 44°С, содержание которого к 20°С в исследуемой нефти достигает 27% масс.
2. Применен метод оценки производительности скважин в виде узлового анализа. С целью обеспечения скважины достаточной энергией для подъема флюида на поверхность и достижения запланированного дебита выполнен подбор ЭЦН. На основе моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины исследовано влияние различных факторов на глубину начала образования органических отложений.

Выводы

1. Установлена высокая сходимость фактической термограммы с расчетными профилями температуры по методикам П.Д. Ляпкова и И.Т. Мищенко Это позволяет полагаться на достоверность приведенных методик в случае отсутствия промысловых результатов исследований распределения температуры по стволу скважины. Однако для рассматриваемых условий наиболее близкое к фактическому значению глубины начала образования органических отложений получено при использовании комплексной механистической модели вертикального многофазного течения OLGAS.
2. Определен характер изменения температуры насыщения нефти парафином по стволу скважины. Важно отметить, что наиболее ярко эти изменения проявляются при создании депрессии на продуктивный пласт и увеличении давления в ЭЦН. При разгазировании температура насыщения нефти парафином

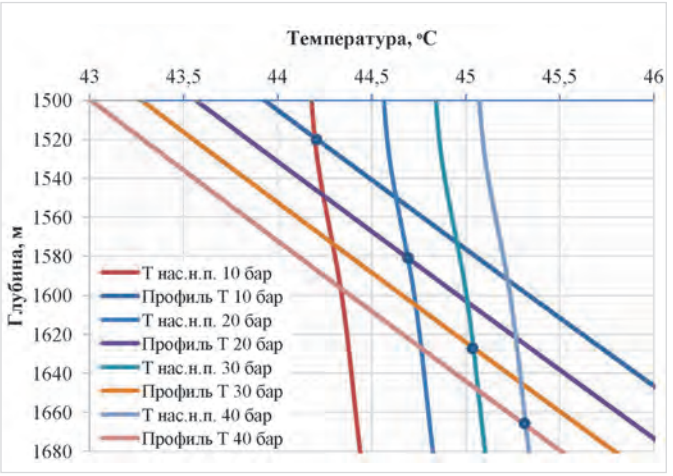


Рис. 8 — Влияние буферного давления на глубину образования АСПО
Fig. 8 — Influence of buffered pressure on ARPD formation depth

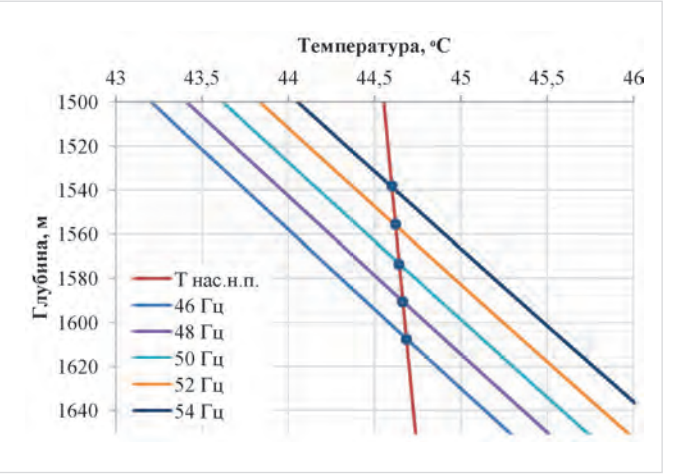


Рис. 9 — Влияние частоты вращения ЭЦН на глубину начала образования АСПО в скважине
Fig. 9 — Influence of electric submersible pump rotation rate on depth of initial ARPD formation in well

повышается по причине уменьшения содержания в ней легких фракций.

3. В качестве рекомендации по влиянию на один из основных факторов образования АСПО в скважине — температуры, предлагается применение типоразмеров УЭЦН с большей производительностью, чем требуется для достижения планируемого дебита, что, в свою очередь, приведет к смещению рабочей точки в правую сторону на напорно-расходной характеристике и тем самым обеспечит дополнительный нагрев скважинной продукции.

4. Выполнена количественная оценка влияния частоты питающего тока УЭЦН на глубину начала образования АСПО в скважине. Наряду с увеличением частоты, повлиять на рост скорости потока можно путем уменьшения внутреннего диаметра колонны НКТ и добавлением числа ступеней, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса.

5. Установлена зависимость глубины начала образования АСПО по стволу скважины от обводненности добываемой высокопарафинистой нефти. Уменьшение интервала образования АСПО в скважине вызвано снижением доли высокомолекулярных углеводородов в скважинной продукции в процессе разработки месторождения, гидрофилизацией внутренней поверхности колонны НКТ, а также снижением темпа охлаждения потока.

6. Выявлена область эффективного применения метода штуцирования (увеличение буферного давления) как способа борьбы с образованием АСПО. Положительный эффект наблюдается в случае, когда образование отложений в скважине происходит после начала разгазирования. В ином случае наблюдается отрицательный результат, при котором увеличение буферного давления приводит к росту температуры насыщения нефти парафином и, следовательно, более раннему образованию органических отложений в стволе скважины.

Литература

1. Глущенко В.Н., Силин В.Н., Герин Ю.Г. Нефтепромысловая химия. Том 5. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. М.: Интерконтакт Наука, 2009. 480 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: Нефтяное хозяйство, 2011. 240 с.
3. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 254 с.
5. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 295 с.
7. Schumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.sis.slb.ru/pipesim/ (дата обращения 15.04.18)
8. Потоловский Л.А. Методы исследования нефтей и нефтепродуктов. М.: Гостоптехиздат, 1955. 322 с.
9. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН, 2016. 320 с.
10. Brown K.E., Lea J.F. Nodal systems analysis of oil and gas wells // Journal of petroleum technology, 1985, issue 10, pp. 1751–1763.
11. Guo B. Petroleum production engineering, a computer-assisted approach. Gulf Professional Publishing, 2011. 312 p.
13. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика, 2008. 668 с.
14. Coutinho J.A.P., Pauly J., Daridon J.L. A thermodynamic model to predict wax formation in petroleum fluids // Brazilian journal of chemical engineering, 2001, v.18, issue 4. pp. 411–422.
15. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ. 1987. 71 с.
16. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003. 816 с.
18. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними // М.: Недра, 1969. 192 с.
20. Абдуллин Р.А. Влияние некоторых факторов на интенсивность отложения парафина в подъемных трубах // Нефтяное хозяйство. 1963. №4. С. 67–69.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Simulation of wax deposits formation in wells using electric submersible pumps

Authors:
Maxim A. Kischenko — master of petroleum engineering[1]; max_kishchenko@mail.ru
Aleksandr N. Aleksandrov — postgraduate at the department of development and operation of oil and gas fields2; sania.alexandro2012@yandex.ru
Mikhail K. Rogachev — Ph.D., professor, head of oil and gas field development chair[2]; rogatchev@mail.ru
Evgeny A. Kibirev — head of oil production technology, technology and methods of oil production department[3], kibirev.ea@gazpromneft-ntc.ru;

[1]RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russian Federation
[2]Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation
[3]Gazpromneft-NTC LLC, Saint Petersburg, Russian Federation

Abstract
The paper shows how parameters of the electric submersible pump installation influence the conditions of formation of asphaltene, resin and paraffin deposits (ARPD) based on the model of high-wax oil moving along the well bore using the hydrodynamic analysis of the formation-well-pump system.
Practical recommendations for the conditions under consideration were obtained.

Materials and methods
The paper used results of lab researches of physical and chemical properties of high-wax oil as well as the results of simulation of high-wax oil moving along the well bore equipped with ESP, carried out in PIPESIM software by Schlumberger.

Results
1. Using known physical-chemical characteristics and blend composition of the studied oil a high-wax oil model was built using the Multiflash Wax module. It was used as a basis for a phase equilibrium diagram of a hydrocarbon system with a PT-profile of fluid moving from productive horizon to wellhead and to determine characteristic points of phase transitions. The wax appearance temperature was determined at 44°C; by 20°C its content reaches 27% of mass.
2. Nodal analysis was used to evaluate productivity of the well. Due to decrease in formation pressure during field development the productive horizon proved to be short of productive potential, not sufficient to provide blowing. An electric submersible pump was handpicked and factors affecting the depth of organic deposits while using it were studied.

Conclusions
1. High convergence was established between the actual temperature log and the calculated temperature profiles of P.D. Lyapkov and I.T. Mischenko. This makes it possible to rely on these methods if field study results for temperature distribution in the well bore are not available. However, the closest value to the actual depth of initial organic deposits was produced from a complex mechanistic model of vertical multiphase flow OLGAS.
2. The nature of wax appearance temperature changes in the well bore was determined. Those changes were most prominent when creating a depression on the productive formation and increasing pressure in ESP. During degassing the wax appearance temperature increases due to lower content of light fractions.
3. To influence on one of the main ARPD formation factors in the well - the temperature - it is recommended to use ESP nominal sizes with bigger productivity that required for the planned rate of flow, which will result in hotter flowstream.
4. The influence of ESP rotation rate on depth of ARPD formation in well was estimated. Besides increased rotation, another way to influence the flowstream is to decrease the tubing internal diameter and add more steps, which would also lead to altered pressure and discharge characteristics of a pump.
5. The dependency of initial ARPD formation depth in the well on the water content of the high-wax oil was established. Decreased interval of ARPD formation in the well was caused by decrease in share of high-molecular hydrocarbons in the flowstream during oil field development, hydrophilization of the tubing internal surface and slower cooling of the stream.
6. An area was identified for efficient choke restriction (buffered pressure increase) as a way to fight ARPD formation. The positive effect is observed in case when deposits in a bore start to form after beginning of degassing.
Otherwise the result is negative, and the increase of buffered pressure leads to increase of wax appearance temperature and consequently to earlier formation of organic deposits in the well bore.

Keywords
well operation, complicated conditions, electric submersible pumps, wax formation simulation, wax appearance temperature, phase transitions, wax crystallization

References
1. Glushchenko V.N., Silin V.N., Gerin Yu.G. Neftepromyslovaya khimiya. Tom 5. Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparafinovykh otlozheniy [Prevention and elimination of asphaltene-osmoloparaffin deposits. Oilfield chemistry]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2009, 480 p.
2. Ibragimov N.G., Tronov V.P., Gus'kova I.A. Teoriya i praktika metodov bor'by s organicheskimi otlozheniyami na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Theory and practice of methods for controlling organic deposits at the late stage of oil field development]. Moscow.: Neftyanoe khozyaystvo, 2010, 240 p.
3. Kamenshchikov F.A. Teplovaya deparafinizatsiya skvazhin [Thermal dewaxing of wells]. Moscow–Izhevsk: NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 2005, 254 p.
5. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Bor'ba s oslozhneniyami pri dobyche nefti [Combating the complications of oil production] Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2006, 296 p.
7. Schumberger PIPESIM. Available at: http://www.sis.slb.ru/pipesim/ (accesed 15 April 2018).
8. Potolovskiy L.A. Metody issledovaniya neftey i nefteproduktov [Methods of oil and oil products research]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1955, 320 p.
9. Klassifikatsiya zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov. Normativno-metodicheskaya dokumentatsiya [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Normative and methodological documentation]. Moscow: ESOEN, 2016, 323 p.
10. Brown K.E., Lea J.F. Nodal systems analysis of oil and gas wells // Journal of petroleum technology, 1985, issue 10, pp. 1751–1763.
11. Guo B. Petroleum production engineering, a computer-assisted approach. Gulf Professional Publishing, 2011. 312 p.
13. Dake LP. Prakticheskiy inzhiniring rezervuarov [Practical engineering of reservoirs]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, SRC "Regular and chaotic dynamics, 2008, 668 p.
14. Coutinho J.A.P., Pauly J., Daridon J.L. A thermodynamic model to predict wax formation in petroleum fluids // Brazilian journal of chemical engineering, 2001, v.18, issue 4. pp. 411–422.
15. Lyapkov P.D. Podbor ustanovki pogruzhnogo tsentrobezhnogo nasosa k skvazhine [Selection of a submersible centrifugal pump installation for a well]. Moscow: MING, 1987, 69 p.
16. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefti [Downhole oil production]. Moscow: Oil and Gas, 2003, 816 p.
18. Tronov V.P. Mekhanizm obrazovaniya smolo-parafinovykh otlozheniy i bor'ba s nimi [Mechanism of formation of resin-paraffin deposits and their control]. Moscow: Nedra, 1969, 192 p.
20. Abdullin R.A. Vliyanie nekotorykh faktorov na intensivnost' otlozheniya parafina v pod"emnykh trubakh [Influence of some factors on the intensity of paraffin deposition in lifting pipes]. Oil Industry, 1963, issue 4, pp. 67–69.

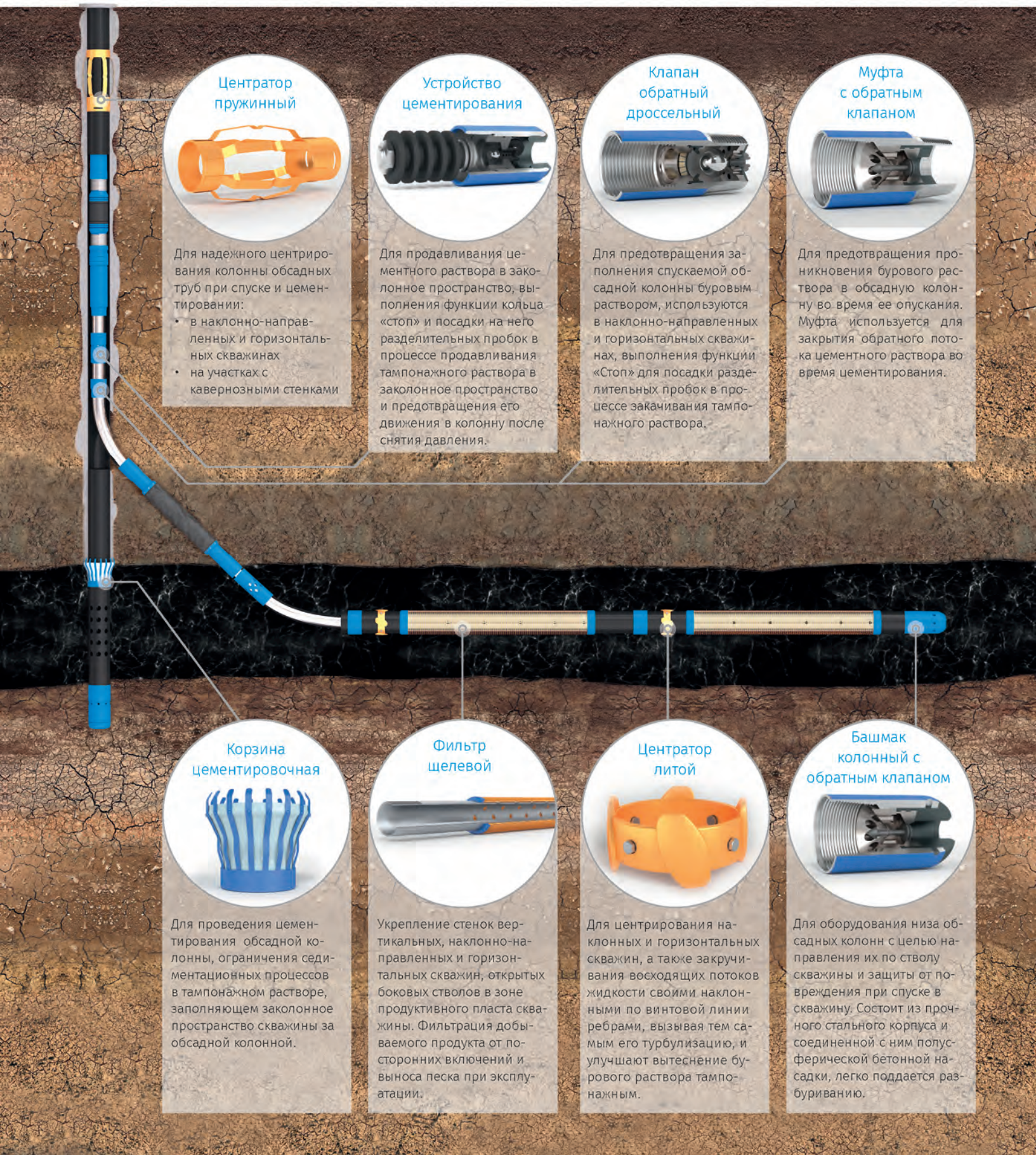
ТМС ГРУПП

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

Производство технологической оснастки обсадных колонн

Предприятие изготавливает и поставляет следующую продукцию:

- Технологическую оснастку обсадных колон ϕ от 114 до 426 мм (центратор литой и упругий, башмак колонный, клапан обратный дроссельный и т.д.) Выполняются с присоединительной треугольной резьбой, трапецеидальными резьбами ОТТГ и ОТТМ, а также резьбой Тенарис и Батрес.
- Переводники (ГОСТ, API)



Центратор пружинный

Для надежного центрирования колонны обсадных труб при спуске и цементировании:

- в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах
- на участках с кавернозными стенками

Устройство цементирования

Для продавливания цементного раствора в заколонное пространство, выполнения функции кольца «стоп» и посадки на него разделительных пробок в процессе продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство и предотвращения его движения в колонну после снятия давления.

Клапан обратный дроссельный

Для предотвращения заполнения спускаемой обсадной колонны буровым раствором, используются в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, выполнения функции «Стоп» для посадки разделительных пробок в процессе закачивания тампонажного раствора.

Муфта с обратным клапаном

Для предотвращения проникновения бурового раствора в обсадную колонну во время ее опускания. Муфта используется для закрытия обратного потока цементного раствора во время цементирования.

Корзина цементировочная

Для проведения цементирования обсадной колонны, ограничения седиментационных процессов в тампонажном растворе, заполняющем заколонное пространство скважины за обсадной колонной.

Фильтр щелевой

Укрепление стенок вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, открытых боковых стволов в зоне продуктивного пласта скважины. Фильтрация добываемого продукта от посторонних включений и выноса песка при эксплуатации.

Центратор литой

Для центрирования наклонных и горизонтальных скважин, а также закручивания восходящих потоков жидкости своими наклонными по винтовой линии ребрами, вызывая тем самым его турбулизацию, и улучшают вытеснение бурового раствора тампонажным.

Башмак колонный с обратным клапаном

Для оборудования низа обсадных колонн с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждения при спуске в скважину. Состоит из прочного стального корпуса и соединенной с ним полусферической бетонной насадки, легко поддается разбуриванию.

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 622.691

Разведочная скважина как перспективный элемент системы разработки нового месторождения

Ю.П. Пеливанов
ведущий инженер отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
y.pelivanov@ggr.gazprom.ru

Р.Ф. Шарафутдинов
заместитель директора центра
r.sharafutdinov@ggr.gazprom.ru

В.П. Тюрин
начальник отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
v.tyurin@ggr.gazprom.ru

Н.Н. Николаев
ведущий инженер отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
n.nikolaev@ggr.gazprom.ru

Ю.А. Долгих
инженер 1 категории отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
yu.dolgih@ggr.gazprom.ru

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

В статье представлены предложения по использованию разведочных скважин для целей снижения рисков при последующем бурении эксплуатационных скважин, обоснования оптимальных заканчиваний и технологических режимов в период опытно-промышленного и промышленного освоения месторождения. Оперативный учет материалов, полученных по результатам пробной эксплуатации разведочных скважин (в т.ч. сложной системы заканчивания), в рамках создания проектно-технической документации на разработку, позволит сократить величину неопределенностей и ускорить процесс подготовки месторождения к промышленному освоению.

Материалы и методы
По результатам анализа нормативной базы РФ представлены рекомендации по минимизации рисков при разработке новых месторождений за счет использования разведочных скважин.

Ключевые слова
пробная эксплуатация, снижение рисков, промышленное освоение месторождения, разведочные скважины.

Общемировые тенденции нефтегазодобывающей отрасли связаны с увеличением доли нетрадиционных запасов возрастает количество залежей углеводородного сырья (далее — УВС) со сложными условиями залегания и характером насыщения, низкими фильтрационно-емкостными свойствами (далее — ФЕС), аномальными температурами и давлениями, а также с наличием в составе продукции агрессивных компонентов. Все это диктует повышенные требования к внедрению новых технологий добычи, обеспечению безопасной эксплуатации скважин и технико-технологическим условиям подготовки продукции скважин.

Обеспечение стабильных объемов добычи УВС ПАО «Газпром» связано с вводом в разработку новых месторождений [1], разработка которых, в свою очередь, сопряжена с рисками, связанными с относительно низкой изученностью залежей и необходимостью использования новых технологий добычи. При этом значительные объемы годовой перспективной добычи новых месторождений приходятся на не подготовленные к промышленному освоению запасы. В сочетании с отсутствием инфраструктуры отмеченные обстоятельства предопределяют необходимость проведения мероприятий по снижению рисков при организации добычи на новых месторождениях и подготовке запасов.

Согласно нормативной документации [2], [7] в рамках подготовки месторождения к промышленному освоению (на стадии разведки месторождения) проводятся работы по пробной эксплуатации единичных разведочных/поисковых скважин. В свою очередь, согласно [3], для разрабатываемых месторождений проводятся опытно-промышленные работы (далее — ОПР), выполняемые в рамках реализации технологической схемы разработки. И в том и в другом случае, реализация данных работ позволяет минимизировать совокупность неопределенностей, стоящих перед недропользователем (рис. 1). При этом целевые задачи представленных видов технических документов имеют общие элементы.

Так, в рамках проведения пробной эксплуатации единичной разведочной скважины можно проводить оценку рисков при проведении буровых работ, апробировать новые технологии добычи и интенсификации притока, выполнять оценку совместной эксплуатации нескольких объектов, проводить доизучение ФЕС и в совокупности определять потенциальные добычные возможности скважин.

Стоит отметить, что задействие разведочного фонда с целью подготовки месторождения к промышленному освоению (проведения пробной эксплуатации) на практике более оперативно, т.к. основывается на использовании существующих скважин и не требует длительного согласования в уполномоченных органах [4], [5].

Так, в рамках проектирования разведочного бурения, существует возможность закладывать различные способы вскрытия продуктивных горизонтов, конфигурации внутрискважинного оборудования и проводить мероприятия по интенсификации притока, что согласно современной конъюнктуре перспективных кондиций запасов является важнейшим условием при испытании низкопроницаемых объектов разведки. Таким образом, проектирование разведочных скважин в рамках геологоразведочных работ для последующего проведения их пробной эксплуатации позволит избежать процедуры ликвидации в пользу увеличения времени их жизни в рамках дальнейшего использования в системе разработки и, как следствие, более рационально использовать разведочный фонд.

Подготовка месторождения к промышленному освоению, в классическом понимании, заключается в проведении работ, направленных на формирование основы для выполнения подсчета запасов и последующего составления проектно-технической документации на разработку месторождения с выделением стадии ОПР, в рамках которой проводится опробование различных конструкций скважин, технологий добычи

Рис. 1 — Некоторые элементы ключевых стадий работ на месторождении
Fig. 1 — Some elements of the key stages of work at the natural gas/oilfield

Рис. 2 — Перенос задач ОПР на разведочный фонд
Fig. 2 — Moving of pilot-industrial tasks to exploratory wells

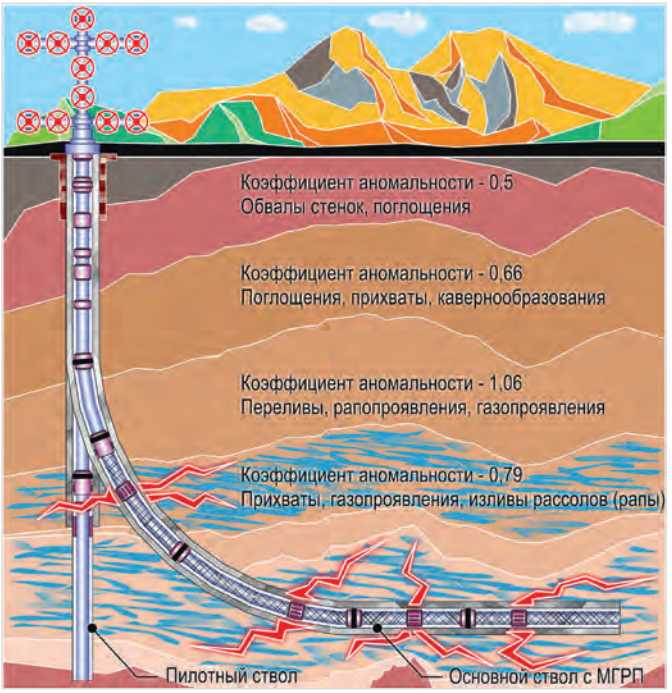


Рис. 3 — Реализуемая, принципиальная схема доразведки месторождений Восточной Сибири
Fig. 3 — Implemented scheme for additional exploration of deposits in Eastern Siberia

и интенсификации притока, определение потенциальных добычных возможностей и оценка большинства возможных осложняющих факторов при промышленной добычи (гидраты, пескование, самозадавливание и пр.). При этом продолжительность таких работ может достигать семи лет [3], и по их результатам, в большинстве случаев, выполняются коррективы проектных решений с составлением дополнений к технологической схеме разработки, что существенно увеличивает время освоения нового месторождения.

Между тем, как ранее отмечалось, реализуемые в рамках пробной эксплуатации задачи, в большинстве своем пересекаются с задачами опытно-промышленной разработки месторождения. Таким образом, ряд пересекающихся задач можно возложить на разведочный фонд в рамках реализации Проекта пробной эксплуатации единичной разведочной скважины (рис. 2).

В свою очередь, выполнение программы исследовательских работ в рамках реализации проекта пробной эксплуатации единичной разведочной скважины, с учетом апробации новых типов заканчиваний и интенсификаций притока [6], позволит оперативно учесть полученные материалы в рамках первой проектно-технической документации, для целей снижения рисков при бурении эксплуатационных скважин (кавернообразований, поглощений, газопроявлений, рапопроявлений и прочее), обоснования оптимальных заканчиваний и технологических режимов в период промышленного освоения месторождения.

Так, в рамках выполнения геологоразведочного этапа работ на месторождениях Восточной-Сибири и полуострова Ямал уже апробируются мероприятия, направленные на снижение рисков при бурении, технологии заканчиваний и способов добычи и интенсификации притока, за счет проведения опытных работ в рамках пробной эксплуатации единичных разведочных скважин.

Работы направлены на выполнение доразведки месторождений с одновременным опробованием технологии бурения и заканчивания разведочных скважин с субгоризонтальным окончанием и проведением многостадийного гидроразрыва пласта, после проведения комплекса ГИС и опробования продуктивного интервала в пилотном, вертикальном стволе (рис. 3). Результаты работ позволяют получить более представительные данные в контексте определения технико-технологических решений эксплуатационного бурения, с учетом вероятных осложнений при прохождении интервалов нестабильности, анализа эффективности принятых технологий заканчивания для последующего уточнения системы разработки, технологических режимов работы скважин и промысла, годовых уровней добычи.

Помимо прочего, при положительных результатах пробной эксплуатации разведочных скважин планируется их интеграция в систему промышленной разработки месторождений.

Перспективы использования предложенного подхода, связаны, в первую очередь, с месторождениями, находящимися в стадии разведки, при этом проектирование разведочных скважин с учетом возможности апробирования новых технологий строительства, заканчиваний, интенсификаций притока, средств телеметрии и телемеханики позволяет решить широкий спектр задач, направленных на минимизацию рисков при бурении и эксплуатации скважин на период промышленной разработки. Помимо этого, разведочные скважины после пробной эксплуатации, минуя процедуру ликвидации, могут интегрироваться в систему разработки месторождения как в качестве эксплуатационных, так и для дальнейшего доизучения залежей. Все это позволяет существенно продлить время жизни разведочного фонда и минимизировать капитальные затраты на бурение эксплуатационного фонда.

Также необходимо отметить, что транслировать приведенные решения на все перспективные объекты разработки на сегодняшний день не представляется возможным. Так, согласно принятой Классификации запасов и ресурсов [8], на действующем месторождении все вновь открытые залежи классифицируются как разрабатываемые (В1, В2), однако в соответствии с требованиями законодательства, пробная эксплуатация разведочных скважин, как и пробная эксплуатация залежи, может выполняться только на категории запасов С1 и С2 [2, 8] (рис. 4).

В таких случаях нормативной документацией [2, 3] предлагается минимизировать неопределенности исключительно в рамках опытно-промышленных работ на месторождении.

Учитывая значительные объемы недоизученных запасов углеводородов на разрабатываемых месторождениях, необходимо формирование новых подходов к доразведке месторождений и последующей эксплуатации скважин.

Итоги

Предложено использование разведочных скважин для целей снижения рисков при последующем бурении эксплуатационных скважин, обоснования оптимальных заканчиваний и технологических режимов в период опытно-промышленного и промышленного освоения месторождения.

Выводы

Проектирование разведочных скважин с учетом возможности апробирования новых технологий строительства, заканчиваний, интенсификаций притока, средств телеметрии и телемеханики позволяет решить широкий спектр задач, направленный на минимизацию рисков при бурении и эксплуатации скважин на период промышленной разработки. Помимо этого, разведочные скважины

после пробной эксплуатации, минуя процедуру ликвидации могут интегрироваться в систему разработки месторождения как в качестве эксплуатационных, так и для дальнейшего доизучения залежей.

Литература

1. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я. О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром». Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения», тезисы докладов. Москва, 2017.
2. Приказ Минприроды России №356 от 14.06.2016 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья».
3. Распоряжение Минприроды России №12-р от 18.05.2016 «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».
4. Приказ Минприроды России №154 от 13.05.2010 в ред. от 19.01.2012 N 7 «Об утверждении критериев отнесения вопросов согласования проектной документации к компетенции комиссии, создаваемой федеральным агентством по недропользованию, и компетенции комиссии, создаваемых его территориальными органами».
5. Постановление правительства РФ №118 от 03.03.2010 в ред. от 10.12.2016 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».
6. Юдин А., Бурдин К., Пасхалов М., Крекнин С., Пушников К. Разведка газового потенциала Чаяндинского НГКМ методом ГРП // Oil&Gas Journal Russia. 2017. №4. С. 36–42.
7. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 г. N 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».
8. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 г. N 3-р. «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477».

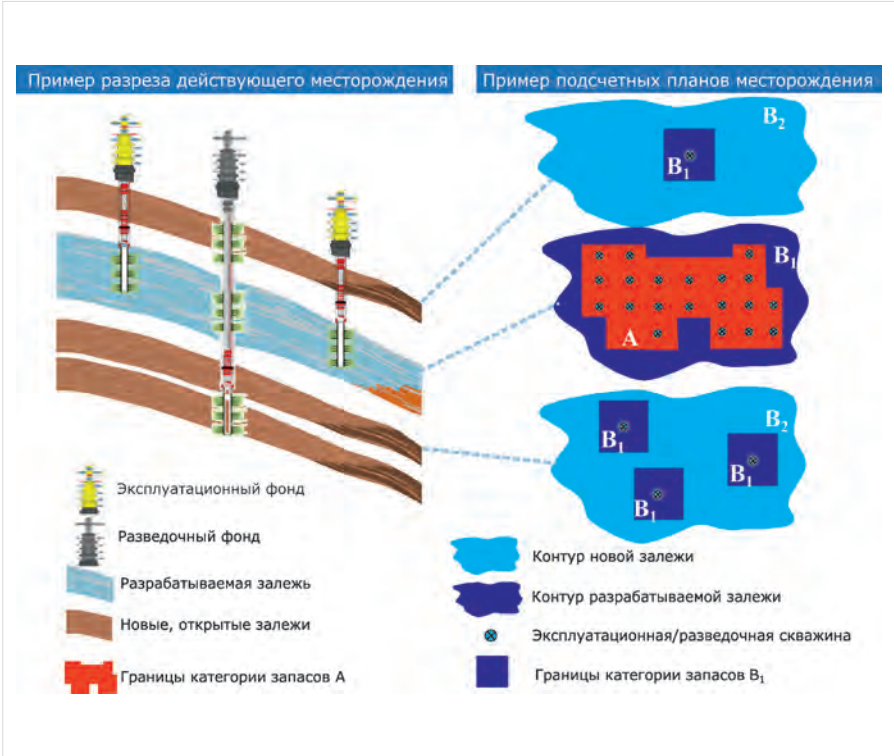


Рис. 4 — Пример присвоения категории запасов на новых залежах действующих месторождений
Fig. 4 — An example of assigning a category of hydrocarbon reserves to new deposits of developed fields

Exploration well as a perspective element of the development system of a new field

УДК 622.691

Yuriy P. Pelivanov — leading engineer of department of monitoring and reengineering of the operating fields; y.pelivanov@ggr.gazprom.ru
Ruslan F. Sharafutdinov — deputy director of the field development center; r.sharafutdinov@ggr.gazprom.ru
Viktor P. Tyurin — head of department of monitoring and reengineering of the operating fields; v.tyurin@ggr.gazprom.ru
Nikolay N. Nikolayev — leading engineer of department of monitoring and reengineering of the operating fields; n.nikolaev@ggr.gazprom.ru
Yuriy A. Dolgikh — engineer 1 categories of department of monitoring and reengineering of the operating fields; yu.dolgih@ggr.gazprom.ru

LLC «Gazprom geologorazvedka», Tyumen, Russian Federation

Abstract

The authors' proposals on the use of exploratory wells for the purpose of reducing risks while drilling production wells, substantiating optimal completions and technological regimes during the industrial development of the field are presented. Operational accounting obtained from the results of trial exploitation of exploratory wells of materials, as part of the development of design and technical documentation for the development, will reduce the uncertainty and speed up the process of preparing the field for industrial development.

Keywords

trial operation, risk reduction, industrial development of the field, exploratory wells.

Materials and methods

Based on the results of the analysis of the regulatory framework of Russia, recommendations are presented for minimizing risks in the development of new deposits through the use of exploratory wells.

Results

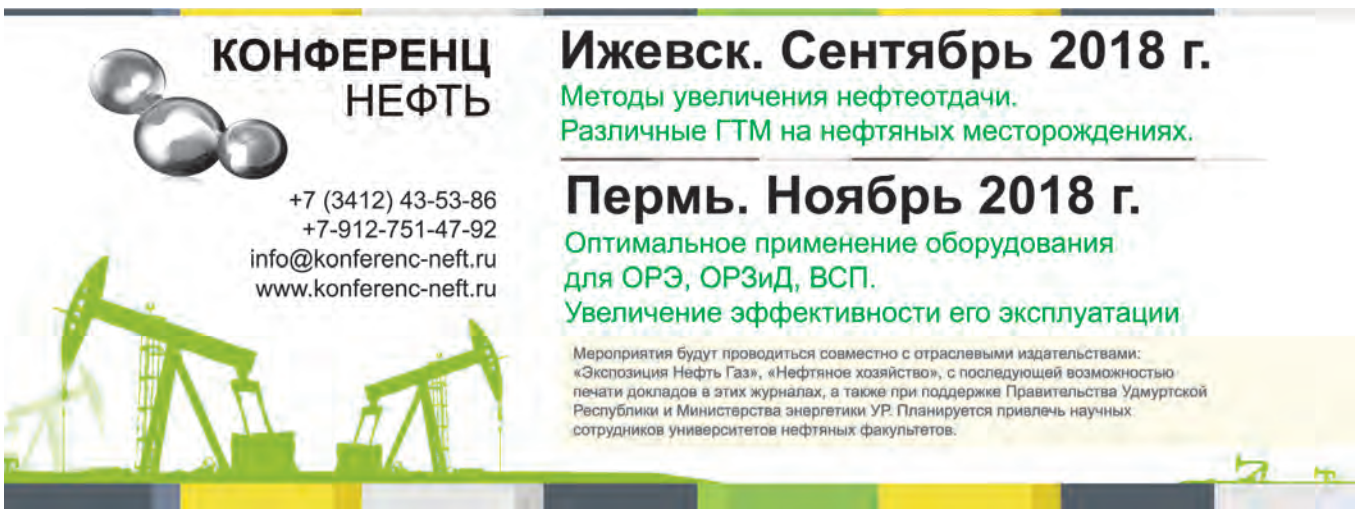
The use of exploratory wells is proposed for the purpose of reducing risks in the subsequent drilling of production wells, justifying optimal completions and technological regimes during the pilot-industrial and industrial development of the field.

Conclusions

Designing of exploratory wells taking into account the possibility of approbation of new construction technologies, completions, intensification of inflow, telemetry and telemechanics means allows solving a wide range of tasks aimed at minimizing risks during drilling and operation of wells for the period of industrial development. In addition, exploratory wells after trial operation, bypassing the liquidation procedure, can be integrated into the field development system both as operational ones and as further exploration of the deposits.

References

1. Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Khabibullin D.Ya. *O klyuchevykh zadachakh razvitiya mineral'no-syr'evoy bazy PAO «Gazprom»* [On the key tasks of the development of the mineral and raw materials base of PJSC Gazprom]. International and Practical Conference "World Resources and Reserves of Gas and Advanced Technologies for their Development, scientific conference abstracts, Moscow, 2017.
2. Order of the Ministry of Natural Resources of Russia No. 356 of 14.06.16 "On Approval of the Rules for the Development of Hydrocarbon Resources".
3. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation No. 12-r of 18.05.2016 "Temporary methodological recommendations for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon fields"; Order of the Ministry of Natural Resources of Russia No. 356 of 14.06.16 "On Approval of the Rules for the Development of Hydrocarbon Resources".
4. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation No. 154 dated 05.13.2010, from 19.01.2012 N 7 "On approval of the criteria for referring the issues of coordination of project documentation to the competence of the commission set up by the federal agency for subsoil use, and the competence of the commission created by its territorial services".
5. Resolution of the Government of the Russian Federation No. 118 dated 03.03.10. from 10.12.2016 "On approval of the provision on the preparation, approval and approval of technical projects for the development of mineral deposits and other project documentation for the performance of works related to the use of subsoil plots, by types of minerals and types of subsoil use".
6. Yudin A., Burdin K., Paskhalov M., Kreknin S., Pushnikov K. *Razvedka gazovogo potentsiala Chayandinskogo NGKM metodom GRP* [Exploration of the gas potential of Chayandinskoye oil and gas condensate field by the hydraulic fracturing method]. Oil & Gas Journal Russia, 2017, issue 4, pp. 36–42.
7. Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation from 01.03.2013 N 477 "On the Approval of the Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gases".
8. Decree of the Ministry of Natural Resources of Russia from 01.02.2016 N 3-r. " On the Approval of the methodical recommendations on the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases approved by the order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation from 01.11.2013 N 477".



БОРИСФЕН

СОХРАНЯЕМ ТРАДИЦИИ
ПРИМЕНЯЕМ ИННОВАЦИИ
ГАРАНТИРУЕМ КАЧЕСТВО

ЗАО «БОРИСФЕН» - ведущее предприятие в России, которое предоставляет широкий спектр услуг по производству, ремонту, поставкам, обслуживанию, увеличению ресурсных показателей авиационных двигателей и промышленных газотурбинных установок мощностью от 2,5 МВт до 20 МВт.

Компания выполняет поставки на территорию Российской Федерации промышленных газотурбинных установок мощностью от 2,5МВт до 20МВт разработки АО «МОТОР СИЧ» и запасных частей к ним; а также поставку и ремонт газотурбинных приводов и запасных частей производства АО «МОТОР СИЧ» мощностью 2,5 МВт.
Качество поставляемого оборудования подтверждено сертификатами соответствия требованиям технических регламентов Таможенного Союза и промышленной безопасности.

На территории собственного технического центра ЗАО «БОРИСФЕН» в г. Дубне идет подготовка сборочного производства газотурбинных электростанций семейства ПАЭС-2500 по лицензионному контракту с заводом-изготовителем с возможностью проведения приемо-сдаточных испытаний на газообразном топливе.

Также ЗАО «БОРИСФЕН» выполняет ремонт ГТП семейства АИ-20, ГТЭ-МС-2,5 и семейства Д-336 на базе Центра двигателестроения в г. Дубне, а также техническое обслуживание газотурбинных электростанций, ремонт всех типов оборудования наземного применения на территории завода-изготовителя.

ЗАО "БОРИСФЕН"
Россия, Москва
ул.2-я Песчаная, 4

Тел.: +7.495.411.51.11
Info@bf-avia.ru
bf-avia.ru

Группа компаний ЭНЕРГАЗ — будущее начинается в настоящем

24 сентября 2018 года компании ЭНЕРГАЗ — головному управляющему предприятию Группы ЭНЕРГАЗ — исполняется одиннадцать лет.

Станислав Барышев, руководитель пресс-службы Группы компаний ЭНЕРГАЗ

За эти годы энергазовцы прошли путь от первоначальной специализации в сегменте компрессорного оборудования к сложным проектам комплексной газоподготовки для любой газоиспользующей отрасли. В основе этих проектов — собственные и адаптированные инженерные решения для универсального и индивидуального применения.

Сегодня ООО «ЭНЕРГАЗ» — это головное предприятие Группы компаний ЭНЕРГАЗ, которые согласованно действуют под общим брендом — на основе корпоративного кодекса профессиональных принципов и нравственных ценностей, подтвержденных на практике.

Усилия головной компании сосредоточены на системной организации и обеспечении текущей и перспективной работы коллективов высококвалифицированных специалистов — по проектированию, изготовлению, поставке, вводу в эксплуатацию и сервисному обслуживанию модульных установок и систем подготовки любого типа газа — для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Подтверждение тому — производственный отчет, который ЭНЕРГАЗ публикует каждую осень для всего профессионального сообщества, партнеров и заказчиков компании.

НА СТАРТЕ НОВОГО ДЕСЯТИЛЕТИЯ

Поступательное развитие Группы ЭНЕРГАЗ продолжается через углубление профессиональных знаний и практическое освоение современной специфики технологических процессов газоподготовки — на основе поддержания высокой инженерной ответственности за качество исполнения своих проектов.

Наработанный опыт творчески синтезируется с новыми инженерными решениями по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения — на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и технические учебные центры).

Результаты ЭНЕРГАЗа за 11 лет работы можно обобщить так: коллектив успешно наращивает организационную и инженерную практику. Всего в активе Группы 143 проекта на территории 35 регионов России и стран СНГ. Начиная с 2007 года, введено или готовятся к пуску 279 установок.

ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску 279 установок подготовки и компримирования газа

Эти агрегаты различного назначения, исполнения и модификации объединены в комплексы оборудования «ЭНЕРГАЗ» следующих типов:

- многофункциональная система газоподготовки и газоснабжения;
- система комплексной подготовки попутного газа;
- дожимная компрессорная станция топливного газа;
- компрессорная станция для перекачивания попутного газа;
- многоблочная (многомодульная) установка подготовки топливного газа.

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ КОМПЛЕКТОВАНИЯ

Из 33 проектов газоподготовки и газоснабжения, которые в отчетный период (10'2017 — 09'2018) выполнены ЭНЕРГАЗом или находятся сегодня на разных этапах реализации, выделим в качестве примеров некоторые особенности комплектования оборудования, представим ряд конструктивных и технологических решений.

Система газоподготовки и газоснабжения энергоцентра «Ярега» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

На Ярегском нефтетитановом месторождении возведен энергоцентр собственных нужд на базе ГТУ-ТЭЦ (фото 1). В составе объекта — три газотурбинных энергоблока ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель» суммарной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепловой мощности на ГТУ-ТЭЦ установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Пуск энергоцентра обеспечил растущие потребности стратегического месторождения в электроэнергии и паре, 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 2), в состав которой входят блочный пункт подготовки газа (далее — БППГ), дожимная компрессорная станция из 4 агрегатов и САУ газоснабжения.

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/м3.

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 (далее — САУ ГС). Основные элементы САУ ГС: локальные системы управления КУ 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.

Газокомпрессорная установка для испытательного стенда газотурбинных двигателей ПАО «ОДК-УМПО»

ПАО «ОДК-Уфимское моторостроительное производственное объединение» — крупнейший разработчик и производитель авиационных двигателей в России. Наряду с авиационными двигателями ОДК-УМПО выпускает продукцию для газотранспортной отрасли и газотурбинной энергетики:

- газоперекачивающие агрегаты ГПА-16Р и ГПА-16-АЛ;
- газотурбинные установки для электростанций ГТЭ-18, ГТЭ-10/95 и ГТЭ-10/95БМ;
- газотурбинные приводы АЛ-31СТН для ГПА;
- газотурбинные приводы АЛ-31СТЭ для ГТЭ.

Начиная с ноября 2012 года, действует испытательный стенд, построенный АО «Уфа-АвиаГаз» (дочернее предприятие ОДК-УМПО). Комплекс осуществляет эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей (ГТД) АЛ-31СТ, применяемых в газоперекачивающих агрегатах и на электростанциях.

Одним из ключевых параметров привода является его ресурс, измеряемый в часах и циклах нагрузок. Так, например, АЛ-31СТН — базовый двигатель в ГПА — по своему предназначению должен обладать повышенным ресурсом и высокой степенью надежности в различных условиях эксплуатации.

Уникальный по своим возможностям стенд ОДК-УМПО (фото 3) позволяет испытывать отдельные агрегаты и узлы, а также всю конструкцию двигателя при значительно ускоренных циклических нагрузках в искусственно созданных экстремальных условиях (по сравнению с естественными условиями эксплуатации). При этом тестируются конструкции рабочих лопаток и опор турбин высокого давления, от работоспособности которых зависит общий ресурс и надежность привода.

В рамках модернизации стенд оснащается дожимной компрессорной установкой (далее — ДКУ) для бесперебойного снабжения испытуемых ГТД топливным газом с установленными параметрами. ДКУ, поставленная компанией ЭНЕРГАЗ, будет компримировать газ до необходимого рабочего уровня (2,8÷3,2 МПа) и подавать его на газогенератор приводов в процессе их тестирования.

Оборудование (фото 4) разработано по специальному проекту, предназначено для работы в условиях высокой интенсивности запусков и остановов при разной продолжительности испытаний. Производительность ДКУ составляет 6500 м3/ч.

В комплект поставки входит двухуровневая система автоматизированного управления и регулирования (далее — САУиР),

Фото 1. ГТУ-ТЭЦ Ярегского нефтетитанового месторождения

Фото 2. Система газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра «Ярега»

Фото 3. Испытательный стенд газотурбинных двигателей АЛ-31СТ

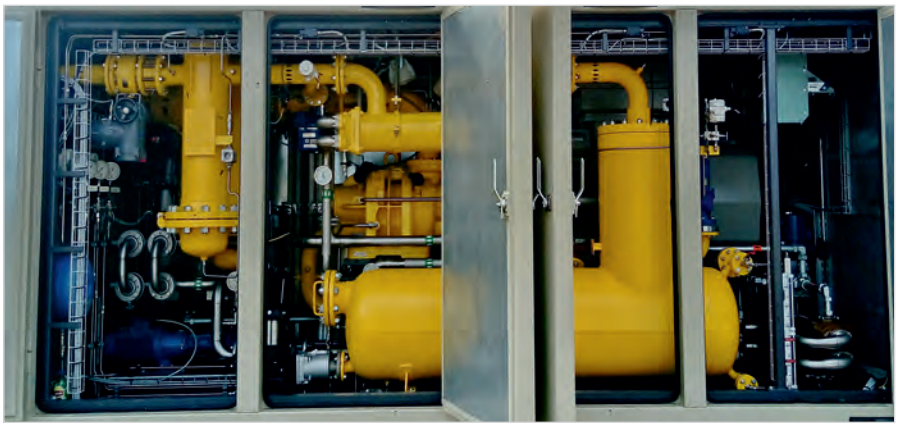


Фото 4. Газокомпрессорное оборудование в составе стенда ПАО «ОДК-УМПО»

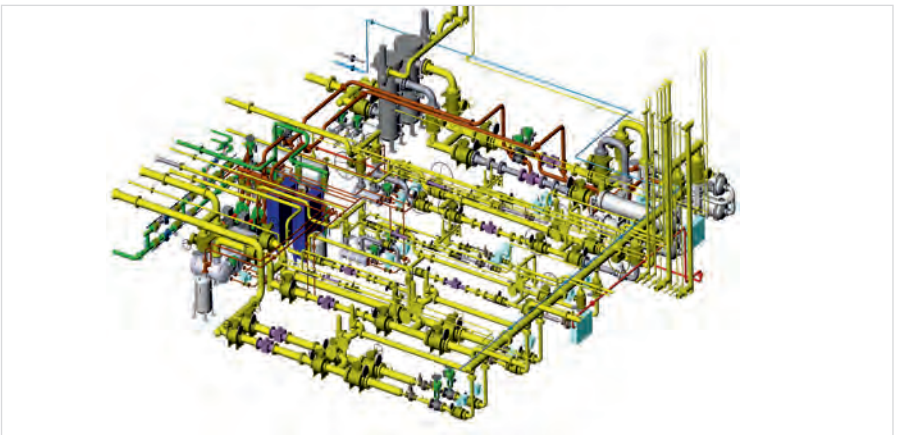


Рисунок 1. Схема размещения оборудования в модуле подготовки топливного газа №1

Фото 5. МПТГ-1 установлен на площадке УКПГиК Восточно-Уренгойского лицензионного участка

Фото 6. Строящаяся Грозненская ТЭС

интегрируемая в АСУ ТП стенда. Первый уровень САУиР — отсек управления ДКУ, размещенный внутри блок-модуля установки и отделенный от технологической части (машинного зала) газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Второй уровень — пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место — АРМ), расположенный в операторном центре объекта.

Поэтапный ввод в действие ДКУ топливного газа осуществляет компания «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ). Выполняются шефмонтаж, пусконаладка и индивидуальное тестирование оборудования, комплексное опробование ДКУ в сопряжении с газотурбинным двигателем, а также обучение эксплуатирующего персонала заказчика.

Для ЭНЕРГАЗа это уже четвертый аналогичный проект. Ранее компрессорными установками были оснащены стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон-Пермские моторы», АО «ОДК-Газовые турбины» и ЗАО «Невский завод».

В течение года специалисты Группы ЭНЕРГАЗ выполняли работы на 33 объектах — от Калининграда до Владивостока

Многоблочная установка подготовки топливного газа 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 (далее — 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 (далее — МПТГ). Каждый модуль состоит из отдельных блок-боксов с оборудованием, которые состыкованы между собой в единое блок-здание с общей кровлей.

МПТГ-1 (рисунок 1 и фото 5) является основным, диапазон его проектной производительности по газу составляет 93÷90 400

нм3/ч. Модуль подготовки топливного газа №2 — резервный, установленная производительность МПТГ-2 составляет 93÷32 612 нм3/ч.

Установка подготовки топливного газа спроектирована и изготовлена с учетом климатических условий региона и рассчитана на интенсивный режим эксплуатации.

Важно, что УПТГ «ЭНЕРГАЗ» будет также снабжать топливом газотурбинную электростанцию собственных нужд, возводимую на площадке УКПГиК. ГТЭС мощностью 105 МВт обеспечит электроэнергией 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.

Дожимная компрессорная станция в составе Грозненской ТЭС

Строительство теплоэлектростанции (фото 6) ведется в г. Грозном на площади свыше 20 га на территории бывшей Грозненской ТЭЦ-3. Основа энергоблоков Грозненской ТЭС — две газотурбинные установки (ГТУ) Siemens SGT5-2000E мощностью 180 МВт каждая. Установленная электрическая мощность станции — 360 МВт.

Эксплуатирующая организация — ПАО «ОГК-2». Проект реализуется Группой «Газпром энергохолдинг» в рамках системы договоров о предоставлении мощности (далее — ДПМ). Грозненская ТЭС является финальным проектом ДПМ компаний этой Группы.

Основное и резервное топливо для газовых турбин — природный газ. Непрерывную подачу топливного газа на ГТУ обеспечит ДКС, состоящая из трех модульных компрессорных установок (далее — КУ) Enerproject.

Все работы по вводу ДКС проводятся ведущими инженерами Группы ЭНЕРГАЗ — официального представителя и партнера швейцарской компании Enerproject SA в России.

Давление газа на входе в КУ составляет 0,85÷1,2 МПа, на выходе — 2,4÷2,5 МПа. Производительность каждого дожимного компрессора (номинальная — 34 200 кг/ч, максимальная — 39 240 кг/ч) составляет до 100% максимального расхода газового топлива на одну турбину. Два работающих агрегата дают в сумме необходимый расход газа на два газотурбинных энергоблока. Третий компрессор находится в готовности к включению по АВР (автоматическое включение резерва).

Системы автоматизированного управления КУ размещаются в отдельных контейнерах, расположенных в непосредственной близости от блоков-модулей с технологическим оборудованием (фото 7). Локальные САУ объединяются при помощи функции группового регулирования.

В итоге, компрессорная станция способна поддерживать в автоматическом режиме требуемые параметры газового топлива на входе в блок регулирования ГТУ. При этом в случае отказа одной из двух работающих КУ оставшаяся в работе установка максимально быстро (не более чем за 3–5 сек) набирает номинальную производительность, а резервный агрегат в течение не более 40 сек обеспечивает необходимую производительность ДКС для работы энергоблоков без снижения общей нагрузки ГТУ.

Фото 7. Блок-модуль с технологическим оборудованием и аппарат воздушного охлаждения КУ

Фото 8. Технологический отсек блочного пункта подготовки газа для ТЭЦ «Восточная»

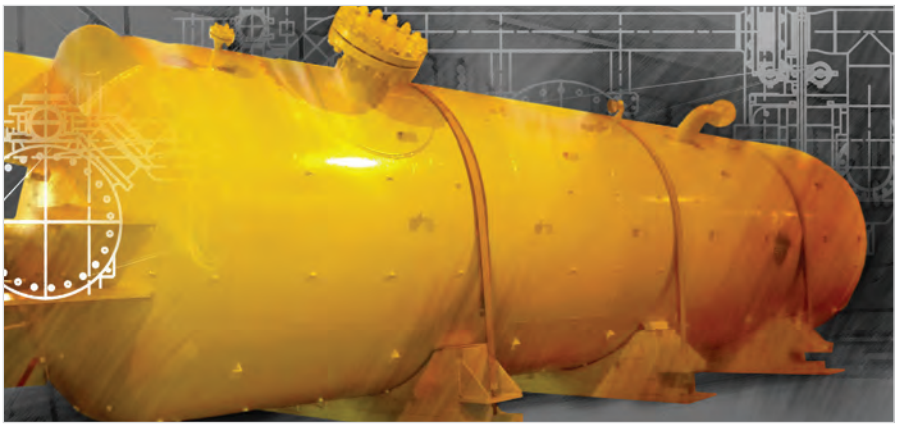


Фото 9. Газовый ресивер объемом 25 кубометров

Фото 10. Компрессорные установки снабжают попутным газом Южно-Нюрымскую ГТЭС

Фото 11. ДКС ангарного типа размещается в отдельном капитальном здании

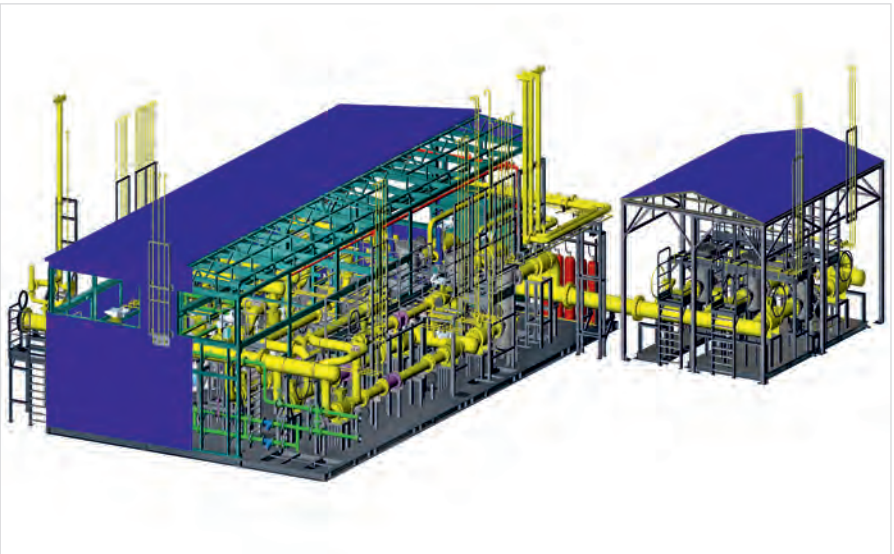


Рисунок 2. 3D модель многоблочного пункта подготовки газа «ЭНЕРГАЗ». Основной модуль и входной блок фильтрации

Фото 12. ППГ обеспечит топливом энергоблоки Прегольской ТЭС в Калининграде

Комплекс оборудования для топливоснабжения ГТУ-ТЭЦ «Восточная» (Владивосток)

Во Владивостоке АО «РАО Энергетические системы Востока» (Группа «РусГидро») завершает строительство ТЭЦ «Восточная». Объект входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания». Генеральный подрядчик строительства — АО «Энергоремонт», генеральный проектировщик — АО «Сибирский ЭНТЦ».

ТЭЦ «Восточная» состоит из трех энергоблоков, созданных на базе газотурбинных установок LM6000 PF Sprint производства GE Energy (мощностью по 46,5 МВт) и котлов-утилизаторов «ЭМАльянс». Здесь же построена пиковая водогрейная котельная. Электрическая мощность новой ГТУ-ТЭЦ составляет 139,5 МВт, тепловая — 421 Гкал/ч в горячей воде и 11 т/ч в паре.

Основное топливо — природный газ. Для газотурбинных энергоблоков новой станции установлена система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ». СПГ обеспечит проектное качество топлива по чистоте, температуре, давлению и расходу. Основные элементы системы — дожимная компрессорная станция в составе трех двухступенчатых компрессорных установок, блочный пункт подготовки газа и газовый ресивер.

Оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает проектные параметры газа по чистоте, температуре, давлению и расходу

БППГ производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ) — это многофункциональная технологическая установка модульного типа. Номинальная производительность БППГ составляет 40 000 м3/ч.

Пункт оборудован узлом коммерческого учета газа с расходомерами, высокоэффективной сепарационной системой с коалесцирующими фильтрами-скрубберами (фото 8), системой дренажа конденсата с дренажным резервуаром. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги (размером свыше 10 мкм) достигает 99,98%.

Блочный пункт размещается в отдельном звуко- и теплоизолированном модуле с интеграцией оборудования на единой раме и оснащен системами жизнеобеспечения и безопасности.

ДКС, поставленная ЭНЕРГАЗом, служит для компримирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ под рабочим давлением 4,81 МПа. Каждая из трех компрессорных установок имеет производительность 18 000 м3/ч.

В двухступенчатых КУ применяется технология сжатия газа в два этапа, без промежуточного охлаждения. Это обеспечивает стабильную работу ДКС во всем диапазоне изменения давления на всасывании, вне зависимости от питающей линии.

Каждая КУ оборудована двухуровневой системой регулирования производительности (байпасная линия и золотниковое регулирование). Компрессорные установки находятся в собственных всепогодных укрытиях; снабжены системами рабочего и аварийного освещения, обогрева и вентиляции помещения, газообнаружения и пожаротушения, системами индивидуального маслообеспечения и газоохлаждения.

Система газоподготовки и газоснабжения также включает газовый ресивер объемом 25 кубометров (фото 9), предназначенный для сглаживания пульсаций давления в газораспределительной сети. При отключении подачи топлива ресивер обеспечивает плавность останова газовых турбин электростанции.

ДКС ангарного типа для ГТЭС Южно-Нюрымского месторождения ПАО «Сургутнефтегаз»

С конца 2017 года на Южно-Нюрымском месторождении ПАО «Сургутнефтегаз» действует газотурбинная электростанция (далее — ГТЭС) собственных нужд.

ГТЭС работает в когенерационном цикле — производит электроэнергию и тепло для промысловой инфраструктуры. Станция состоит из двух энергоагрегатов «Урал-4000» (АО «ОДК-Авиадвигатель») электрической мощностью по 4 МВт, выполненных на основе газотурбинных установок ГТУ-4П. Для выдачи тепла установлены утилизационные теплообменники суммарной мощностью 8 МВт.

Режим работы объекта — круглосуточный, круглогодичный. Оборудование ГТЭС имеет полное резервирование. Это исключает ее полный останов при проведении планово-предупредительных и ремонтных работ.

Действуя непосредственно на месторождении, ГТЭС использует в качестве топлива попутный нефтяной газ. Компримирование ПНГ и его подачу в турбины под рабочим давлением 2 МПа обеспечивает дожимная компрессорная станция. ДКС ангарного типа включает две компрессорные установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров (фото 10). Единичная производительность КУ составляет 6 000 м3/ч.

Очистку газа на входе в каждый компрессор осуществляет высокоэффективный сепаратор — двухступенчатый фильтр-скруббер с системой автоматического дренажа. Технологическая схема ДКС предусматривает также обеспечение установленной температуры подачи газа на ГТЭС.

КУ размещаются внутри отдельного капитального здания (фото 11). Режим работы установок в составе объекта нефтегазодобывающего комплекса — непрерывный, с плановыми остановами на техническое обслуживание.

Шефмонтаж, пусконаладку, собственные испытания и проверку работоспособности ДКС в ходе комплексного опробования газотурбинной электростанции, выполнил «СервисЭНЕРГАЗ».

Система комплексной подготовки газа для энергоблоков Прегольской ТЭС (Калининград)

В Калининграде продолжается возведение Прегольской ТЭС. Заказчиком строительства является компания «Калининградская генерация». Управление проектом осуществляет ООО «Интер РАО - Управление электрогенерацией». Генеральный подрядчик — ООО «Интер РАО - Инжиниринг».

Реализация проекта сделает энергосистему Калининградской области более маневренной. Общая установленная мощность ТЭС составляет 456 МВт. Это будет самая мощная электростанция новой генерации, которая станет основой энергобезопасности всего региона.

Станция состоит из четырех парогазовых

Фото 13. ДКС из четырех установок входит в состав системы комплексной подготовки газа

установок. В составе каждой ПГУ следующее оборудование:

- газовая турбина типа 6F.03 мощностью 77,9 МВт производства ООО «Русские газовые турбины»;
- котел-утилизатор производства АО «Подольский машиностроительный завод»;
- паровая турбина производства ПАО «Силовые машины».

Снабжение топливом турбин 6F.03 обеспечит пункт подготовки газа. ППГ, изготовленный компанией ЭНЕРГАЗ, установлен на территории Калининградской ТЭЦ-2, с которой соседствует строящаяся ТЭС. Пункт подготовки газа — это технологическая установка, включающая в себя несколько блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже состыкованы между собой в единое здание. Исключение составляет входной блок фильтрации, который имеет внешнее исполнение на открытой раме (рисунок 2 и фото 12).

Помимо входного блока фильтрации пункт оснащен системой тонкой очистки газа, узлом дренажа конденсата (с дренажным резервуаром объемом 10 м3), блоком коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования. Для определения компонентного состава и теплотворной способности топлива ППГ также укомплектован потоковым газовым хроматографом непрерывного действия (калориметром) с устройством отбора проб.

Давление газа на входе в ППГ — 1,2÷4,14 МПа. Номинальная производительность пункта составляет 106 000 нм3/ч.

Общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составляет более 10 000 000 часов

ЭНЕРГАЗ также поставил для Прегольской ТЭС дожимную компрессорную станцию, состоящую из четырех блочно-модульных установок (фото 13). ДКС будет обеспечивать газоснабжение энергоблоков, если давление поступающего на электростанцию топливного газа будет ниже проектных параметров, определенных производителем газотурбинного оборудования.

Давление на линии нагнетания КУ варьируется в диапазоне 2,6÷3,45 МПа. Единичная производительность (расход газа) установок составляет 35500 нм3/ч.

Система фильтрации газа в КУ усилена — в каждый блок-модуль встроен дополнительный (страховочный) фильтр тонкой очистки газа. На общем выходном коллекторе ДКС установлен анализатор содержания паров масла в газе (допустимый уровень — не более 0,5 ppm).

Включенный в технологическую схему КУ каскад последовательных газоохладителей и газонагревателей обеспечивает «отбой» конденсата и устойчивое поддержание проектной температуры топлива для турбин.

ППГ и КУ полностью автоматизированы. Их локальные системы автоматизированного управления выведены в общий модуль управления, размещенный в отдельном укрытии. САУ интегрируются с верхним уровнем АСУ ТП и обеспечат дистанционное управление оборудованием, контроль загазованности в помещениях, вывод информации о состоянии всех элементов, узлов и систем на панель оператора.

Пункт подготовки газа, дожимная компрессорная станция и модуль управления составляют единый комплекс — систему газоподготовки и газоснабжения Прегольской ТЭС.

Каждый реализованный проект — это профессиональный жизненный этап. За прошедшие годы специалисты ЭНЕРГАЗа твердо усвоили: без полной самоотдачи и концентрации опыта, сил и воли успех невозможен. Такой личный подход и коллективная традиция сплоченной командной работы гарантируют воплощение самых смелых технологических новаций и масштабных проектов.

Коллектив ЭНЕРГАЗа признателен всем заказчикам и партнерам за совместную работу и сотрудничество в сегменте технологического оборудования комплексной подготовки газа.

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

Опыт модернизации освещения ремонтного комплекса

В.М. Осипов
советник генерального директора ЗАО "ПО "Электроточприбор"

На основе анализа требований к системе освещения объектов ремонтной бригады произведен выбор серии светильников, комплексно решающих поставленную задачу. С помощью моделирования осветительной установки на ПК оптимизировано расположение светильников. Приведены параметры освещенности различных устройств, обеспечивающие выполнение требований Правил безопасности.

Материалы и методы
Анализ документов и протоколов. Моделирование освещенности в DiaLux с использованием ies-файлов*, полученных с помощью цифрового гониофотометра. Оптимизация размещения светильников и контрольное моделирование освещения.

Ключевые слова
Освещение, осветительная установка, нормы освещенности, моделирование светораспределения

Бригады по ремонту скважин работают в непрерывном режиме, в любое время суток и в любую погоду. Но если добывающие скважины работают под контролем автоматики, то ремонт скважин обеспечивается ручным трудом с использованием вспомогательных механизмов, а значит требует создания условий для качественной и безаварийной работы. Одним из важнейших условий безопасности работ по ремонту скважин является обеспечение качественного освещения на рабочей площадке.

В одном добывающем управлении может быть до 200 ремонтных бригад.

Универсальный штатный комплект оборудования ремонтной бригады включает в себя:

• агрегат подъемный для ремонта скважин АПР-60/80;

• устройство намотки/размотки кабеля УНРКГ-2М;

• автоцистерну с буровым раствором АЦ-32;

• мостки приемные для штанг/труб;

• передвижной вагончик-мастерскую.

При стандартной расстановке на кусте скважин ремонтный комплекс занимает площадь около 400 м2.

Все осветительное оборудование должно иметь взрывобезопасное исполнение, причем осветительные устройства, размещенные на подъемном агрегате, должны питаться от сети напряжением 24 В, питание остальных светильников - от сети переменного тока напряжением 230 В.

Штатное осветительное оборудование состоит из 5 светильников с люминесцентными лампами на подъемном агрегате, 4-6 светильников с газоразрядными лампами, монтируемыми на крыше мастерской для освещения приемных мостков и светильников с лампами накаливания для освещения рабочих мест у устройства намотки/размотки и цистерны с раствором. Освещение талевого блока, предусмотренное статьей 1009 Правил [1], отсутствует в серийно выпускаемых агрегатах АПР вовсе.

На практике на всех рабочих местах показатели освещенности не соответствует требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Газоразрядные лампы нельзя выключать при температурах ниже минус 30ºС, а люминесцентные лампы повторно не включаются уже при минус 5ºС. При этом световой поток этих источников света при отрицательных температурах снижается на 30–50% от измеренного (пронормированного) в нормальных условиях [2].

Если к этому добавить достаточно частую необходимость замены вышедших из строя ламп, что приводит к простоям, то становится понятной задача повышения качества освещения и надежности светильников даже ценой увеличения начальных затрат. Это заставило специалистов ООО "КРС Евразия", специализирующуюся на ремонте скважин, начать поиск технического решения данной задачи.

Исходными посылами явились:

• осветительное взрывобезопасное оборудование должно надежно работать и включаться при температурах до минус 60ºС;

• оно должно иметь исполнения на 24 и 220 В;

• оно должно обеспечивать выполнение требований Правил безопасности по освещенности рабочих мест на агрегатах по ремонту скважин для текущего и капитального

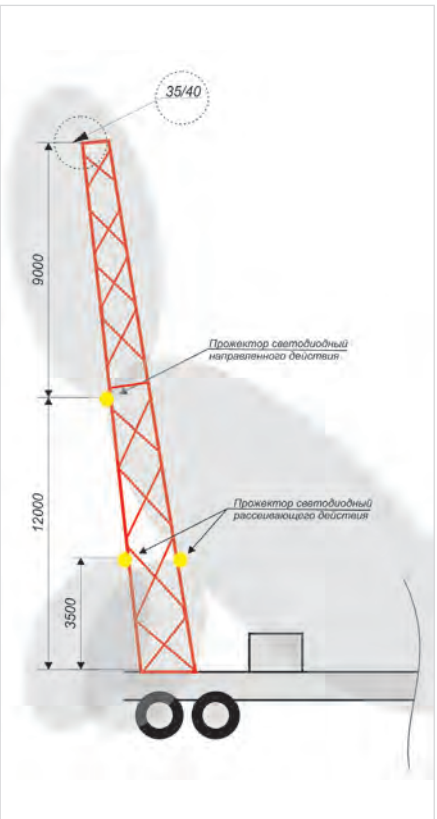


Рис. 1. Размещение светильников на мачте после оптимизации

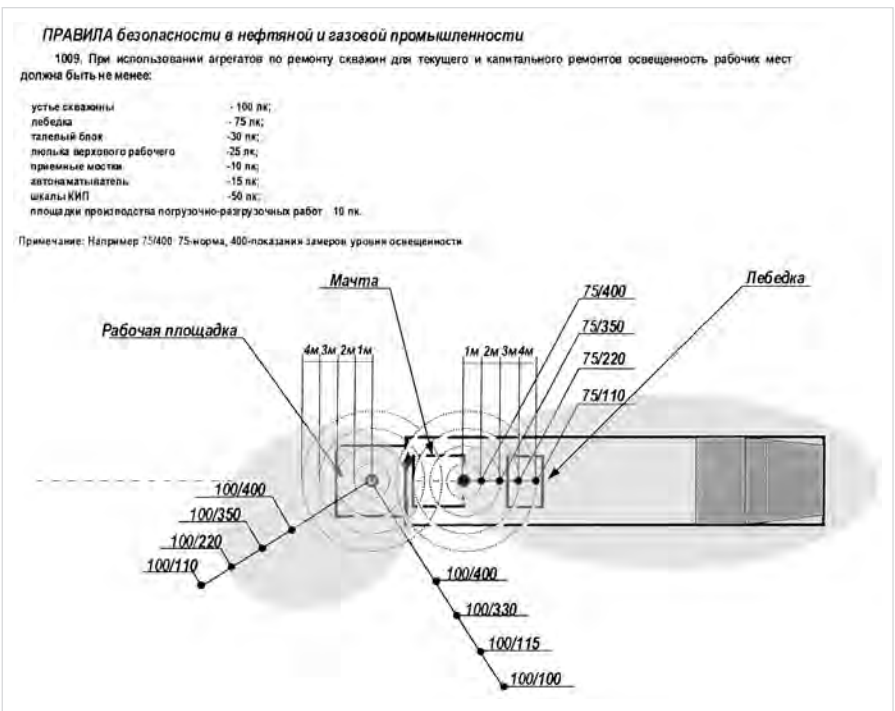


Рис. 2. Расчетная освещенность рабочих зон подъемного агрегата

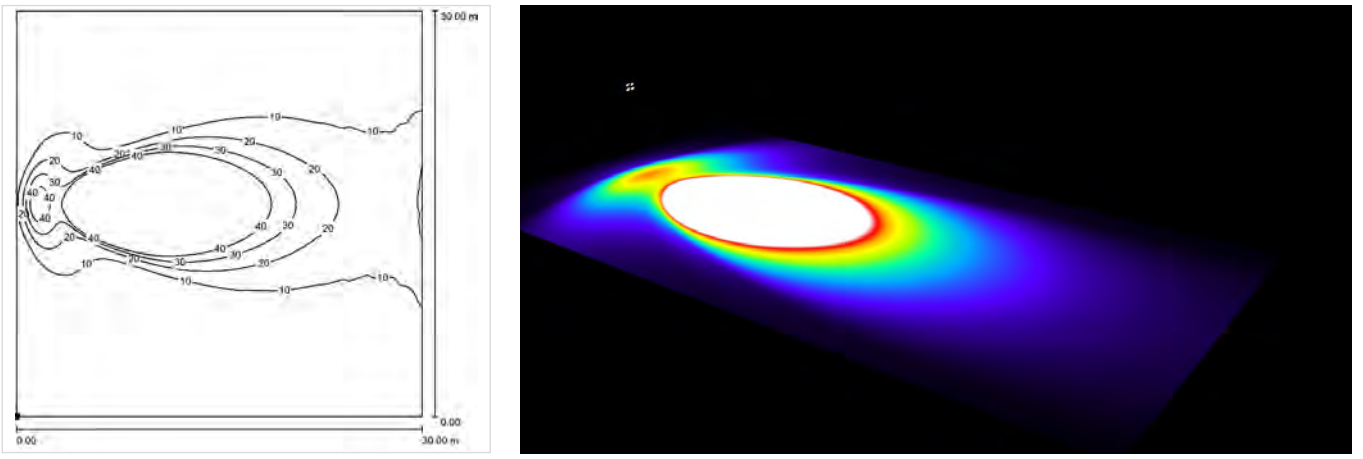


Рис. 3. Освещение мостков: а) диаграмма освещенности; б) визуализация диаграммы.

ремонтов;

• монтаж светильников на объекте должен позволять подстройку диаграммы освещенности под конкретную конфигурацию размещения технических средств;

• все светильники должны быть одного производителя для упрощения эксплуатации.

После рассмотрения опыта эксплуатации различных типов взрывобезопасных светильников на объектах нефте- и газодобычи на промыслах Западной Сибири, изучения технической документации, сертификатов и протоколов светотехнических испытаний были выбраны светодиодные светильники серии ССП01-5М1, опыт эксплуатации которых на передвижных буровых установках показал их высокую электрическую и механическую надежность.

Выбранные светильники имеют при одинаковых конструктивных исполнениях широкий диапазон питающих напряжений от 18 до 300 В и мощностей от 15 до 50 Вт. Наличие набора светорассеивателей и линз позволяет формировать практически любую диаграмму светораспределения как для отдельного светильника, так и для осветительной установки на их основе, а встроенная распределительная коробка имеет 1 или 2 кабельных ввода, что удобно для транзитного соединения. Светильники имеют уровень взрывозащиты 1 Ex d mb IIB T5 Gb, протоколы испытаний на ЭМС и светотехнические параметры, а предприятие-изготовитель имеет большой опыт разработки и производства изделий во взрывобезопасном исполнении.

Для предприятий, работающих в регионах с низкими температурами, особенно важны такие достоинства светодиодных светильников [3]:

- быстрое включение при температурах ниже минус 30 ºС, на что способны только лампы накаливания и светодиодные источники света;

- отсутствие влияния изменения напряжения питания на величину светового потока;

- высокая прочность к воздействию ударов и вибраций;

- срок службы правильно сконструированного светильника более 50000 часов до снижения светового потока на 20%;

- спектральная характеристика белых светодиодов дает наилучшую различимость объектов при сумеречном видении, что повышает реальные (видимые) люмены по сравнению со всеми другими источниками света.

Специалисты заказчика дали предложения по выбору мощностей светильников и размещению их на мачте подъемника основываясь на существующей расстановке светильников. В традиционных ламповых светильниках производство источников света, пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) и арматуры (корпуса светильника с защитными элементами) разделено между 2–3 предприятиями, поэтому каждое предприятие отвечало только за свою работу. У производителей светильников на светодиодах за все электрические и световые параметры отвечает конечный производитель. Появление светильников на мощных светодиодах, представляющих собой точечные источники света, позволило с достаточной точностью рассчитывать ход лучей по законам линейной оптики. Испытания световых параметров таких светильников на гониофотометрах с цифровой обработкой результатов измерений дает возможность получить ies-файлы*, с использованием которых в специальных программах для ЭВМ можно рассчитать освещенность в произвольной точке пространства при заданном размещении одного или нескольких светильников. Расчет освещенности на ПК на основе ies-файлов показал возможность оптимизации осветительной установки по мощности и местам размещения. В результате была принята в работу схема размещения, приведенная на рис. 1.

Для освещения рабочей площадки были выбраны два светильника мощностью 30 Вт с матовым рассеивателем для исключения случайного ослепления, размещенные на высоте 3,5 м от площадки. Для освещения зоны лебедки использован светильник мощностью 50 Вт с таким же рассеивателем. Для освещения тальблока и захвата использован светильник на 50 Вт с концентрированным световым потоком, размещенный на верхнем краю нижней секции мачты. Все светильники на рабочее напряжение 24 В постоянного тока. Распределение освещенности на рабочей площадке и у лебедки в сравнении с заданными Правилами безопасности показано на рис. 2.

Для освещения рабочих мест у устройства намотки и цистерны использованы светильники мощностью 15 Вт с матовым рассеивателем.

Осветительная установка для освещения мостков и прилегающей территории состоит из несущей рамы из труб, на которой могут размещаться от 4 до 9 светильников, и несущей стойки из трубы большего диаметра. Применение рамы из труб позволяет, используя штатное крепление светильника, изменять направление светового луча в двух плоскостях. Пример распределения освещенности при использовании в осветительной установке 4 светильников мощностью 50 Вт показан на рис. 3.

Следует указать, что различимость всех элементов на объекте зависит от эффективных люменов (PLm), которые для светодиодных светильников с диапазоном цветовой температуры от 4000 до 5500 К увеличиваются с коэффициентом 2,42 от измеренных [4].

По подобной схеме уже переоборудовано несколько десятков ремонтных бригад. Полученный опыт подтверждает надежность использованного оборудования и существенное улучшение качества освещения рабочих мест.

* ies-файл — формат файла с фотометрическими данными. Создан для передачи фотометрических данных световых приборов между разными светотехническими компьютерными программами. Формат разработан Светотехническим Обществом Северной Америки

Список литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. 288 с.
2. Справочная книга по светотехнике. Под ред. Ю.Б. Айзенберга. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Знак, 2006. 972 с.
3. Осипов В.М. Электрические источники света и светильники. Опыт критического анализа // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №4. С. 99–101.
4. CIE 191^2010 Recommended System for Mesopic Photometry Based on Visual Perfomance. Vienna. 2010.

Роторы не прощают дисбаланс!

Научитесь понимать причины дисбаланса и проводить балансировку на курсах нашей Академии!

Для большого числа даже технически грамотных людей, дисбаланс и балансировка - это не до конца понятные явления. Широкий спектр учебных программ по теории и практике балансировки поможет внести полную ясность и дать Вам знания, в которых Вы нуждаетесь.
Инвестиции в образование, несомненно, окупят себя. Вы обязательно это поймете, когда в очередной раз будете оценивать результаты работы и увидите, что продукт Вашего труда стал лучше!

www.balancing-academy.ru

АКАДЕМИЯ балансировки

Отдел Дополнительного Профессионального Образования (Лицензия № 039108 от 24.01.2018 г.)

ООО «Дюрр Системс РУС» 127473, г. Москва, ул. Краснопролетарская 16, стр. 1, подъезд 3
Телефон +7 (495) 741 0091, ab-moscow@durr.com

УДК 622.692.4

Вероятностный подход к оценке прочности температурно-деформируемых участков подземных трубопроводов

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

С.А. Шоцкий[2]
Sshotssky@mail.ru

[1]ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
[2]ПАО «ГЕОТЭК Сейсморазведка», Москва, Россия

В работе представлены результаты расчета напряжений в стенке подземного трубопровода, пригруженного одиночными грузами в углах поворота на выпуклых участках трассы. С учетом случайной природы величины избыточного внутреннего давления p, выборки фактических значений которого получены на этапе эксплуатации трубопровода, выполнена оценка прочности криволинейных участков магистрального трубопровода (далее — МТ). Обоснована необходимость индивидуального подбора веса одиночного пригруза для каждого участка трубопровода с учетом специфики закона распределения и пределов рассеивания внутреннего давления на этом участке.

Материалы и методы
Расчет напряжений в трубопроводе и проверка выполнения условия прочности пригруженного криволинейного участка МТ выполнена на основе строительных норм и правил (СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы). Оценка прочности криволинейных участков МТ в вероятностном аспекте выполнена на основе обработки случайных величин с помощью методов теории вероятности и непараметрической статистики.

Ключевые слова
магистральный трубопровод, линейный участок, продольное напряжение, условие прочности, напряженно-деформированное состояние, детерминированные расчеты, вероятностные расчеты, случайная величина, плотность вероятности

Теоретическая часть

Под действием продольного сжимающего усилия, возникающего вследствие избыточного внутреннего давления и положительного температурного перепада, на криволинейных участках магистрального трубопровода (МТ) происходят продольные и поперечные перемещения с возникновением значительных продольных напряжений. Эффективным способом снижения перемещений и напряжений является пригрузка трубопровода одиночными грузами, сплошным утяжеляющим покрытием или закрепление анкерными устройствами. В работах [1, 2] получены аналитические зависимости, которые позволяют определить напряжения в МТ в зависимости от эксплуатационных нагрузок с учетом веса пригрузов, удерживающей способности анкерных устройств и схемы их размещения на криволинейном участке трубопровода.

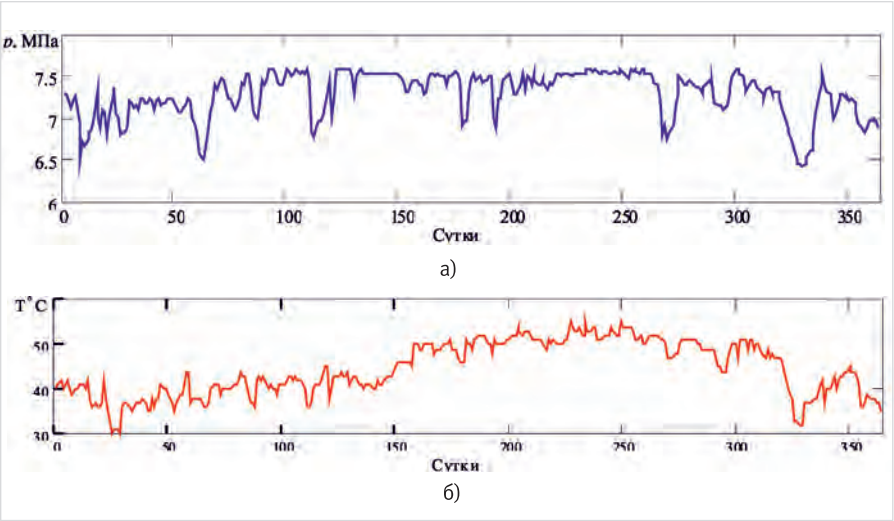


Рис. 1 — Изменение значений p и T на одном из линейных участков магистрального газопровода за двенадцать месяцев: а) избыточное внутреннее давление p; б) температура T

Fig. 1 — The pressure and temperature change over 12 months for the some liner section of the main gas pipeline: a)p — internal pressure in the pipeline; b) T — temperature

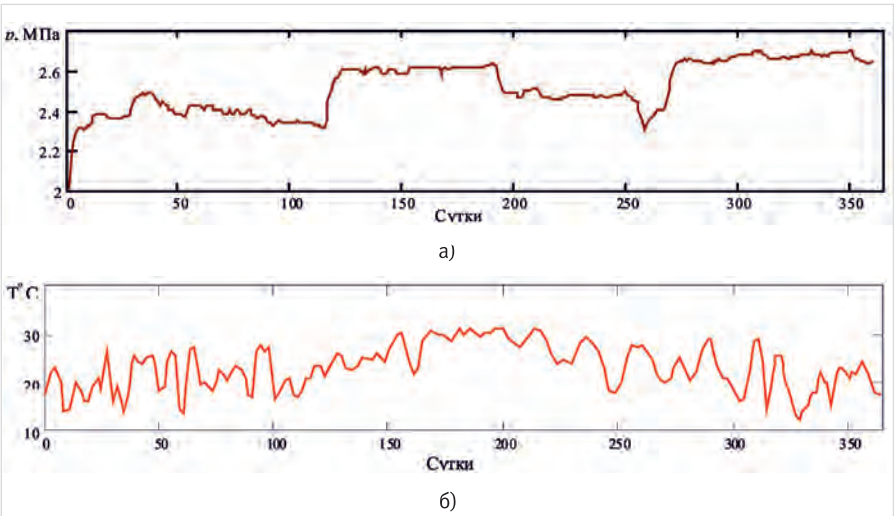
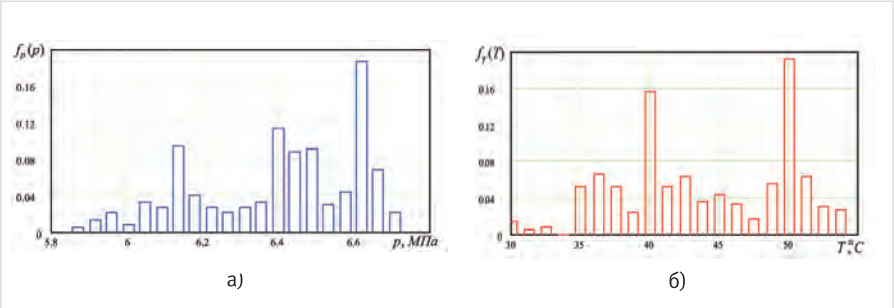


Рис. 2 — Изменение значений p и T на одном из линейных участков магистрального нефтепровода за двенадцать месяцев: а) избыточное внутреннее давление p; б) температура T

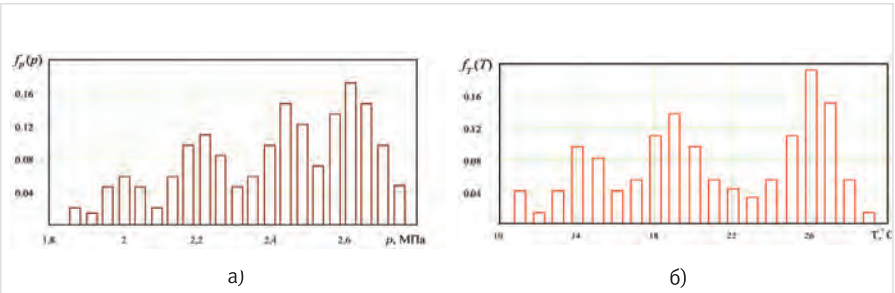
Fig. 2 — The pressure and temperature change over 12 months for the some liner section of the main oil pipeline: c) p — internal pressure in the pipeline; d) T — temperature



а) б)

Рис. 3 — Гистограммы плотности вероятности (один из линейных участков магистрального газопровода Западной Сибири): а) избыточное внутреннее давление p; б) температура T

Fig. 3 — The histogram of the probability density (some liner section of the main gas pipeline in Western Siberia): e) p — internal pressure in the pipeline; f) T — temperature



а) б)

Рис. 4 — Гистограммы плотности вероятности (один из линейных участков магистрального нефтепровода Западной Сибири): а) избыточное внутреннее давление p; б) температура T

Fig. 4 — The histogram of the probability density (some liner section of the main oil pipeline in Western Siberia): g) p — internal pressure in the pipeline; h) T — temperature

Зависимость для определения максимальных суммарных продольных напряжений в трубопроводе в соответствии с требованиями [3] и результатами работ [1, 2, 4] имеет следующий вид:

$$\sigma_{пр}^{H} = \mu \frac{p\left(D_{н} - 2\delta\right)}{2\delta} - \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W}, \quad (1)$$

где μ — коэффициент Пуассона; p — избыточное внутреннее давление; $Dн$ — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; N — продольное усилие на изогнутом участке трубопровода; M — максимальный изгибающий момент, F — площадь поперечного сечения трубы, W — момент сопротивления сечения трубопровода.

Формулы для расчета значений N и F выбираются исходя из схемы пригрузки трубопровода [1, 2].

В соответствии со строительными нормами и правилами для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода должно выполняться условие [3]:

$$\left|\sigma_{пр}^{H}\right| \le \psi_{3} \frac{m}{0{,}9k_{н}} R_{2}^{н}, \quad (2)$$

где $\sigma_{пр}^{H}$ — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые для углов поворота по формулам, полученным в работах [1, 2];

Ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб и определяемый по формуле:

$$\psi_{3} = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_{н}} R_{2}^{н}}\right)^{2}} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_{н}} R_{2}^{н}}; \quad (3)$$

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{p\left(D_{вн} - 2\delta\right)}{2\delta}; \quad (4)$$

$R_{2}^{н}$ — минимальное значение предела текучести, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы; m — коэффициент условий работы трубопровода; $k_{н}$ — коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Коэффициенты m и $k_{н}$ определяются в соответствии с требованиями [3].

Данная методика позволяет оценить прочность криволинейного участка подземного трубопровода для выбранной схемы его пригрузки, но при этом является детерминированной и не учитывает случайную природу входящих в зависимости (1) – (4) исходных величин, которые принимаются при расчетах постоянными. Однако опыт эксплуатации МТ свидетельствует, что такие величины, как избыточное внутреннее давление p и температура T^{0}, входящие в зависимости (1) – (4), имеют случайную природу, а распределения

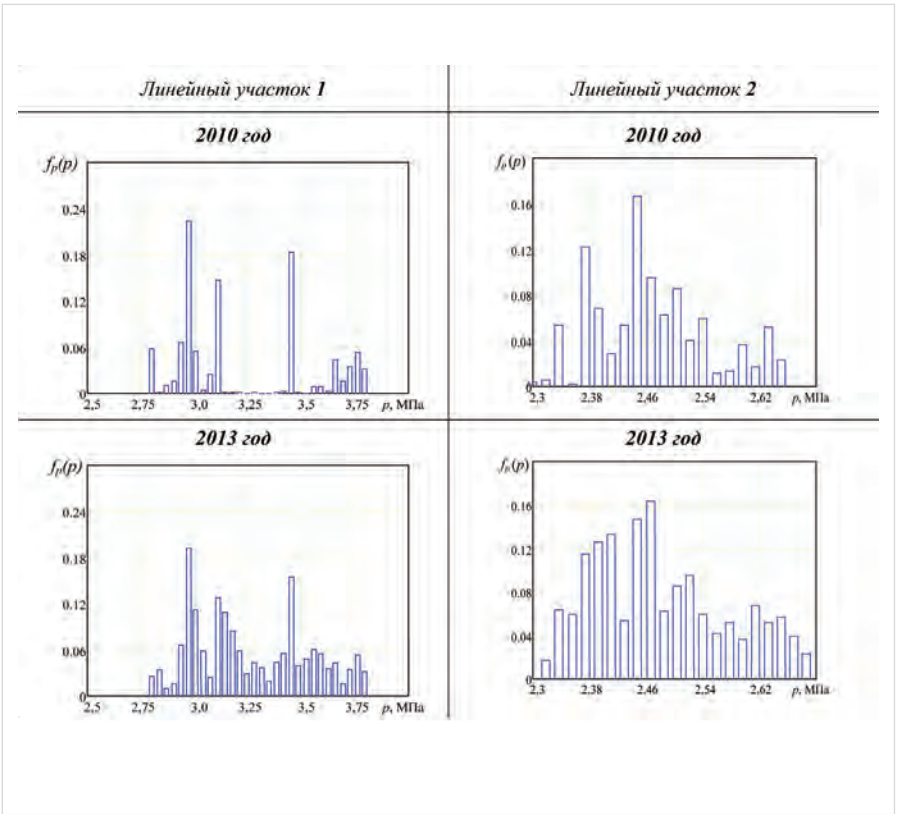


Рис. 5 — Гистограммы плотности вероятности избыточного внутреннего давления на линейных участках МТ в различные годы эксплуатации (магистральный нефтепровод Омск-Иркутск)

Fig. 5 — The histograms of internal pressure probability density at the some liner sections in different years of operations (the main oil pipeline in Western Siberia)

№ п/п	Δt °C	P_0, тс,	$l_1 \div l$	$-\sigma^H_{пр1}$, МПа	$\sigma^H_{пр2}$ МПа
1	25	1,5	0	166,2	122,1
2	35	1,5	0	254,6	185,5
3	50	1,5	0	403,4	304,9
4	25	1,5	0,1	171,3	127,3
5	35	1,5	0,1	260,9	191,9
6	50	1,5	0,1	411,2	312,9
7	25	1,5	0,2	175,6	131,6
8	35	1,5	0,2	265,5	197,1
9	50	1,5	0,2	417,0	319,3
10	25	1,5	0,3	177,9	135,0
11	35	1,5	0,3	268,8	201,1
12	50	1,5	0,3	421,1	324,2
13	25	1,5	0,5	180,8	139,6
14	35	1,5	0,5	272,1	206,3
15	50	1,5	0,5	424,5	329,9
16	25	1,5	0,75	181,3	142,2
17	35	1,5	0,75	272,1	208,7
18	50	1,5	0,75	423,5	331,7
19	25	1,5	1	180,8	142,7
20	35	1,5	1	271,1	208,8
21	50	1,5	1	421,9	331,4

Таб. 1 — Зависимости максимальных суммарных продольных напряжений от температурного перепада и схемы размещения одиночных грузов ($P_0 = P_1 = 0$; $P_2 = P_3 = 0$)

Tab. 1 — Dependence of the maximum total stress on temperature Δt and load placement scheme

этих величин не подчиняются законам, исследованным в рамках теории классической статистики, и являются индивидуальными для каждого линейного участка магистрального трубопровода [5, 6, 7]. Примеры таких данных по величинам p и T, полученные на основании анализа и обработки как технологической информации, так и результатов геотехнического мониторинга [8, 9] для различных линейных участков магистральных нефте- и газопроводов подземной прокладки, представлены на рис. 1–4.

Более того, законы распределения случайных величин p и T, которые входят в условие прочности (2), изменяются с течением времени на этапе эксплуатации MT, при этом изменения носят индивидуальный характер для каждого линейного участка магистрального трубопровода. Пример таких данных по избыточному внутреннему давлению p для двух линейных участков одного из магистральных нефтепроводов Западной Сибири в различные периоды (годы) эксплуатации приведен на рис 5.

Представленная информация свидетельствует, что корректная оценка прочности криволинейных участков подземных магистральных трубопроводов невозможна без учета законов распределения случайных величин, входящих в условия прочности (2), и проведения необходимой статистической обработки данных величин.

Основной характеристикой закона распределения вероятности случайной величины является ее плотность. Восстановление плотности распределения вероятностей случайных величин p и T выполняется на основе выборок фиксируемых в технологическом процессе транспорта углеводородов значений избыточного внутреннего давления $p_i, i = \overline{1,n}$ и температуры $T_j, j = \overline{1,m}$. Статистическая обработка этих выборок позволяет получить искомые функции плотности распределения $f_p(p)$ и $f_T(T)$ случайных величин p и T. Для восстановления неизвестной функции плотности распределения в рамках теории непараметрической статистики разработан ряд методов [10, 11]. Реализация данных методов позволяет восстановить функции плотности $f_p(p)$ распределения избыточного внутреннего давления и температуры $f_T(T)$ для любых (вне зависимости от их сложности) законов распределения случайных величин p и T. При известных функциях $f_p(p)$ и $f_T(T)$ для каждого исследуемого участка MT возможно рассчитать при заданном уровне значимости α (α = 0,01, α = 0,05 или α = 0,1) квантильные оценки давления p^α и температуры T^α путем решения относительно σ^α и s^α уравнений [10, 11, 12, 13]:

$$\int_0^{p^\alpha} f_p(p)\,dp = \alpha \qquad (5)$$

$$\int_0^{T^\alpha} f_T(T)\,dT = \alpha \qquad (6)$$

Полученные значения квантилей давления p^α и температуры T^α позволяют на основе детерминированных моделей [1, 2, 3] выполнить по зависимостям (1)–(4) расчет на прочность температурно-деформируемого участка подземного трубопровода для выбранной схемы его пригрузки. При этом учитывается случайная природа избыточного внутреннего давления p, температуры T и индивидуальные для каждого исследуемого линейного участка MT законы распределения данных случайных величин. Изложенный подход позволяет оценивать прочность MT при условии, что любые исходные данные, входящие в расчетные зависимости (1) – (4), могут быть приняты как величины случайные с любыми по сложности законами распределения [14]. Такими исходными данными могут являться, например, предел текучести σ^T материала трубы, выборка значений которого формируется по результатам механических испытаний образцов из материала трубы, выборки значений толщины стенки трубы δ, полученные по результатам фактических замеров, и т.д.

Пример расчета

Реализацию изложенного подхода рассмотрим на примере прочностного расчета подземного трубопровода с наружным диаметром $Dн$ = 720 мм и толщиной стенки δ = 10 мм, имеющего угол поворота φ в вертикальной плоскости на выпуклом рельефе местности ($2\varphi = 12^o$). Угол поворота конструктивно выполнен крутоизогнутым отводом. Трубопровод проложен в песчаном грунте на глубине 80 см от верхней образующей трубы и пригружен одиночными

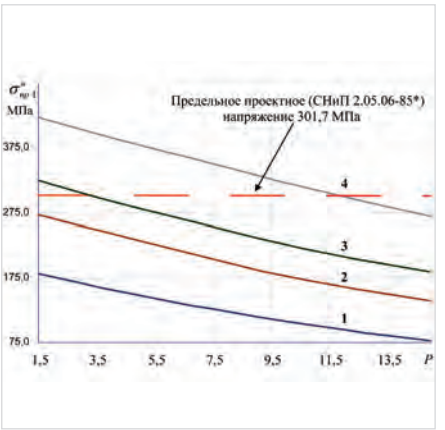


Рис. 6 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma^H_{пр}$ от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt

Fig. 6 — Dependence of the maximum total stress on weight of single load P_0 and temperature Δt

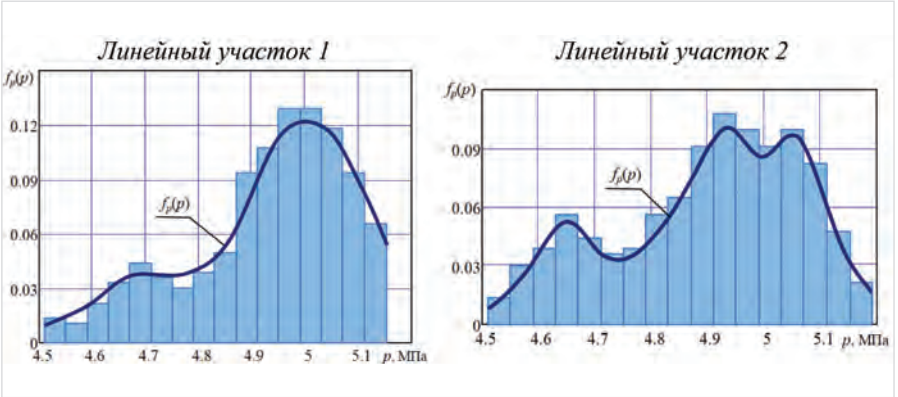


Рис. 7 — Гистограмма и функция плотности вероятности $f_p(p)$ избыточного внутреннего давления p

Fig. 7 — The histogram and the density distribution function $f_p(p)$ of the internal pressure p in the pipeline

Уровень значимости α	Значение давления p^{α}, МПа	
	Линейный участок 1	Линейный участок 2
α = 0,01	5,16	5,19
α = 0,05	5,13	5, 15
α = 0,1	5,11	5,10

Таб. 2 — Значения квантилей давления p^{α} внутри трубопровода

Tab. 2 — The quantile values p^{α} of the internal pressure in the pipeline

грузами. Предел текучести материала трубы σ_T = 400,0 МПа. Оценку прочности криволинейного участка MT выполним на основании двух вариантов расчета. В первом из них внутреннее давление принято величиной постоянной $(p = const)$, значение которой равно нормативному $p = 5\ МПа$. Во втором варианте расчета давление p рассматривается как случайная величина, фактические значения p_i которой варьируются в некотором диапазоне вследствие специфики процесса транспорта углеводородов, а регистрация этих значений проводится с периодичностью, определяемой нормативными документами компании – оператора.

Результаты расчета на основе зависимостей (1) – (4) максимальных суммарных продольных напряжений в стенке подземного трубопровода для первого варианта $(p=const)$ представлены в таб. 1 и на рис. 6. В таблице приняты следующие обозначения: $\sigma^H_{пр1}$ — сжимающие и $\sigma^H_{пр2}$ — растягивающие напряжения. На рис. 1 приведены значения $\sigma^H_{пр1}$, зависимость 1 соответствует температурному перепаду Δt = 25 С°, а зависимости 2, 3 и 4 — температурным перепадам Δt = 35С°; Δt = 40С° и Δt = 50С° соответственно.

Анализ полученных результатов расчета свидетельствует, что выполнить условие прочности (2) возможно путем подбора веса одиночного пригруза, что позволяет снизить величину максимальных продольных напряжений, возникающих в стенке трубопровода, до нормативного уровня. Так, в соответствии с требованиями СНиП [3], при значении предела текучести материала трубы σ^T = 400,0 МПа величина максимальных суммарных продольных напряжений в стенке трубопровода должна быть менее 301,7 МПа, т.е. должно выполняться условие $\sigma^H_{пр}$ ≤ 301,7 МПа. Для рассматриваемого в примере трубопровода при установке одиночного груза непосредственно на вершине угла поворота весом P_0 =1,5 тс и температурном перепаде Δt = 50°С (зависимость 4, рис. 6) величина максимальных напряжений составляет $\sigma^H_{пр}$ ≈ 422 МПа, т.е. фактические напряжения превышают предельные проектные. Применение пригруза весом P_0 = 12 тс позволяет снизить напряжения до уровня 301,7 МПа, который ниже нормативного, и обеспечить выполнение условие прочности (2).

При температурном перепаде Δt = 40°С (зависимость 3, рис. 6) величина максимальных напряжений составляет $\sigma^H_{пр}$ ≈ 326 МПа, т.е. фактические напряжения также превышают предельные проектные. В данном случае обеспечить выполнение условие прочности (2) возможно путем применения пригруза весом P_0 = 3,5 тс, что позволит снизить максимальные напряжения до уровня 301,7 МПа.

Для температурных перепадов Δt = 25°С и Δt = 35°С (зависимости 1 и 2 на рис. 6) и избыточном внутреннем давлении p, которое в рассматриваемом варианте расчета принято равным нормативному $p=5\ МПа$, расчетные максимальные напряжения не превышают предельные. Следовательно, условие прочности (2) выполняется, и установка пригрузов с целью снижения максимальных суммарных напряжений не требуется.

Расчет прочности подземного трубопровода по второму варианту, при котором избыточное внутреннее давление p принимается случайной величиной, основан на обработке выборки значений p_i $(i=\overline{1,m}$, m — длина выборки), полученной по результатам фактических замеров на линейном участке MT в процессе его эксплуатации. С целью оценки влияния распределения давления p на результаты расчета, оценку прочности по второму варианту выполним для двух различных линейных участков одного из MT Западной Сибири. Гистограммы плотности распределения внутреннего давления для этих линейных участков магистрального трубопровода представлены на рис. 7.

Предварительный анализ данных, представленных на рис. 7, свидетельствует, что при обработке результатов замеров избыточного давления внутри трубопровода корректно отнести выборки значений p_i к известным параметрическим законам, невозможно. Вследствие этого статистическая обработка случайной величины p на основе выборок ее значений p_i выполнена с помощью математического аппарата непараметрической статистики [10]. В результате реализации адаптивных методов восстановления функции плотности распределения вероятности [11] для рассматриваемых в примере линейных участков получены две функции $f_p(p)$ плотности распределения внутреннего избыточного давления, которые представлены на рис 7. Информация на рис. 7 свидетельствует, что функции $f_p(p)$ являются индивидуальными для каждого линейного участка. Вследствие этого и квантильные значения (p^{α}) избыточного внутреннего давления p, рассчитанные на основе данных функций по уравнению (5), будут различными и, как следствие, также индивидуальными для каждого участка. Результаты расчета квантильных оценок (p^{α}) давления при различных уровнях значимости α представлены в таб. 2.

На основании зависимостей (1) — (4), где в качестве исходных данных используются индивидуальные для каждого из рассматриваемых линейных участков квантильные значения $(p\alpha)$ избыточного внутреннего давления p, рассчитаны максимальные суммарные продольные напряжения, возникающие в стенке подземного трубопровода на двух рассматриваемых линейных участках. Результаты прочностного расчета на основе квантильных значений внутреннего давления $p0,01$ (при уровне значимости α = 0,01) для каждого из рассматриваемых в примере участков, представлены на рис. 8 и 9.

Проанализируем полученные результаты. Для данного варианта расчета при установке одиночного груза непосредственно на вершине угла поворота весом $P0$ =1,5 тс и температурном перепаде Δt = 25оС условие прочности (2), следуя зависимостям 1 на рис. 8 и 9, выполняется как на линейном участке 1, так и на линейном участке 2 рассматриваемого МТ.

При температурном перепаде Δt = 35 С° и установке на вершине угла поворота одиночного груза весом P_0 ≈ 1,5 тс прочность обеспечена только на линейном участке 1 (зависимость 2 на рис. 8). Выполнение условия прочности на линейном участке 2 требует

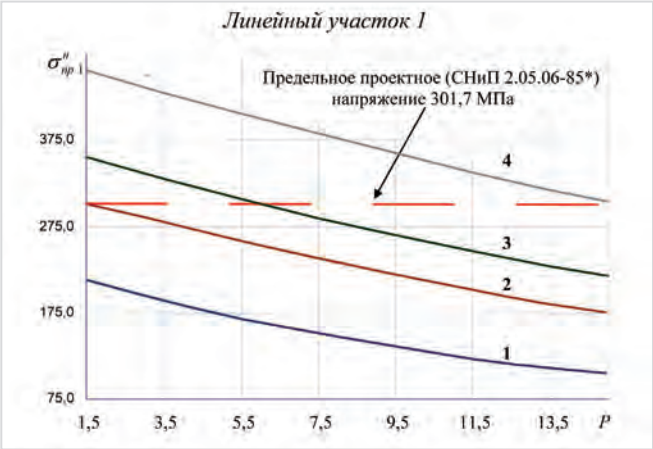


Рис. 8 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma^{H}_{пр}$ от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt и внутреннем давлении $p^{0,01}$ = 5,16 МПа

Fig. 8 — Dependence of the maximum total stress on weight of single load P_0 at temperature Δt and internal pressure in the pipeline $p^{0,01}$ = 5,16 МПа

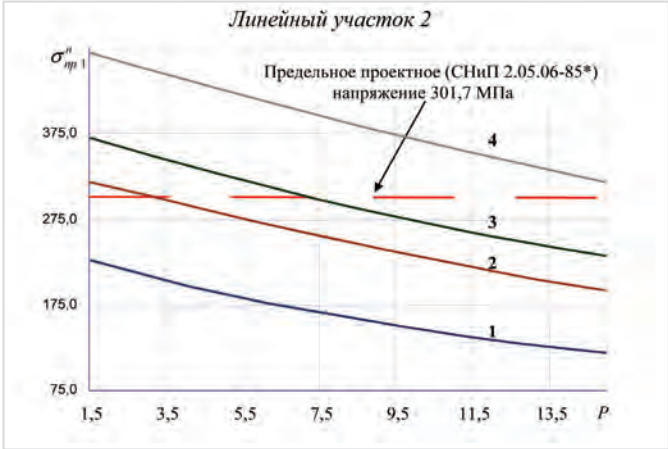


Рис. 9 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma^{H}_{пр}$ от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt и внутреннем давлении $p^{0,01}$ = 5,19 МПа

Fig. 9 — Dependence of the maximum total stress on weight of single load P_0 at temperature Δt and internal pressure in the pipeline $p^{0,01}$ = 5,19 МПа

установки пригруза весом P0 ≈ 3 тс, что в два раза превышает вес груза на первом линейном участке (зависимость 2 на рис. 9).

При температурном перепаде Δt = 40С^0 для предотвращения недопустимых пластических деформаций MT на линейном участке 1 требуется установка груза весом P0 ≈ 6 тс (зависимость 3 на рис. 8), а на линейном участке 2 — груза весом P0 ≈ 7,5 тс (зависимость 3 на рис. 9).

Результаты, полученные для двух линейных участков по второму варианту расчета, являются различными, что является следствием учета случайной природы и индивидуальных для каждого линейного участка MT законов распределения избыточного внутреннего давления. Расчеты, выполненные по первому варианту, когда величина внутреннего давления в трубопроводе принимается постоянной, равной нормативному и одинаковой для всех линейных участков, не обеспечивают достоверную оценку прочности и выбор весов пригрузов для участков MT.

Итоги

Реализация вероятностного подхода позволила оценить прочность MT на основе фактических исходных данных, которые имеют случайную природу и специфические для каждого участка трубопровода законы распределения. Представленный подход позволяет обеспечить индивидуальный подбор одиночных пригрузов для каждого из криволинейных участков при ремонте или реконструкции с учетом специфики внешней нагрузки, действовавшей на трубопровод на этапе его эксплуатации

Выводы

1. Подбор веса одиночного груза, размещенного непосредственно на вершине угла поворота криволинейного участка MT, обеспечивает снижение величины максимальных продольных напряжений, возникающих в стенке трубопровода, до нормативного уровня.
2. Рассмотренный подход к оценке прочности МТ позволяет выполнить расчет напряжений пригруженных участков подземных трубопроводов и обосновать выбор веса одиночного груза с учетом случайной природы величины избыточного внутреннего давления p.
3. Вследствие случайной природы избыточного внутреннего давления p выбор веса пригрузов, обеспечивающих выполнение условия прочности криволинейных участков МТ, должен производиться с учетом индивидуальных для каждого из участков пределов рассеивания и законов распределения случайной величины p.
4. Накопленная в процессе мониторинга технологических параметров на этапе эксплуатации МТ информация о значениях избыточного внутреннего давления и пределах его изменения для каждого линейного участка позволяет на основе рассмотренного подхода уточнить вес или изменить схему расположения пригрузов на этапе реконструкции или ремонта линейной части.

Литература

1. Шоцкий С.А., Малюшин Н.А. Напряжения и перемещения пригруженного подземного трубопровода на углах поворота в вертикальной плоскости // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №2. С. 83–85.
2. Шоцкий С.А. Анализ напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №3. С. 65–68.
3. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
4. Шоцкий С.А., Голофаст С.Л. Оценка напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов. Международная конференция памяти А.Х Мирзаджанзаде. Уфа, 2016.
5. Черпаков В.В. Разработка методики формирования аварийных запасов труб (На примере газопроводов Западной Сибири). Тюмень, 2007. 122 с.
6. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. №2. С. 75–82.
7. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С. 45–48.
8. Голофаст С.Л. Владова А.Ю., Лободенко И.Ю. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга магистрального трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №2. С. 80–87.
9. Голофаст С.Л. Владова А.Ю. Интеграция результатов мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №5. С. 76–81.
10. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.Н., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 171 с.
11. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Адаптивные методы восстановления функции плотности распределения вероятности // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. 2006. №12. С. 3–11.
12. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Вероятностная оценка коэффициента запаса прочности трубопровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. №2. С. 27–29.
13. Сызранцев В.Н., Филатов А.А., Голофаст С. Л. Расчет квантильных оценок коэффициента запаса прочности трубопроводов // Наука и техника в газовой промышленности. 2014. №4. С. 76–83.
14. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 36–42.

622.692.4

Probabilistic approach to the evaluation of the strength of temperature-deformable sections of underground pipelines

Authors:
Sergey Golofast — Ph.D., professor[1]; trasser@inbox.ru
Sergey Shockiy[2] Sshotssky@mail.ru

[1] "Gazprom-Project" LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation
[2]PJSC "Geotech Seismic Services", Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper presents the results of calculating the stresses in the wall of an underground pipeline loaded with single weight in the angles of rotation on convex sections of the pipeline. Taking into account the random nature of the excess internal pressure *p*, the sample of the actual values of which were obtained at the pipeline operation stage, the strength of the curved sections of the main pipeline was evaluated. The necessity of individual selection of the weight of a single weight for each section of the pipeline is justified taking into account the specific law of distribution and the limits of dispersion of internal pressure in this section.

Materials and methods

Calculation of stresses in the pipeline and verification of the fulfillment of the strength condition of the loaded curvilinear section of main pipeline was carried out on the basis of construction norms and rules (SNiP 2.05.06-85 * Trunk pipelines).
Evaluation of the strength of curvilinear sections of main pipelines in the probabilistic aspect is performed on the basis of processing random variables using methods of probability theory and nonparametric statistics.

Results

The implementation of the probabilistic approach made it possible to estimate the strength of the pipeline based on the actual initial data, which are of a random nature and the distribution laws specific for each section of the pipeline. The presented approach allows to provide individual selection of single weight for each of curvilinear sites at repair or reconstruction taking into account specificity of the external loading acting on the pipeline at a stage of its operation

Conclusions

1. Selection of the weight of a single weight placed directly at the top of the angle of rotation of the curvilinear main pipeline section ensures a reduction in the magnitude of the maximum longitudinal stresses arising in the pipeline wall to a standard level.
2. The considered approach to the evaluation of the strength of main pipeline allows to calculate the stresses of the loaded sections of underground pipelines and justify the choice of the weight of a single cargo, taking into account the random nature of the excess internal pressure *p*.
3. Due to the random nature of the excess internal pressure *p*, the choice of the weight of the loads that ensure the fulfillment of the strength condition for the curvilinear sections of the main pipeline must be carried out taking into account the dispersion limits and the distribution laws for the random variable *p*, which are individual for each of the sections.
4. Accumulated in the process of monitoring of technological parameters during the operation phase of the main pipeline, information on the values of the excess internal pressure and the limits of its change for each linear section makes it possible, based on the approach considered, to clarify the weight or to change the arrangement of the supplies at the stage of reconstruction or repair of the linear part.

Keywords

main pipeline, line section, axial stress, strength condition, strain-stress state, determine calculations, probability calculations, random variable, probability density

References

1. Shotskiy S.A., Malyushin N.A. *Napryazheniya i peremeshcheniya prigruzhennogo podzemnogo truboprovoda na uglakh povorota v vertikal'noy ploskosti* [Stresses and movements of the weighted-down underground pipeline at the line bend angles in the vertical plane]. Higher Educational Institutions News. Neft' i gaz, 2009, issue 2, pp. 83–85.
2. Shotskiy S.A. *Analiz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* [The analysis of the underground pipelines mode of deformation]. Higher Educational Institutions News. Neft' i gaz, 2009, issue 2, pp. 65–68.
3. SNiP 2.05.06-85*. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p.
4. Shotskiy S.A., Golofast S.L. *Otsenka napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* [Assessment of the underground pipelines mode of deformation]. International Conference in memory of A.H. Mirzadganzade. Ufa, 2016.
5. Cherpakov V.V. *Razrabotka metodiki formirovaniya avariynykh zapasov trub (Na primere gazoprovodov Zapadnoy Sibiri)* [Development of the methods for the formation of emergency stocks of pipes using the example of gas pipelines of the Western Siberia]. Tyumen, 2007, 127 p.
6. Filatov A.A., George M.S. *Vliyanie usloviy ekspluatatsii gazoprovoda na pokazateli ego prochnostnoy nadezhnosti* [Effect of the operating conditions of the gas pipeline on the indices of its strength reliability]. Science & Technology in the Gas Industry, 2013, issue 2, pp. 75–82.
7. Filatov A.A., Golofast S.L. *Problemy otsenki prochnostnoy nadezhnosti gazoprovodov* [Problems of assessment of gas pipelines strength reliability]. Gas Industry, 2015, issue 7, pp. 45–48.
8. Golofast S.L. Vladova A.Yu., Lobodenko I.Yu. *Proektirovanie, razrabotka i soprovozhdenie informatsionnoy sistemy geotekhnicheskogo monitoringa magistral'nogo truboprovoda* [Projection, development and maintenance of information system for geo-technical monitoring of transfer pipeline]. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2016, issue 2, pp. 80–87.
9. Golofast S.L. Vladova A.Yu. *Integratsiya rezul'tatov monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya magistral'nykh truboprovodov* [Integration of results of monitoring technical conditions of transfer pipelines]. Expozition Oil & Gaz, 2017, issue 5, pp. 76–81.
10. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.N., Golofast S.L. *Otsenka bezopasnosti i prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov metodami neparametricheskoy statistiki* [Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using the nonparametric statistics methods]. Novosibirsk: *Nauka,* 2013, 178 p.
11. Syzrantsev V.N., Nevelev Ya.P., Golofast S.L. *Adaptivnye metody vosstanovleniya funktsii plotnosti raspredeleniya veroyatnosti* [Adaptive methods for recovering the function of density distribution probability]. Proceedings of Higher Educational Institutions. Machine Building, 2006. № 12. pp. 3–11. *(In Russ.)*
12. Syzrantsev V.N., Golofast S.L. *Veroyatnostnaya otsenka koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovoda* [Probabilistic assessment of pipelines factor of safety]. Pipeline Transport: Theory and Practice, 2012, issue 2. pp. 27–29.
13. Syzrantsev V.N., Filatov A.A., Golofast S. L. *Raschet kvantil'nykh otsenok koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovodov* [Calculation of the quantile values of pipelines factor of safety]. Science and Technology in the Gas Industry, 2014, issue 4, pp. 76–83.
14. Golofast S.L. *Problemy otsenki nadezhnosti lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov* [Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2018, № 4, pp. 36–40.

topolgroup

Группа Компаний «Тополь»

ОАО ТД

Воткинский Завод

Votkinsky Zavod Trading House, JSC

- РАЗРАБОТКА
- ПРОИЗВОДСТВО
- ПОСТАВКА
- ВНЕДРЕНИЕ

- ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА
- ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КРС/ПРС

ISO 9001

ЕАС

ОАО ТД "Воткинский завод"
427430, Россия, г. Воткинск, ул. Декабристов, 8
тел./факс: +7 (34145) 51622
e-mail: tdvz@topol.ru

www.topol.ru

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
САМАРАВОЛГОМАШ

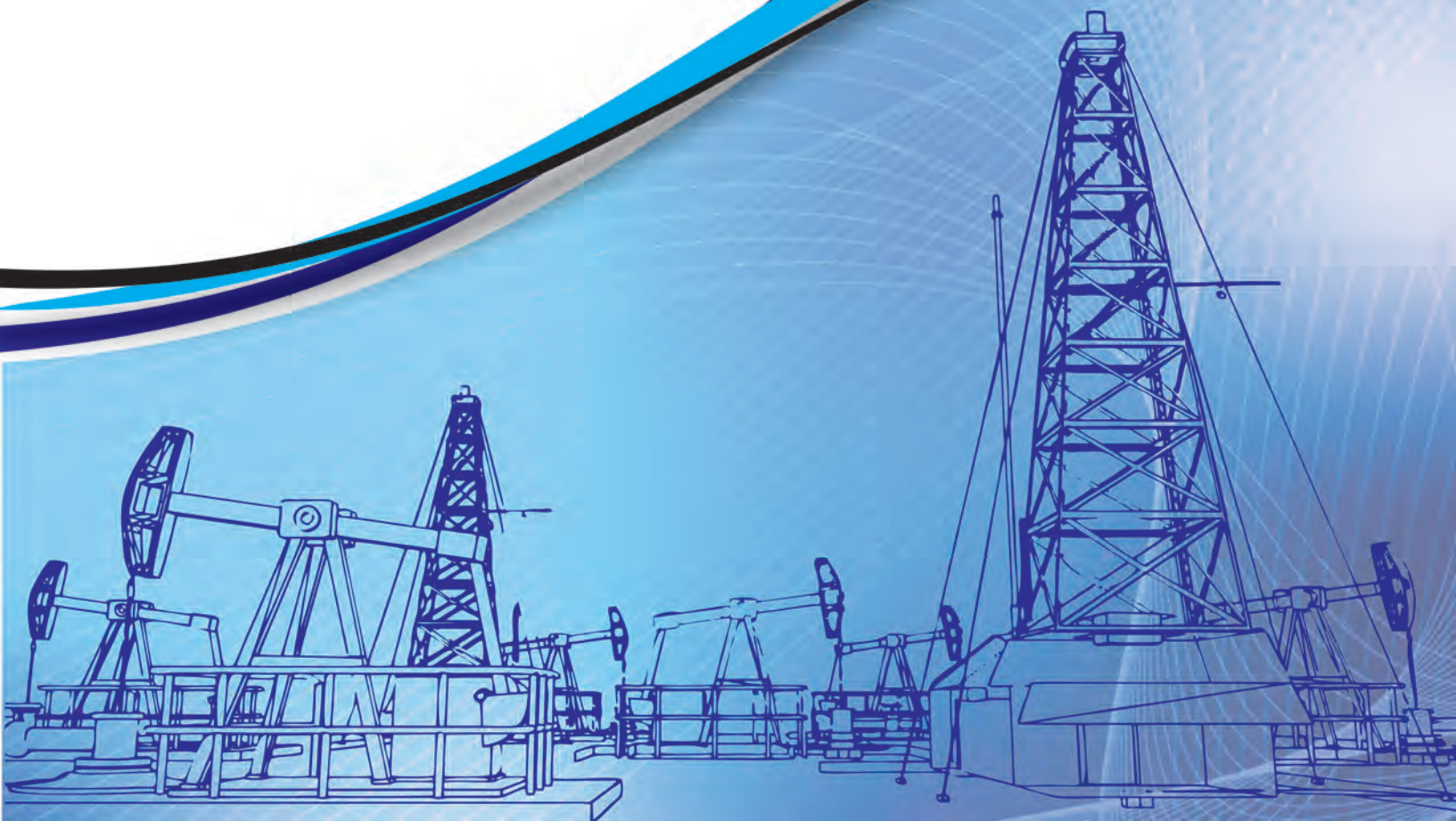
Дорогие друзья!

День работников нефтяной и газовой промышленности — профессиональный праздник людей, работающих в важной промышленной сфере. Нефтегазовая промышленность — основа экономической стабильности государства. Углеводороды — основа всего. И именно вы щедрой рукой направляете столь ценное сырье химикам, металлургам, фармацевтам и всем, кто без вас просто не сможет работать. Тяжелые зимние трассы, суровые вахты, упорный труд — всё это вы! Радостные нефтяные фонтаны и голубые огоньки на плитах уютных кухонь — это тоже вы! Благодаря вам мы ездим на машинах, летаем на самолетах, в наших домах тепло.

В этот день профессионального праздника хочется поздравить всех, кто причастен к развитию этой отрасли. Спасибо вам большое за ваш каждодневный нелегкий труд. За умение, за профессионализм, за верность своему делу.

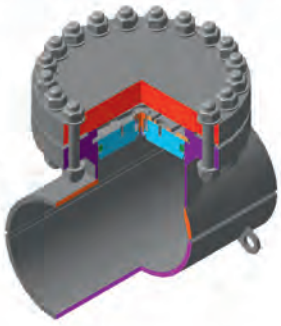
Желаю вам крепкого здоровья, успехов на вашем поприще, побед и больших удач!

Драга Сергей Николаевич
Заместитель генерального директора
по продажам и маркетингу

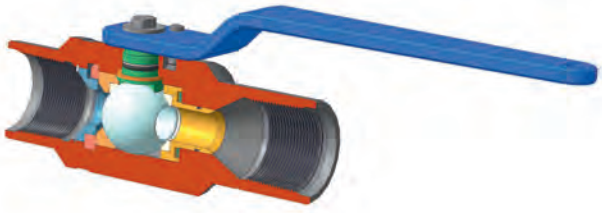


САМАРСКИЙ ЗАВОД
НЕФТЕМАШ

ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

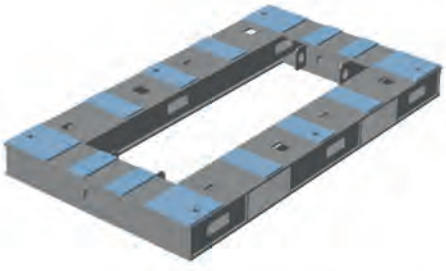


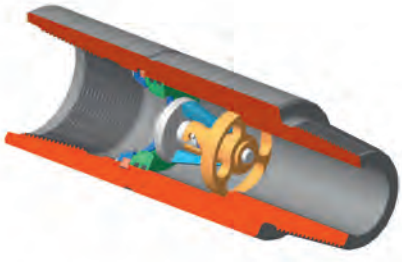
Тройники разрезные (фитинг-заглушки) *с возможностью агрегатирования механизмов по технологии STOPPLE® "T. D. Williamson Inc» номинальным диаметром* **DN** *свыше* **25** *до* **1400 мм** *включительно*



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**

Возможности оценки и снятия остаточных напряжений в трубах больших диаметров

А.А. Антонов
к.т.н., доцент[1]
av64364@akado.ru

А.П. Летуновский
генеральный директор[2]
mail@magnitsp.ru

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
[2]ООО "МАГНИТ плюс", Санкт-Петербург, Россия

В статье рассмотрены вопросы применения известных методов оценки и снятия остаточных напряжений применительно к трубам больших диаметров, трубным плетям и т.п. Зона сварного соединения труб имеет особенности, ограничивающие возможность применения большинства известных методов. Предложены комплексные методики, включающие несколько методов оценки и снятия остаточных напряжений, основанных на разных физических принципах, отличающиеся высокой производительностью, малой повреждаемостью поверхности, при сохранении достоверности получаемых результатов. Применение комплексной методики позволило получить информацию о полях остаточных напряжений в сварных швах и ремонтных наплавках, выполненных при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. Также в статье рассмотрены вопросы эффективности применения ультразвуковой ударной обработки и виброобработки на резонансных частотах, позволяющие снизить уровень опасных остаточных напряжений.
Комплексная методика оценки уровня остаточных напряжений прошла проверку при изучении полей остаточных напряжений, возникающих после завершения процесса сварки, на трубах магистральных трубопроводов. Она показала возможность надежного получения достоверной информации. Показано, что применение методов снижения остаточных напряжений позволяет уменьшить их опасное влияние на несущую способность сварных конструкций.

Ключевые слова
лазерная интерферометрия, шумы Баркгаузена, магнитная анизотропия, остаточные напряжения

Рабочие нагрузки, действующие на магистральные трубопроводы, вызывают возникновение в них внутренних механических напряжений. Обычно именно по предельным значениям рабочих нагрузок ведется расчет работоспособности любой конструкции. В этом расчете, кроме известных значений внутренних напряжений от рабочих нагрузок, присутствует коэффициент запаса. Его роль — учет факторов, влияние которых на несущую способность невозможно предвидеть.

Одним из таких факторов являются внутренние остаточные напряжения. Они отличаются от рабочих напряжений временем действия. Рабочие напряжения — временные напряжения. Они действуют до тех пор, пока к изделию приложены внешние нагрузки. В отличие от них, остаточные напряжения присутствуют в трубе независимо от наличия или отсутствия внешнего воздействия. Они возникают в результате локальных пластических деформаций, локального внешнего механического воздействия, локальных структурно-фазовых изменений и т.п. Напряжения видны не только в зоне сварного шва, но и по линиям пошаговой формовки при изготовлении трубы. Остаточные механические напряжения приводят к деградации металла. При эксплуатации трубопроводов в местах концентраторов напряжений более интенсивно развиваются дефекты, такие как коррозионные растрескивания под напряжениями (КРН), питтинги, интенсивное протекание коррозионных процессов и др.

Влияние остаточных напряжений на несущую способность не столь прямолинейно, как влияние рабочих напряжений. Наиболее сильно оно сказывается на ограничении несущей способности при циклических рабочих нагрузках, при малом запасе пластичности материала, при низких температурах.

Приближение расчетного значения коэффициента запаса к единице ведет к снижению металлоемкости конструкции, снижению ее массы и габаритов. Одним из направлений снижения коэффициента запаса — это учет имеющихся остаточных напряжений.

В большинстве случаев именно в зоне сварного шва наблюдаются максимальные уровни остаточных напряжений. А в поперечном к шву направлении обычно фиксируется их максимальный градиент (рис. 1). На базе, соответствующей ширине шва, значение напряжений может меняться от нулевого (на линии сплавления) до максимального, близкого к пределу текучести материала (в центре шва). По некоторым данным, градиент в поперечном направлении в сварном шве может достигать 200 МПа/мм [1]. Следовательно, возникает требование к величине базы усреднения методов. Для зоны сварного шва она не должна превышать 3–5 мм.

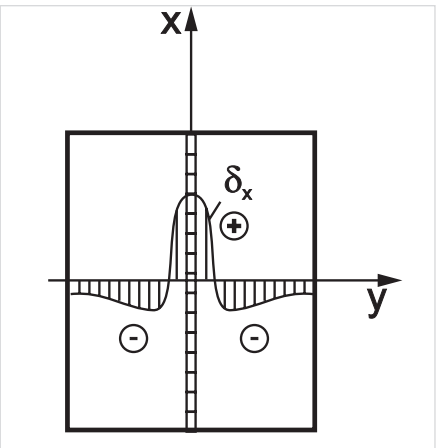


Рис. 1 — Характерное распределение продольных остаточных напряжений в зоне шва на пластине

Зоне сварного шва присущи и другие особенности, которые серьезно ограничивают применение стандартных методов оценки остаточных напряжений. Это, во-первых, чешуйчатость поверхности сварного шва, что усложняет или делает невозможным контактные способы измерения напряженного состояния. Во-вторых, иной структурно-фазовый и химический состав шва и зоны термического влияния (далее — ЗТВ) по сравнению с основным металлом, что не позволяет применять для физических методов тарировочные кривые, полученные на основном металле. Поэтому применение методов, основанных на измерении какого-либо физического показателя материала, зависящего от значения остаточных напряжений, для оценки напряженного состояния в шве и ЗТВ однозначно приводит к получению некорректного результата измерения. Получение тарировочных кривых для ЗТВ невозможно в принципе.

Кроме физических выделяют механические методы. Они основаны на принципе упругой разгрузки, т.е. на законе Гука. Учет свойств конкретного материала в этих методах ведется через единственный показатель — модуль упругости, который остается практически неизменным для каждой группы материалов. Например, для сталей модуль упругости лежит в диапазоне 200–210 ГПа.

Проблема применения механических методов — нарушение целостности исследуемого изделия. Встречается разрезка на полоски, квадратики, создание линейной или кольцевой проточки. На сегодняшний день наиболее перспективным и малоразрушающим считается метод создания малого глухого отверстия [2]. Он предусматривает создание глухих отверстий диаметром 2–5 мм и глубиной, соизмеримой с радиусом отверстия. Разновидности этого метода регламентируют российский [3] и американский [4] стандарты. В [4] деформации, возникшие после создания отверстия, измеряют с помощью розетки из трех тензорезисторов. В [3] перемещения на кромке отверстия определяют бесконтактным оптическим методом лазерной интерферометрии. Для сварного шва тезорезисторы малопригодны из-за сложного рельефа поверхности и большой базы усреднения.

Метод отверстия в сочетании с методом лазерной интерферометрии имеет малую базу усреднения (соответствует диаметру отверстия) и безразличен к форме поверхности. Данная технология обеспечивает минимальные повреждения изделия и максимальную производительность.

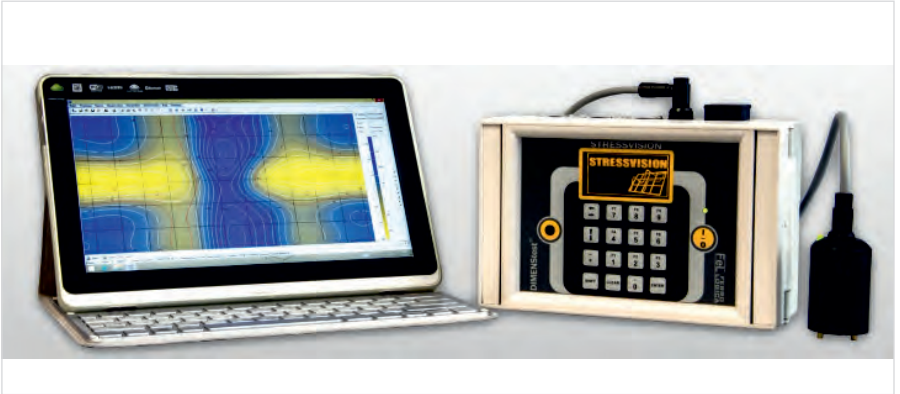


Рис. 3 — Магнитошумовой прибор для измерения механических напряжений «Интроскан»

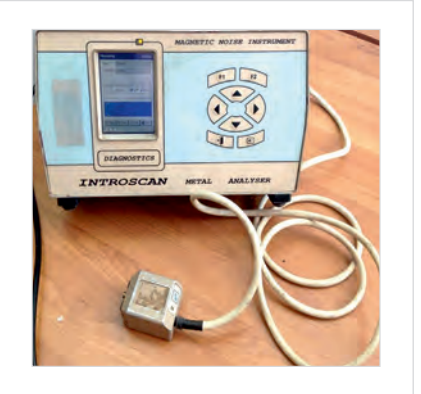


Рис. 4 — Сканер механических напряжений STRESSVISION EXPERT, основанный на методе магнитной анизотропии

Можно выделить еще третью группу методов — лучевые методы. Они основаны на измерении деформации кристаллической решетки, возникающей при наличии остаточных напряжений. Методы обладают достаточной достоверностью, но имеют несколько недостатков. Для рентгеновского метода — это малая глубина, на которой производят измерение напряженного состояния (до 20 мкм) и сложность в определении макронапряжений. Для метода нейтронной дифракции — невозможность выполнения работ в полевых условиях и длительность процедуры измерения.

Таким образом, на сегодняшний день не существует метода, который бы позволил достоверно измерить остаточные напряжения в сварной конструкции, не разрушая ее. Решение этой проблемы видится в разработке комплексной методики, включающей несколько методов. Такая методика должна основываться на преимуществах выбранных методов и максимально снизить влияние недостатков каждого из них.

Для получения достоверной информации об остаточных напряжениях в сварной конструкции, в том числе в области сварного шва, предлагается применить несколько методов, основанных на разных физических принципах. Каждый метод планируется к применению только для исследования напряженного состояния на определенной области изделия.

Область сварного шва, ЗТВ и прилегающую часть основного металла рекомендуется обследовать механическим методом лазерной интерферометрии с созданием зондирующих отверстий диаметром до 5 мм. А для основного металла рекомендуются неразрушающие физические методы. Среди физических методов рекомендуется обратить внимание на магнитные методы, например, на метод шумов Баркгаузена (прибор показан на рис. 3), магнитоанизотропный метод (прибор показан на рис. 4), позволяющие получать картограммы распределения поверхностных напряжений, коэффициента механических напряжений и разности главных механических напряжений.

Для указанных выше физических методов не требуется зачистка или специальная подготовка сканируемой поверхности. Видеть распределение напряжений на отсканированной площади металлической конструкции важно для понимания общего напряженного состояния конструкции. Особенно эффективно предварительное знание напряженного состояния, при проведении технологических работ по снижению уровня остаточных механических напряжений.

В предложенной комплексной методике для физических методов предусмотрена новая область их применения — поиск областей на шве и ЗТВ, где уровень напряжений максимальный. Наличие такой информации позволяет снизить объем повреждения поверхности при применении механического метода лазерной интерферометрии за счет уменьшения количества засверленных глухих зондирующих отверстий.

Комплексная методика предполагает следующую последовательность выполнения измерений плоского напряженного состояния:

1. Построение полей остаточных напряжений на основном металле неразрушающим физическим методом. С помощью соответствующих тарировочных кривых получаем информацию о полях напряжений в мегапаскалях, единицах измерения напряженного состояния.

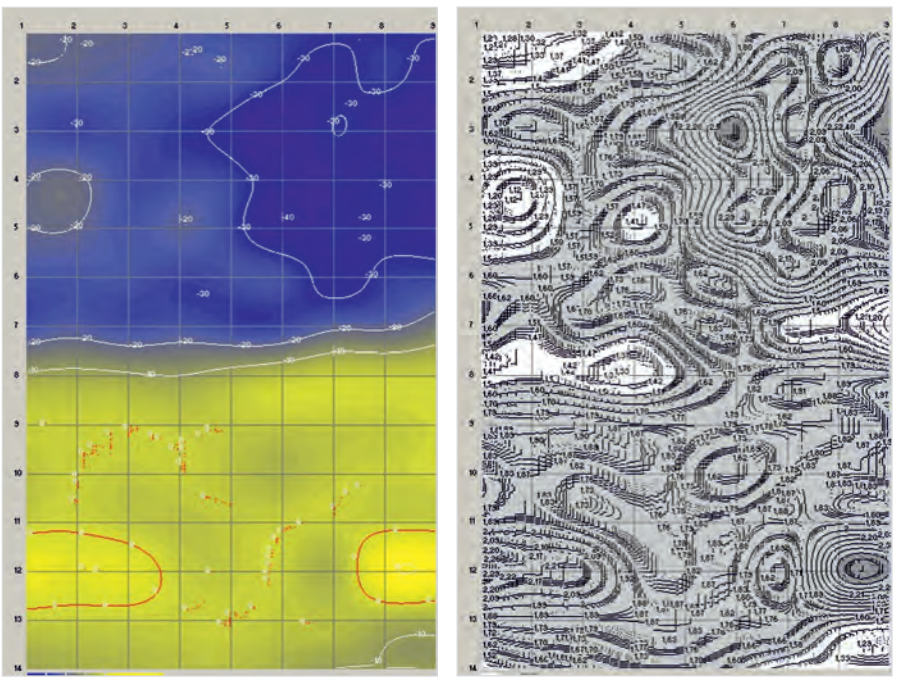
2. Физическим методом обнаруживаем зоны с высоким уровнем напряжений в шве и ЗТВ. Работы проводятся без тарировки. Полученная информация об областях с пиковым значением напряжений носит качественный характер.

3. Получение количественной информации о двухосном напряженном состоянии в шве и ЗТВ по результатам проведения работ механическим методом лазерной интерферометрии. Выбор точек на поверхности, где планируется выполнить зондирующие отверстия, определяется, в том числе, и результатами, полученным при выполнении п.2 данной методики.

4. Для некоторых выбранных точек при работе механическим методом определяем знак главных напряжений.

5. Механическим методом в нескольких точках поверхности на прилегающем к шву основном металле, где уже была получена информация в соответствии с п.1 инструкции, измеряем величину и знак двух компонент плоского напряженного состояния.

6. Совмещаем результаты, полученные в п.п. 1 и 6 и строим эпюры распределения двух компонент напряженного состояния в шве, ЗТВ и прилегающем основном металле.



А *Б*

Рис. 6 — Карты РГМН (а) и КМН (б), полученные после проведения УУО

Что касается новых методов снятия остаточных напряжений, это — ультразвуковая ударная обработка (далее — УУО) и низкочастотная виброобработка (НВО). Комплексная методика была испытана при проведении работ по оценке эффективности УУО [5]. Результаты измерений полей остаточных напряжений показали, что УУО в ряде случаев является приемлемой альтернативой высокому отпуску. Из результатов проведенной работы установлено, что УУО, создавая в поверхностном слое сжимающие напряжения производит перераспределение напряжений в зоне сварки, что является положительным фактором с позиции эксплуатационной надежности сварной конструкции. На картах концентраторов (рис. 6) видно, что УУО оказывает эффективное воздействие на перераспределение остаточных сварочных напряжений.

Также из результатов проведенных работ установлено, что УУО производит в зоне ремонтного участка благоприятное перераспределение напряжений. На участке после УУО напряжения наплавленного участка, околошовной зоны и основного металла трубы были получены идентичны, близкие к равномерному распределению по всей площади, тогда как на участке без УУО наблюдались высокие концентраторы с большим уровнем градиентов.

Снижение остаточных напряжений основано на методике виброобработки на резонансных частотах. Она заключается в следующем: на трубу устанавливается вибратор или труба на вибростенд, через пульт управления включается режим «прогон» с помощью которого определяются собственные (резонансные) частоты трубы, после выбора частоты производится вибрационная обработка в течении 15–20 мин. Процесс вибрационного воздействия на металлоконструкцию колебаниями на резонансных частотах приводит к перераспределению и снижению напряжений в металле.

Проведенный в рамках оценки эффективности комплексной методики оценки и снижения уровня остаточных напряжений эксперимент показал возможность достижения нулевого уровня остаточных напряжений (рис. 7) [6].

Результаты применения виброобработки на резонансных частотах приведены в таблице.

Таким образом показано, что в настоящее время имеется достаточно эффективная приборная база для определения уровня напряженного состояния трубы. Параллельное применение нескольких различных методов оценки напряженного состояния позволяет получать достоверную информацию. Также имеется оборудование, позволяющее эффективно снимать остаточные механические напряжения в металле труб, что позволяет повысить надежность и срок службы трубопроводов.

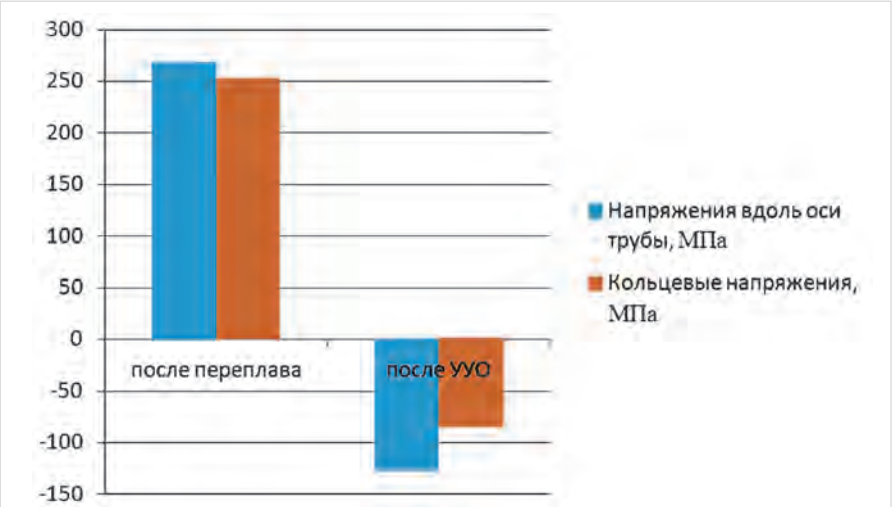


Рис. 7 — Результаты применения ультразвуковой ударной обработки для снижения уровня остаточных напряжений в ремонтной наплавке на поверхности трубы магистрального трубопровода

точка	Примечание	σпродольные, МПа	σкольцевые, МПа
14-1	До виброобработки	+30	+30
14-2	После виброобработки	0	0

Таблица. Снижение напряженного состояния в результате виброобработки на резонансных частотах

Список литературы:

1. Gary S. Schajer. Practical residual stress measurement methods. UK: John Wiley & Sons Ltd, 2013, pp. 29–64.
2. Макаров Г.И., Антонов А.А. Метод лазерной интерферометрии для оценки уровня остаточных сварочных напряжений в сварных магистральных трубопроводах // Сварочное производство. 2018. №1. С. 38–42.
3. ГОСТ Р 52891-2007 Контроль остаточных технологических напряжений методом лазерной интерферометрии. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2009. 12 с.
4. E837-13a Standard Test Method for Determining Residual Stresses by the Hole-Drilling Strain-Gage Method. American Society for Testing and Materials, 2013, 19 p.
5. Антонов А.А., Летуновский. А.П. Снижение остаточных сварочных напряжений методом ультразвуковой ударной обработки // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. №2. С. 21–26.
6. Летуновский А.П., Антонов А.А., Стеклов О.И. Снятие технологических остаточных напряжений в металлоконструкциях низкочастотной виброобработкой // Заготовительные производства в машиностроении. 2012. №8. С. 12–16.

620.193

Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

А.Ю. Корякин
генеральный директор
referent@gd-urengoy.gazprom.ru

Д.В. Дикамов
к.т.н., главный инженер — первый заместитель генерального директора
d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru

В.Ф. Кобычев
начальник технического отдела
v.f.kobychev@gd-urengoy.gazprom.ru

И.В. Колинченко
заместитель начальника Инженерно-технического центра по производству
i.v.kolinchenko@gd-urengoy.gazprom.ru

А.Д. Юсупов
ведущий инженер — руководитель группы защиты от коррозии и защитных покрытий Инженерно-технического центра
a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

С проблемой углекислотной коррозии сталкивается большое количество компаний, разрабатывающих новые газоконденсатные месторождения. Эта проблема была выявлена и на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Ввиду отсутствия проектных решений в части противокоррозионных мероприятий, специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана такая система, включающая несколько методов контроля коррозионных процессов. В статье представлена разработанная схема мониторинга объектов, подверженных влиянию углекислотной коррозии. Описаны все внедренные методы, приведены результаты контроля.

Материалы и методы
Гравиметрический метод измерения скорости коррозии, метод измерения скорости коррозии путем измерения электрического сопротивления

Ключевые слова
коррозионный мониторинг, система коррозионного мониторинга, углекислотная коррозия, узел контроля коррозии, ачимовские отложения

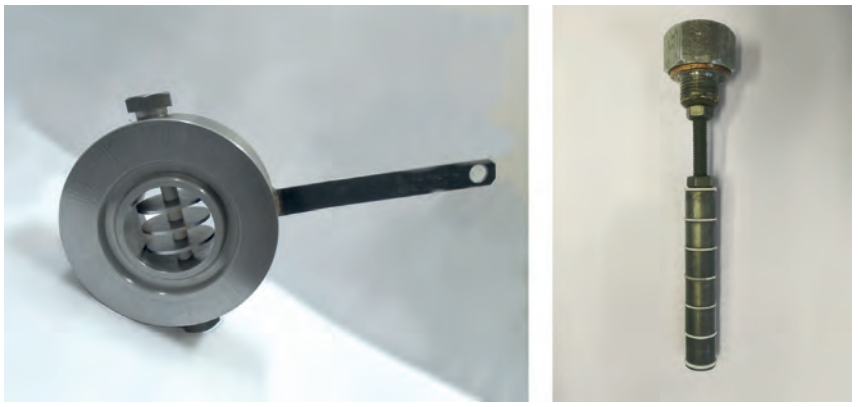
Проблема коррозии в нефтегазовом секторе является актуальной, и в настоящее время ей уделяется особое внимание. Это связано, в первую очередь, с разработкой новых месторождений, содержащих в составе добываемого продукта различные коррозионно-агрессивные компоненты. Помимо прочего, повсеместно в производство внедряется концепция бережливого производства, что подразумевает исключение всех видов потерь, в том числе и по причине коррозионных процессов.

В ООО «Газпром добыча Уренгой» в связи с началом разработки ачимовской нефтегазоконденсатной залежи, располагающейся на глубине 3550–4000 метров, были выявлены интенсивные коррозионные процессы внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, транспортирующих добываемый продукт (рис. 1). В составе флюида присутствует углекислый газ, который вкупе с водой интенсифицирует процессы коррозии. Высокая температура и давление дополнительно усиливают скорость протекания коррозии. Таким образом, создаются благоприятные условия для протекания углекислотной коррозии на объектах добычи газа ачимовских отложений [1, 2].

Так как в проекте разработки мероприятия по противокоррозионной защите не предусмотрены, необходимо было самостоятельно, в сжатые сроки, разработать систему коррозионного мониторинга применительно к объектам, подверженных воздействию углекислотной коррозии. Коррозионный мониторинг — это система наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о его возможных коррозионных отказах [3]. Система коррозионного мониторинга является эффективным способом оценки коррозионного состояния оборудования и трубопроводов и, как правило, состоит из нескольких методов контроля. Чаще всего используются следующие методы: визуальный осмотр, осмотр труднодоступных участков при помощи телеметрических систем, определение технологических свойств коррозионной

Рис. 1 — Характерные для углекислотной коррозии повреждения внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин (скв. 2А151)
Fig. 1 — Characteristics of carbon dioxide corrosion damage of pipeline inner surface of wells connections (well 2A151).

Рис. 2 — Концептуальная схема системы коррозионного мониторинга объектов ООО «Газпром добыча Уренгой», подверженных воздействию углекислотной коррозии
Fig. 2 - Conceptual diagram of the corrosion monitoring system of Gazprom dobycha Urengoy's facilities exposed to carbon dioxide corrosion.



а) б)

Рис. 3 — а) межфланцевый узел контроля скорости коррозии; б) гравиметрическая кассета
Fig. 3 — a) Interflanged corrosion-rate control unit; b) gravimetric cassette

среды (окислительно-восстановительного потенциала, наличия продуктов растворения элементов металлической конструкции, изменения концентрации коррозионно-активных агентов и др.), определение потенциала металла, определение скорости коррозии посредством установки образцов-свидетелей коррозии различного исполнения, различные виды дефектоскопии. В разработанную специалистами систему коррозионного мониторинга входят большинство из приведенных выше методов. На рис. 2 приведена концептуальная схема разработанной системы.

Гравиметрические измерения скорости коррозии

В первую очередь, при разработке системы коррозионного мониторинга был сделан упор на обоснованный подбор метода определения скоростей коррозии на различных участках систем сбора и подготовки газа. Рассматривались различные методы, такие как ER-метод (метод, работающий на принципе измерения электрического сопротивления), LPR-метод (метод, работающий на принципе измерения линейного поляризационного сопротивления), гравиметрический метод (метод, основанный на измерении потери массы образцов-свидетелей коррозии), прямые методы измерения потерь толщины стенки оборудования и трубопроводов и другие методы. Ввиду простоты методики, возможности изготовления оборудования собственными силами и достаточной достоверности в качестве первоочередного метода был выбран гравиметрический метод измерения скорости коррозии и сформулированы следующие требования к гравиметрическим устройствам:

— в одно устройство должно монтироваться не менее 3-х образцов в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007 [4];

— при монтаже устройств не должны проводиться сварочные работы и любые другие виды работ, влекущие за собой изменение конструкции трубопроводов и оборудования;

— для устройств должны быть проведены расчеты на прочность для рабочих давлений в трубопроводах, в которые планировалась установка устройств. Максимальное давление составляет 40 МПа;

— на устройства должны быть оформлены паспорта технических устройств;

— до монтажа устройств в трубопровод, должна предусматриваться возможность проведения их гидравлических испытаний.

Выпускаемые заводские гравиметрические устройства под вышеуказанные требования не подходили. Поэтому встала задача по разработке собственных узлов контроля скорости коррозии 2 типов, удовлетворяющих всем заявленным требованиям. Проведенные промысловые испытания устройств показали их эффективность, надежность и возможность использования в рамках системы коррозионного мониторинга. В первом варианте использовалось межфланцевое устройство с установленными 3-мя образцами-свидетелями коррозии, выполненными в форме дисков (рис. 3а). Во втором варианте была разработана гравиметрическая кассета с 6-ю образцами-свидетелями коррозии (рис. 3б). Данная кассета устанавливается в существующие резервные бобышки, предназначенные для термокарманов или манометров. Материальное исполнение образцов-свидетелей коррозии для всех устройств — сталь марки 09Г2С. На разработанные устройства получены патенты на изобретение и полезную модель [5, 6].

С помощью разработанных устройств проводилось измерение скорости коррозии трубопроводов обвязки ачимовских скважин, а также отслеживалась скорость коррозии в газосборных коллекторах и технологических трубопроводах УКПГ. На рис. 4 приведены результаты опытно-промышленных испытаний

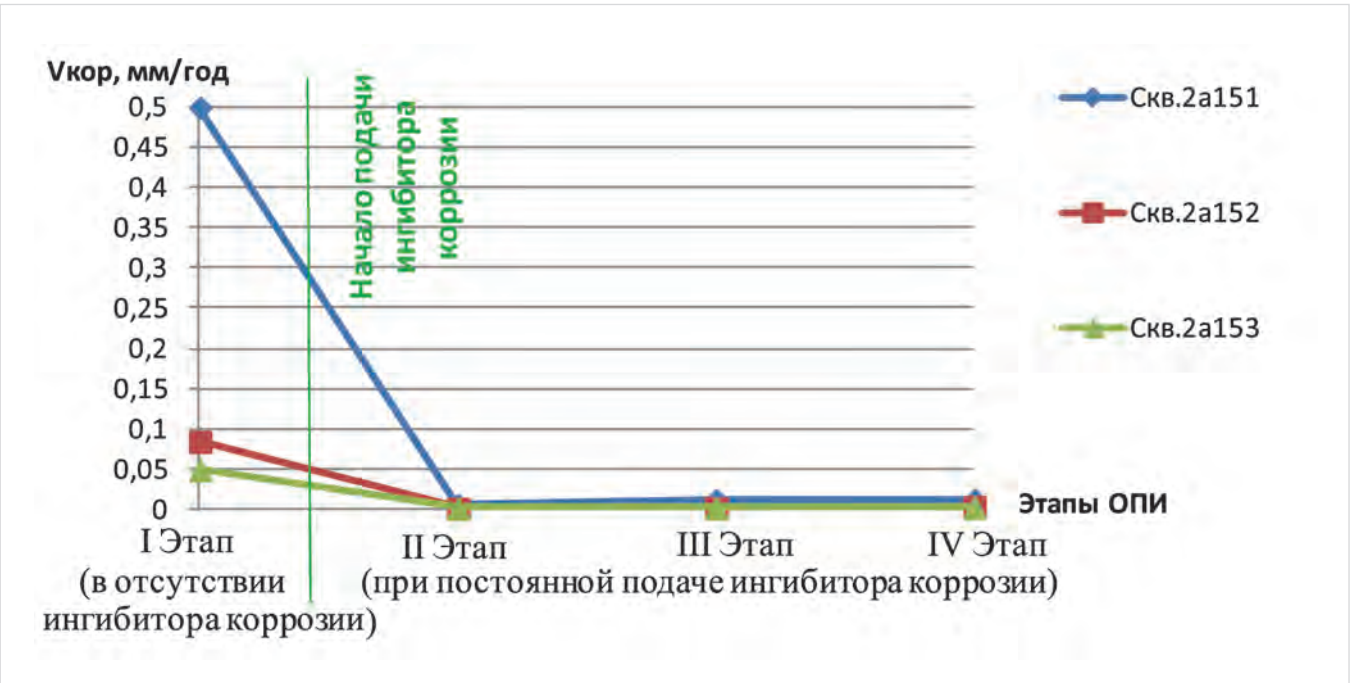


Рис. 4 — Полученные скорости коррозии с помощью разработанных устройств
Fig. 4 — The corrosion rates obtained with the help of the developed devices

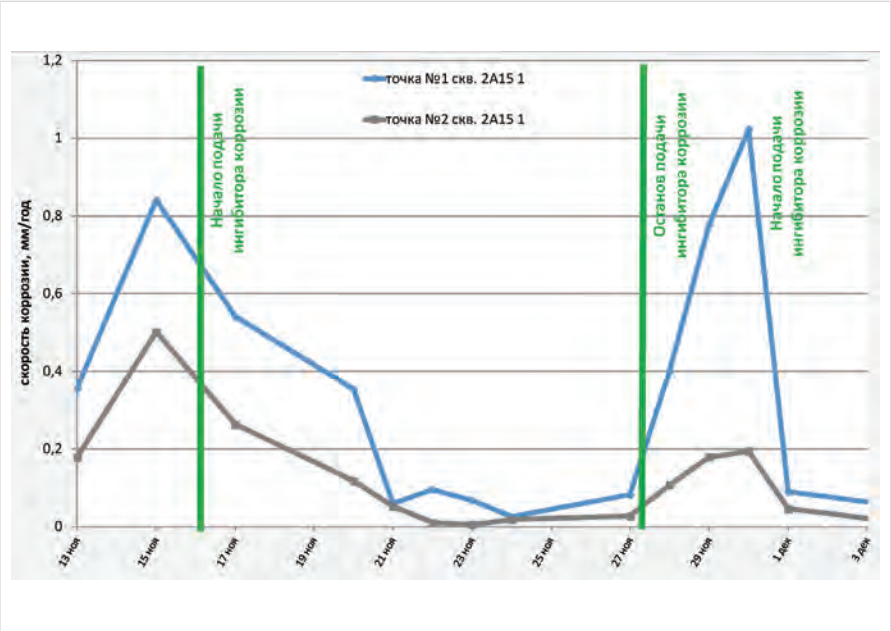


Рис. 5 — Полученные скорости коррозии с помощью ER-датчиков
Fig. 5 — The corrosion rates obtained using ER-sensors

ингибитора коррозии. Данный пример наглядно показывает эффективность гравиметрического метода измерения скорости коррозии, как одного из методов коррозионного мониторинга. Наблюдается значительное снижение скорости коррозии после начала подачи ингибитора коррозии.

Измерения скорости коррозии ER-методом

Метод измерения скорости коррозии посредством измерения электрического сопротивления контактного элемента, установленного в трубопровод (ER-метод) зарекомендовал себя с положительной стороны в нефтедобывающей сфере. Однако опыт использования данного метода в условиях углекислотной коррозии при добыче конденсатосодержащего газа отсутствует. Учитывая возможности данного метода, принято решение о его апробации и включении в систему коррозионного мониторинга.

В рамках данной работы было приобретено оборудование, состоящее из датчиков коррозии, монтируемых в трубопровод, и коррозиметра — устройства, преобразующего значения электрического сопротивления в значения глубины проникновения коррозии и скорость коррозии. На рис. 5 представлены полученные результаты по одной из скважин, на которой проводились исследования по определению защитного эффекта пленки ингибитора коррозии. На графике видно, что при начале подачи ингибитора коррозии, фиксируемая скорость коррозии резко уменьшается. Обратный эффект наблюдается при прекращении подачи ингибитора коррозии и удалении защитной пленки — скорость коррозии возрастает.

Таким образом, можно утверждать, что в условиях неравномерного, локального характера протекания углекислотной коррозии, данный метод позволяет оперативно отслеживать изменение коррозионной агрессивности среды исключительно в качестве относительного показателя [7]. В качестве абсолютного показателя скорости углекислотной коррозии предпочтительно использовать гравиметрический метод. Также существенным недостатком данного ER оборудования является отсутствие системы удаленного получения данных. На текущий момент для получения оперативной информации необходимо непосредственное подключение к каждому датчику с максимально возможной периодичностью и последующей обработкой полученных значений, что, в конечном итоге, увеличивает время отклика данного метода на изменения коррозионной агрессивности в системе.

Контроль содержания коррозионно-активных компонентов и технологических параметров

В качестве одного из мероприятий коррозионного мониторинга проводится отбор проб флюида с каждой скважины в рамках газоконденсатных исследований с последующим определением содержания углекислого газа в составе добываемого продукта, содержания воды, химического состава воды. Любое изменение каждого из параметров может повлиять на фактическую скорость коррозии, как в положительную, так и в отрицательную сторону.

Также специалистами контролируются технологические параметры работы скважин, а именно рабочее давление, температура и дебит. В ходе мониторинга была получена прямая зависимость влияния температуры на скорость коррозии. На рис. 6 представлена диаграмма измерения скорости коррозии ER-датчиком с параллельным отслеживанием температуры на данном участке. Наблюдается рост скорости коррозии при повышении температуры, и наоборот, при уменьшении температуры возрастает скорость коррозии. Помимо температуры на скорость коррозии влияет парциальное давление CO_2, зависящее от рабочего давления и содержания CO_2 в газе. Однако ввиду узкого диапазона возможных парциальных давлений, вклад данного параметра в скорость коррозии для условий ачимовских отложений меньше, чем вклад температуры.

Таким образом, имея массив данных по каждой скважине и получая новые данные по отдельной скважине, делаются выводы о снижении, либо увеличении коррозионной агрессивности среды. После чего разрабатываются точечные мероприятия по противокоррозионной защите для каждой скважины.

Физико-химический контроль при ингибиторной защите

В рамках коррозионного мониторинга регулярно отбираются пробы воды с сепарационного и разделительного оборудования каждой технологической нитки УКПГ для отслеживания изменения остаточного содержания ингибитора коррозии в конце защищаемого участка и количества ионов железа, растворенного в воде. Остаточное содержание ингибитора коррозии указывает на достаточность ингибиторной защиты и позволяет выявлять факты скрытой остановки подачи ингибитора коррозии. Количество ионов железа, растворенного в воде, является косвенным показателем, характеризующим интенсивность протекания процесса коррозии. Имея низкое количество растворенного железа в воде, нельзя с высокой степенью уверенности говорить о том, что процессы коррозии протекают медленно, так как большая часть ионов железа может выпадать в осадок в виде соединений. Но, с другой стороны, резкое увеличение количества растворенного железа в воде говорит об однозначном увеличении скорости коррозии. Соответственно, два данных метода дополняют друг друга, позволяя в целом отслеживать изменения коррозионной ситуации на объекте, защищаемом ингибитором коррозии.

Проведение внутритрубной диагностики

Для отслеживания коррозионной обстановки внутренней поверхности газосборных коллекторов проводится внутритрубная диагностика (далее — ВТД). Полученные результаты позволяют довольно точно определять места и глубину коррозионных поражений. Таким образом, используя данные по повреждениям, разнесенные по времени, можно выявить динамику развития коррозионных процессов за период между проведенными ВТД. На текущий момент получены данные по коррозионным повреждениям 3-х газосборных коллекторов. Подрядная организация, выполняющая ВТД, не обладает собственными техническими ресурсами для выполнения ВТД участков газопроводов с крутоизогнутыми отводами и сужениями до 80% от проходного сечения. Такие характерные участки имеются на оставшихся коллекторах. В ближайшее время, после определения подрядной организации, имеющей оборудование для проведения ВТД на данных коллекторах, будут проведены их первичные обследования. После проведения повторных ВТД, будет осуществлено сравнение дефектов, определена динамика их развития, вычислены скорости коррозии, оценена эффективность ингибиторной защиты.

Проведение комплекса неразрушающего контроля в коррозионно-опасных местах

Также в качестве мероприятия по коррозионному мониторингу предусмотрено периодическое проведение ультразвуковой толщинометрии (далее — УЗТ) стенок трубопроводов. В местах возможного развития коррозионных процессов отмечены участки для проведения УЗТ и с периодичностью

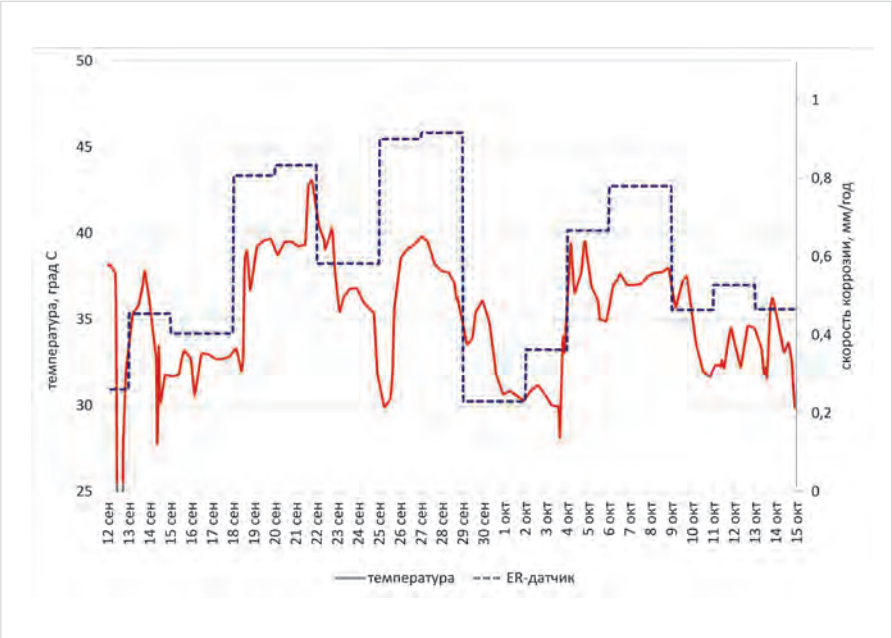


Рис. 6 — Зависимость скорости коррозии от температуры на скважине 2А151
Fig. 6 – Relationship between corrosion rate and well temperature 2A151

один раз в месяц проводится измерение толщины стенки, после чего показания сравниваются с предыдущими замерами и анализируется динамика изменения толщины стенки для последующего принятия решения по противокоррозионным мероприятиям.

Недостатком УЗТ при коррозионном мониторинге оборудования, подверженного углекислотной коррозии, является отслеживание коррозионной картины локально — лишь в области одной точки. Учитывая локальный характер проявления углекислотной коррозии нельзя исключать вероятности, что рядом с местом проведения УЗТ не окажется критического точечного участка коррозии, который при проведении УЗТ не будет идентифицирован. Для исключения такого варианта развития ситуации, для коррозионно-опасных мест трубопроводов, имеющих максимальную скорость коррозии, проводится следующий комплекс мероприятий. В первую очередь, проводится рентгеновский контроль, который, используя ионизирующее излучение, проходящее через исследуемый участок трубопровода, показывает дефекты и примерные места их расположения на пленке. При наличии локальных повреждений, отображенных на пленке в виде темных пятен, проводится УЗТ в обозначенных местах. По результатам УЗТ принимается решение о замене участка трубопровода, либо дальнейшей эксплуатации с увеличенной частотой проведения диагностического контроля.

В качестве альтернативы рентгеновскому контролю на линейных участках трубопровода используется ультразвуковая система комплексной диагностики трубопроводов. Данная система скрининговогo сканирования труб позволяет выполнять комплексную инспекцию участков трубопроводов при помощи одного кольца с преобразователями, в обе стороны от которого распространяются направленные ультразвуковые волны, позволяющие с помощью эхо-сигнала получить наглядную информацию о коррозионных дефектах.

Проведение ревизий трубопроводов и оборудования, подверженного воздействию углекислотной коррозии

Одним из основных мероприятий коррозионного мониторинга, применяемых на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой», является визуальный осмотр внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, который проводится в рамках запланированных ревизий. При планировании ревизии учитывается ранжирование участков по интенсивности протекания коррозии с учетом скоростей коррозии, получаемых посредством образцов-свидетелей коррозии. Визуальный осмотр позволяет наглядно определить характер протекания процесса коррозии, выявить характерные места, подвергающиеся максимальной коррозии, своевременно определить критические места воздействия коррозии.

Итоги

Каждый из приведенных методов измерения и контроля различных показателей коррозионного мониторинга не является самодостаточным и универсальным для контроля углекислотной коррозии. Принцип суперпозиции позволяет расширить границы каждого из методов коррозионного мониторинга. Совокупность всех применяемых методов позволяет обеспечивать безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов, подверженных воздействию углекислотной коррозии. Разработанная и внедренная в производство система коррозионного мониторинга показала свою эффективность за три года постоянной эксплуатации и модернизации. Постоянное совершенствование методов, включенных в систему коррозионного мониторинга, позволяет непрерывно снижать возможный уровень риска возникновения аварийных ситуаций по причине коррозионных разрушений.

Выводы

В ходе разработки и внедрения системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений УНГКМ были реализованы следующие мероприятия:

1. Разработаны новые гравиметрические устройства и подобраны специальные места для их монтажа применительно к объектам инфраструктуры газоконденсатного промысла, разрабатывающего ачимовские отложения.
2. Впервые проведены испытания системы измерения скорости углекислотной коррозии в газоконденсатной среде посредством измерения электрического сопротивления контактного элемента, установленного в трубопровод (ER-метод).
3. Организован комплексный мониторинг параметров, влияющих на интенсивность углекислотной коррозии: содержание CO_2, химический состав воды, остаточное содержание ингибитора коррозии, содержание железа в воде и т.д.
4. Выявлены основные факторы, влияющие на скорость углекислотной коррозии в промысловых условиях при разработке ачимовских отложений.
5. Для коррозионно-опасных участков, подверженных максимальной коррозии, была разработана технология, использующая комплекс методов неразрушающего контроля.
6. Пересмотрена концепция проведения ревизии трубопроводов и оборудования. При планировании стала учитываться интенсивность протекания коррозии с учетом скоростей коррозии, получаемых посредством гравиметрических исследований.

Литература

1. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В., Юсупов А.Д. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. 2017. №12. С. 84–89.
2. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Шустов И.Н., Дикамов Д.В., Шишков Э.О., Юсупов А.Д. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. №2. С. 74–78.
3. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М.: Физматлит, 2006. 376 с.
4. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.
5. Патент № 167617. Межфланцевый узел контроля коррозии, приоритет от 15.12.2015, кл. F17D 5/00 (2006.01).
6. Патент № 2017129180. Способ установки образцов-свидетелей коррозии в трубопровод, приоритет от 15.08.2017, кл. F17D 5/00 (2006.01).
7. Блохин В.А., Манжосов А.К., Маркин А.Н. Особенности измерения параметров углекислотной коррозии в газовых средах // Коррозия территории нефтегаз. 2018. №1. С. 54–62.

620.193

Development of a corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field

Aleksandr Y. Koryakin — general director; referent@gd-urengoy.gazprom.ru
Dmitriy V. Dikamov — Ph.D., chief engineer — first deputy director general; d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru
Vladimir F. Kobychev — deputy director general for production and treatment of gas condensate and oil; v.f.kobychev@gd-urengoy.gazprom.ru
Igor V. Kolinchenko — deputy production manager of engineering and technical center; i.v.kolinchenko@gd-urengoy.gazprom.ru
Aleksandr D. Yusupov — senior engineer — head of the group of corrosion protection and protective coatings of the engineering and technical center; a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract

A large number of companies developing new gas condensate fields have faced the problem of carbon dioxide corrosion. The same occurs at the facilities of the second area of the Achimov deposits of Urengoy oil, gas and condensate field. Because of the lack of design solutions in terms of anticorrosive measures, specialists of Gazprom dobycha Urengoy LLC developed a system that includes several methods of corrosion monitoring. The article presents a scheme of monitoring of facilities exposed to carbon dioxide corrosion. All the implemented methods are described, and the results of the control are given.

Materials and methods

Gravimetric method of corrosion rate measurement, a method of corrosion rate measurement by measuring electrical resistance

Results

Each of the corrosion monitoring methods presented in this article separately does not cover all the relevant factors. The principle of superposition allows us to expand the boundaries of each corrosion monitoring method. The set of all applied methods allows safety operation of hazardous production facilities exposed to carbon dioxide corrosion. The corrosion monitoring system developed and introduced into production has shown its effectiveness for three years of constant operation and modernization. Continuous improvement of the methods included in the corrosion monitoring system allows continuous reducing of possible risk level of emergencies caused by a corrosive damage.

Conclusions

During the development and implementation of the corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field, the following activities were implemented:

1. New gravimetric devices were developed and special locations for their installation were selected for infrastructure facilities of the gas condensate treatment plant developing Achimov deposits.
2. For the first time a measurement system of carbon dioxide corrosion rate in a gas-condensate medium by measuring the electrical resistance of the contact element installed in the pipeline (ER method).was tested at facilities of Gazprom dobycha Urengoy LLC.
3. The complex monitoring of parameters influencing the intensity of carbon dioxide corrosion is organized: CO_2 content, chemical composition of water, residual content of corrosion inhibitor, iron content in water, etc.
4. The main factors influencing the rate of carbon dioxide corrosion under field conditions during the development of Achimov deposits were revealed.
5. A technology using a set of nondestructive methods of testing was developed for corrosion-prone areas subjected to maximum corrosion.
6. The concept of conducting an inspection of pipelines and equipment was revised. When planning, the intensity of corrosion was taken into account with allowance for the rates of corrosion obtained by gravimetric studies.

Keywords

corrosion monitoring, corrosion monitoring system, carbon dioxide corrosion, corrosion control unit, Achimov deposits

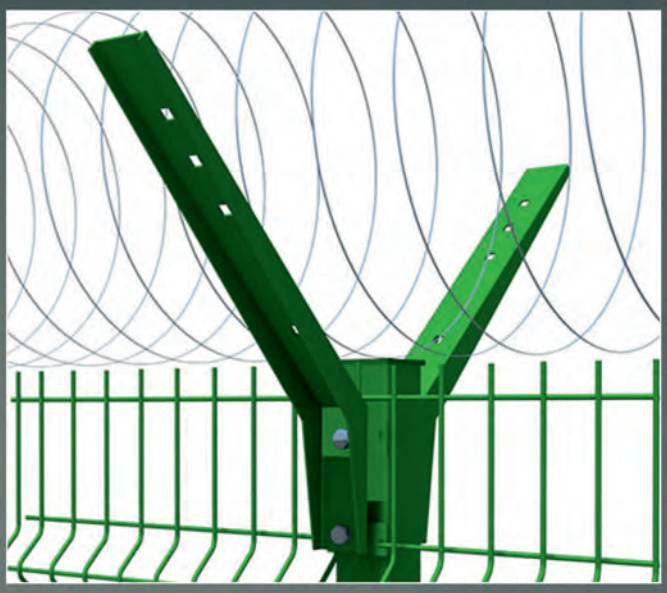
References

1. Koryakin A.Yu., Kobychev V.F., Kolinchenko I.V., Yusupov A.D. Usloviya protekaniya uglekislotnoy korrozii na ob'ektakh dobychi achimovskikh otlozheniy, metody kontrolya i prognozirovaniya [The conditions of carbon dioxide corrosion at the extraction facilities of Achimov deposits, methods of control and forecasting]. Gas industry, 2017, issue 12, pp. 84–89.
2. Artemenkov V.Yu., Koryakin A.Yu., Shustov I.N., Dikamov D.V., Shishkov E.O., Yusupov A.D. Organizatsiya korrozionnogo monitoringa na ob’ektakh vtorogo uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Organization of corrosion monitoring at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field]. Gas industry, 2017. Special issue 2, pp. 74–78.
3. Semenova I.V., Florianovich G.M., Khoroshilov A.V. Korroziya i zashchita ot korrozii [Corrosion and corrosion protection]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2006, 376 p.
4. GOST P 9.905-2007. Edinaya sistema zashchity ot korrozii i stareniya. Metody korrozionnykh ispytaniy. Obshchie trebovaniya [State Standard R 9.905-2007 Unified system of protection against corrosion and aging. Methods of corrosion testing. General requirements].
5. Mezhflantsevyy uzel kontrolya korrozii [Interflanged corrosion control unit]. Patent RF, no. 167617, priority date 15.12.2015, cl. F17D 5/00 (2006.01).
6. Sposob ustanovki obraztsov-svideteley korrozii v truboprovod [The way of installation of corrosion witness samples into the pipeline]. Patent RF, no. 2017129180, priority date 15.08.2017, cl. F17D 5/00 (2006.01).
7. Blokhin V.A., Manzhosov A.K., Markin A.N. Osobennosti izmereniya parametrov uglekislotnoy korrozii v gazovykh sredakh [Measurement features of parameters of carbon dioxide corrosion in gaseous media]. Korroziya territorii neftegaz, 2018, issue 1, pp. 54–62.

Новое конструктивное решение монтажа инженерно-технических средств защиты Fensys для ПАО «АК «Транснефть»

Компания Fensys занимается проектированием и производством инженерно-технических средств защиты (ИТСЗ), которые представляют собой инновационные системы ограждений из горячеоцинкованной стали с полимерным покрытием высочайшего качества. Благодаря собственному производству специалисты отслеживают качество на каждом этапе и гарантируют полное соответствие всем требованиям ГОСТ и ТУ. Конструкция ограждений учитывает требования, предъявляемые нормативными документами по антитеррористической защищенности объектов ТЭК, отраслевыми и корпоративными нормами.

Инженерами Fensys на практике было реализовано новое конструктивное решение, позволяющее производить монтаж ограждения периметра на круглой трубе. Для предотвращения прогиба панелей для несанкционированного проникновения, были применены упоры снизу. Разработка внедрена на объектах ПАО «АК «Транснефть».



С 2011 года Fensys состоит в Реестре ОВП как поставщик периметрального ограждения на объекты корпорации «АК «Транснефть».

Для повышения защитных свойств ограждения FENSYS применено V-образное верхнее дополнительное ограждение.

Данное ограждение является дополнительным препятствием по верху различных сооружений: систем ограждений FENSYS, других заборов и заграждений, ворот, крыш и стен зданий.

FENSYS®

Адрес: 129344, Москва, ул.Искры, д.17 А, стр.3, бизнес центр "ЛИНИЯ"
Телефон: +7 (495) 926-28-59, +7 (495) 926-28-69
info@fensys.ru, www.fensys.ru

УДК 665.62

Особенности коксообразования на органически модифицированных цеолитных катализаторах нефтепереработки

Е.А. Зеленская
начальник расчетного отдела[1]
veterok111555@gmail.com

Т.В. Зеленская
к.т.н., доцент[2]
veter11155@mail.ru

А.А. Ладенко
к.т.н., доцент[2]
saha-ladenko@yandex.ru

[1]ЗАО «НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия
[2]Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

В настоящей статье предлагается один из способов увеличения октанового числа автобензинов при использовании органически модифицированных катализаторов в качестве контактов процесса облагораживания.

Материалы и методы
Образец FeЦВК (силикатный модуль 35, Fe^{3}+ 0,2%; образец FeMnЦВК (силикатный модуль 35, по 0,2% Fe^{3}+ и Mn^{2}+)

Ключевые слова
облагораживание, октановое число, катализатор, алкилирование, изомеризация

Облагораживание, или улучшение качественного состава бензиновых фракций за счет превращения на катализаторах низкооктановых компонентов в высокооктановые, при преимущественном протекании реакций изомеризации и алкилирования, в настоящее время активно используется в нефтеперерабатывающей промышленности. В результате получается базовый компонент автобензина, в который, при необходимости, вводят небольшое количество высокооктановых добавок. Включение в схему переработки нефти установок облагораживания и изомеризации является актуальным методом, так как это позволяет существенно снизить долю ароматических углеводородов в составе товарных марок автомобильных бензинов и улучшить их экологические характеристики.

На сегодняшний день при процессах глубокой переработки нефти существует проблема придания стабильности катализаторам, что позволит увеличить сроки их межрегенерационного пробега, уменьшив, таким образом, капитальные затраты на производство нефтепродуктов. Для этого используются различные методы предварительной обработки катализаторов, их модификация различными элементами, варьирование условий регенерации. Как известно, большое значение на длительность эксплуатации катализаторов после первого и последующих циклов их работы оказывает именно грамотный подбор технологических режимов регенерации. В свою очередь, параметры регенерации выбираются в зависимости от количества и свойств коксовых отложений.

В предыдущих статьях [1–7] авторами приводились результаты комплекса работ по облагораживанию низкооктановых углеводородных фракций на органически модифицированных цеолитных катализаторах. Быстрая коксуемость, как известно, является одной из основных проблем процесса облагораживания прямогонных бензинов. Настоящее исследование посвящено выявлению закономерностей коксообразования на цеолитсодержащих катализаторах облагораживания низкооктановых углеводородных фракций в зависимости от природы модифицирующего агента и силикатного модуля активного компонента — цеолита.

Как известно, в каталитических процессах, используемых в нефтеперерабатывающей промышленности, для восстановления свойств катализаторов чаще всего используют окислительную регенерацию, где окислителями обычно служат кислород воздуха, либо смесь азота и кислорода [8–9]. В своем эксперименте мы использовали последний тип окислителя.

В качестве катализаторов использованы органически модифицированные цеолитсодержащие контакты семейства пентасилов, выпущенные ЗАО «Нижегородские сорбенты», с различными силикатными модулями, предварительно закоксованные в условиях облагораживания прямогонных бензиновых фракций. Характеристика используемых цеолитов представлена в таб. 1

Объемное соотношение кислорода на стадии окислительной регенерации составляло 5 об.%, скорость подачи окислительной смеси — 200 $ч^{-1}$, температура — 500°С. На первой стадии проводилась предварительная продувка образцов азотом при температуре 150°С для удаления адсорбированных в порах катализатора влаги и кислорода. Исследования проводились в лабораторных условиях при атмосферном давлении.

Контроль за ходом процесса регенерации вели хроматографическим методом. Регенерация прекращалась при достижении равной концентрации кислорода на входе и выходе из регенератора. Анализ коксовых отложений проводился методом дериватографического анализа, а их локализация в объеме гранул катализаторов определялась методом электронной микроскопии. Микроструктурное исследование проводилось на поперечном сколе гранулы катализатора без дополнительного напыления токопроводящего слоя металла.

Скорость образования коксовых отложений (определяемая как отношение

Наименование показателя	Значение показателя
Внешний вид	Черенки диаметром 2 мм
Силикатный модуль	35
Насыпная плотность, г/см^3	0,76
Механическая прочность, кг/мм^2	1,5
Статическая емкость по парам воды, см^3/г	0,07
Статическая емкость по парам гептана, см^3/г	0,18
Рентгенофазный анализ	ЦВК (аналог ZSM-5)

Таб. 1 — Характеристика применяемых цеолитов

Рис. 1 — Скорость образования кокса на органически модифицированных цеолитсодержащих катализаторах облагораживания бензиновых фракций

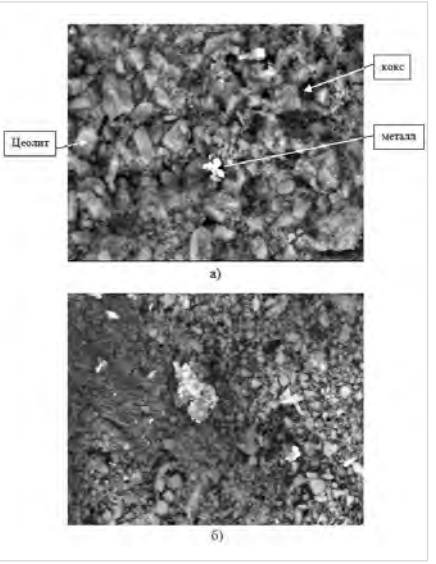


Рис. 2 — Электронные микрофотографии закоксованных катализаторов при 5000-кратном увеличении: а) образец FeЦВК (силикатный модуль 35, Fe^{3+}0,2%); б) образец FeMnЦВК (силикатный модуль 35, по 0,2% Fe^{3+} и Mn^{2+})

количества кокса, в процентах от массы образца катализатора, ко времени его эксплуатации) на различных образцах исследуемых катализаторов показана на рис. 1.

Как видно из рис. 1, скорость коксообразования максимальна на исходном образце органически модифицированного катализатора, не содержащем в своем составе ионов металлов. Данный образец катализатора позволял получать высокооктановый компонент автобензина, осуществляя прирост октанового числа на 20–25 пунктов, однако в течение непродолжительного периода эксплуатации быстро снижал свою активность [3].

Модифицирование исследуемых катализаторов ионами марганца и железа проводилось с целью придания им селективности по отношению к реакциям изомеризации и алкилирования углеводородов сырья, для получения высокооктановых соединений изомерного строения. С данной функцией исследуемые металлы справились, как и показывает хроматографический анализ продуктов облагораживания, приведенный в [5–6]. На данном этапе определялось влияние исследуемых модификаторов на ход процесса регенерации катализаторов.

Приведенная скорость коксообразования характеризует скорость накопления коксовых отложений на катализаторе в процессе его эксплуатации. Так, из рис. 1 видно, что варьирование количества модифицирующей добавки (в частности, концентрации ионов Fe^{3+}), свидетельствует о нецелесообразности превышения его количества в 0,2% масс., так как при большем содержании ионов железа активизируются процессы ароматизации, приводящие к ускоренной дезактивации и коксованию катализатора. Однако на скорость регенерации испытуемых контактов существенного влияния данный аспект не оказывает.

Катализатор, содержащий железо, проявляет большую устойчивость к накоплению коксагенов, по сравнению с его аналогами, модифицированными марганцем. Использование цеолитов с более высоким силикатным модулем ведет к значительному ускорению коксообразования на катализаторе по сравнению с увеличением содержания ионов железа на цеолитных катализаторах, силикатные модули которых идентичны. Введение марганца, даже в образцы, ранее модифицированные железом (FeMnЦВК), значительно (в данном случае в три раза) увеличивает скорость накопления кокса на катализаторе. Хотя даже в этом случае скорость образования кокса оказывается заметно ниже, чем на исходном органически модифицированном катализаторе в Н-форме.

Модифицирование катализаторов может приводить к изменению механизма коксообразования. Так, в работе [10] показано, как нанесение на цеолитсодержащий катализатор семейства пентасилов модификаторов — ионов ванадия и никеля — способствует росту коксовых агломератов на поверхности металлов-модификаторов. На рис. 2 приведены электронные микрофотографии исследуемых образцов катализаторов. В их структуре выделяют более крупные правильной формы кристаллы цеолита, аморфную глинистую матрицу, выполняющую роль связующего, коксовые отложения и частицы металлов-модификаторов.

Анализ электронных микрофотографий закоксованных катализаторов (рис. 2) показал, что образец FeЦВК при эксплуатации накапливает коксовые отложения в объеме гранулы катализатора. При этом частицы железа (ввиду их большей молекулярной массы на микроснимках они выглядят как светлые пятна) оказываются не затронутыми коксовыми структурами. Это свидетельствует о том, что железо не инициирует на своей поверхности рост коксовых агломератов. Между тем, наличие в структуре катализатора марганца (рис. 2б) инициирует на своей поверхности рост коксовых структур, хотя и относительно небольшой молекулярной массы. На снимке видно, что в данном случае более светлые частицы металла окружены коксовыми отложениями, имеющими более темную окраску.

В целом же из микрофотографий, приведенных на рис. 2 видно, что коксовые отложения преимущественно имеют аморфную высокодисперсную структуру, отчасти объясняющуюся тем, что облагораживается легкое углеводородное сырье — прямогонные бензиновые фракции. Коксогены рассредоточены в объеме гранулы катализатора и не имеют преимущественной локализации, за исключением частиц марганца, где их концентрация более высока. Это объясняется различной селективностью марганца и железа. Марганец в большей степени инициирует процессы ароматизации, что, как следствие, ведет к росту на его поверхности конденсированных ароматических псевдококсовых образований. Железо же в небольшой концентрации (как в данном случае — 0,2% масс.) способствует преимущественно получению изомерных углеводородов, и коксовые отложения на нем практически не образуются.

Итоги

В ходе исследований установлено, что дополнительное модифицирование исходных образцов органически модифицированных цеолитсодержащих катализаторов железом и марганцем снижает скорость образования кокса в процессе облагораживания прямогонных бензиновых фракций.

Выводы

Скорость коксообразования растет с увеличением силикатного модуля цеолита. Железо, нанесенное на катализатор в небольшом количестве, способствует подавлению реакций уплотнения и коксообразования, продлевая эффективный срок эксплуатации органически модифицированного цеолитного катализатора.

Литература

1. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Экспериментальное исследование

органически модифицированных катализаторов в процессе облагораживания бензиновой фракции // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №1. С. 15–16.
2. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Новое направление процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций // Бурение и нефть. 2013. №5. С. 27–29.
3. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Управление процессом каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции посредствам изменения температурных параметров реакции // Бурение и нефть. 2013. №6. С. 11–12.
4. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Облагораживание низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах — шаг на пути к снижению энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья // Бурение и нефть. 2013. №9. С. 37–38.
5. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Особенности облагораживания прямогонного бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №2. С. 92–94.
6. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Применение органически модифицированных цеолитных катализаторов в качестве контактов процессов облагораживания низкооктанового бензина — ключ к улучшению качества моторных топлив // Бурение и нефть. 2013. №10. С. 23–24.
7. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Оценка влияния цеолитсодержащих катализаторов на состав продуктов облагораживания нефтяных фракций // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №2. С. 40–42.
8. Воробьев Б.Л., Моисеева В.Н. Дезактивация и регенерация катализаторов, содержащих высококремнистые цеолиты. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991. 48 с.
9. Масагутов Р.М., Морозов Б.Ф., Кутепов Б.И. Регенерация катализаторов в нефтепереработке и нефтехимии. М.: Химия, 1987. 144 с.
10. Козлов В.В. Дезактивация металлсодержащих пентасилов в процессе неокислительной конверсии метана. Томск: Институт химии нефти, 2008. 148 с.

ENGLISH **OIL REFINING**

УДК 665.62

Features of coke formation on organically modified zeolite catalysts of oil refining

Elena A. Zelenskaya — head of the settlement department[1]; veterok111555@gmail.com
Tatiana V. Zelenskaya — Sc.D., associate professor[2]; veter11155@mail.ru
Aleksandra A. Ladenko — Sc.D., associate professor[2]; saha-ladenko@yandex.ru

[1]ZAO "SRI" InjGeo", Krasnodar, Russian Federation
[2]Kuban State University of Technology, Krasnodar, Russian Federation

Abstract
In this paper, we propose one of the ways to increase the octane number of gasolines using organically modified catalysts as contacts of the upgrading process.

Materials and methods
The sample FeЦВК (silicate module 35, Fe^3+ 0.2%; sample FeMnЦВК (silicate module 35, 0.2% Fe^3+ and Mn^2+)

Results
In the course of the research it was found that additional modification of the initial samples of organically modified zeolite-containing catalysts with iron and manganese reduces the rate of coke formation during the refinement of straight-run gasoline fractions.

Conclusions
The rate of coke formation increases with the increase in the silicate module of the zeolite. Iron applied to the catalyst in a small amount helps suppress the compaction and coking reactions, prolonging the effective life of the organically modified zeolite catalyst.

Keywords
refinement, octane number, catalyst, alkylation, isomerization

References
1. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Eksperimental'noe issledovanie organicheski modifitsirovannykh katalizatorov v protsesse oblagorazhivaniya benzinovoy fraktsii* [Experimental study of organically modified catalysts in the process of refining the gasoline fraction]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 1, pp. 15–16.
2. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Novoe napravlenie protsessa oblagorazhivaniya nizkooktanovykh uglevodorodnykh fraktsiy* [New direction of the process of upgrading low-octane hydrocarbon fractions]. Drilling and oil, 2013, issue 5, pp. 27–29.
3. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Upravlenie protsessom kataliticheskogo oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii posredstvam izmeneniya temperaturnykh parametrov reaktsii* [Control of the process of catalytic refining of the straight-run gasoline fraction by means of changes in the reaction temperature parameters]. Drilling and oil, 2013, issue 6, pp. 11–12.
4. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Oblagorazhivanie nizkooktanovoy benzinovoy fraktsii na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh — shag na puti k snizheniyu energozatrat v protsesse vtorichnoy pererabotki neftyanogo syr'ya* [Refinement of the low-octane gasoline fraction on organically modified zeolite catalysts is a step towards reducing energy costs in the process of secondary processing of petroleum raw materials]. Drilling and oil, 2013, issue 9, pp. 27–29.
5. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Osobennosti oblagorazhivaniya pryamogonnogo benzina na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh* [Features of upgrading straight-run gasoline on organically modified zeolite catalysts]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 2, pp. 92–94.
6. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Primenenie organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorov v kachestve kontaktov protsessov oblagorazhivaniya nizkooktanovogo benzina — klyuch k uluchsheniyu kachestva motornykh topliv* [The use of organically modified zeolite catalysts as contacts for the upgrading of low-octane gasoline is the key to improving the quality of motor fuels]. Drilling and oil, 2013, issue 10, pp. 23–24.
7. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Otsenka vliyaniya tseolitsoderzhashchikh katalizatorov na sostav produktov oblagorazhivaniya neftyanykh fraktsiy* [Evaluation of the effect of zeolite-containing catalysts on the composition of refined oil products]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 2, pp. 40–42.
8. Vorob'ev B.L., Moiseeva V.N. *Dezaktivatsiya i regeneratsiya katalizatorov, soderzhashchikh vysokokremnistye tseolity* [Deactivation and regeneration of catalysts containing high-silica zeolites]. Moscow: TsNIITEneftekhim, 1991, 48 p.
9. Masagutov R.M., Morozov B.F., Kutepov B.I. *Regeneratsiya katalizatorov v neftepererabotke i neftekhimii* [Catalyst regeneration in oil refining and petrochemistry]. Moscow: Chemistry, 1987, 144 p.
10. Kozlov V.V. *Dezaktivatsiya metallsoderzhashchikh pentasilov v protsesse neokislitel'noy konversii metana* [Decontamination of metal-containing pentasils in the process of non-oxidative conversion of methane]. Tomsk: Institute of Petroleum Chemistry, 2008, 26 p.

ООО «КОМПРЕССОР ГАЗ».
194044 Санкт–Петербург, Б.Сампсониевский пр–т, 64
т.(812)643–41–44, ф.(812)295–10–02,
http://www.compressor–gaz.ru, e–mail: office@compressor–gaz.ru

ООО «Компрессор Газ» – высокотехнологичное предприятие, имеющее в своем составе проектное бюро, производственные цеха, испытательные стенды и склады. Сервисный центр оказывает весь спектр услуг по пуско–наладке, шеф–монтажу, сервисному и гарантийному обслуживанию.

Основанная в 2006 году фирма ориентирована на разработки и изготовление оборудование для нефтегазовой отрасли. За истекший период компания зарекомендовала себя на рынке, как надежный партнер, производитель качественного оборудования, включена в реестр поставщиков оборудования для ПАО «Газпром». В ООО «Компрессор Газ» внедрена система менеджмента качества, сертифицированная на соответствие СТО Газпром 9001–2012.

При создании новых образцов продукции предприятие сотрудничает с крупными проектными и производственными организациями, что позволяет создавать уникальные изделия для сложных наукоемких проектов нефтегазовой отрасли. Качество изготовленного оборудования подтверждено сертификатами соответствия международным стандартам, оборудование соответствует требованиям Технических регламентов и требованиям Таможенного союза.

На сегодняшний день ООО «Компрессор Газ» готово предложить азотные установки, дожимающие компрессорные установки для сжатия кислорода, природного и нефтяного газов, автомобильные газонаполнительные компрессорные станции, установки подготовки импульсного газа (УПИГ) для осушки и очистки природного газа, цеха подготовки газа (БПТГ) для подготовки пускового и топливного газов для газоперекачивающих агрегатов, Блок–контейнеры воздушных компрессорных станций типа БВКС, автоматизированные газораспределительные пункты (ГРП), компрессоры (винтовые, поршневые и мембранные) на давление до 42 МПа воздушные и газовые, водомаслоотделители и фильтры, баллонные станции, установки осушки и очистки воздуха (газов), приборы для определение содержания масла, влаги и другое оборудование. Подробная информация на нашем сайте www.compressor–gaz.ru

Тесное сотрудничество непосредственно с эксплуатирующими организациями, знание условий работы производимого оборудования, глубокие научные знания и опыт практического внедрения новых разработок, позволяют предлагать на рынок более совершенные аналоги существующего оборудования.

Как компания, ориентированная на выполнение пожеланий наших клиентов, мы предпринимаем активные шаги, чтобы расширить сферу предоставляемых услуг. Осуществляем шеф–монтаж и пусконаладку поставляемого оборудования, гарантийное и послегарантийное обслуживание, поставка расходных материалов и запасных частей. Выполняем работы «под ключ» от проекта до ввода в эксплуатацию.

Развитие технологий глубокой адсорбционной осушки природного газа в установках подготовки импульсного газа

Ю.Л. Кузнецов
А.В. Бураков
А.С. Перминов
С.Ю. Титова
С.Э. Шарифова

ООО «Компрессор Газ», Россия, Санкт-Петербург

В статье рассмотрены вопросы адсорбционной осушки природного газа, выявлены основные факторы, влияющие на глубину осушки и пропускную способность установок глубокой осушки природного газа, определены оптимальные рабочие параметры для эффективной осушки природного газа, произведено сравнение существующих методов регенерации адсорбента, определены эффективные способы регенерации для конкретных условий работы адсорбционных установок осушки природного газа.

Ключевые слова
осушка, природный газ, импульсный газ, УПИГ, адсорбер, регенерация, адсорбент

Специфика эксплуатации запорно-регулирующей арматуры на объектах газовой промышленности требует особенно тщательной очистки от влаги и механических частиц отбираемого из газопровода природного газа, который направляется в приводы с пневматической или пневмогидравлической системой управления запорно-регулирующих устройств.

Для подготовки импульсного газа на компрессорных станциях магистрального газопровода и других объектах газовой промышленности применяются установки подготовки импульсного газа (далее — УПИГ) производства ООО «Компрессор Газ», особенности конструкции и этапы развития которых описаны в [3–11].

Основными параметрами УПИГ являются: пропускная способность (или расходимпульсного природного газа), рабочее давление, степень осушки или влагосодержание осушенного газа, измеряемое температурой точки росы. УПИГ должна обеспечивать непрерывную осушку природного газа, работать в широком диапазоне давлений без потери производительности (пропускной способности) и качества осушки, но при этом необходимо, чтобы установка имела компактные габаритные размеры (прежде всего минимальную высоту) для обеспечения размещения и обслуживания установки в транспортабельном контейнере.

В соответствии с пунктом 6.3.3.2 [13] пропускная способность блока осушки составляет от 300 до 500 ст. м3/ч, при этом давление на входе в установку может изменяться и составлять от 11,8 МПа до 3,5 МПа, влагосодержание осушенного газа должно соответствовать температуре точки росы не выше 218 К (–55°С).

При работе установки осушки природного газа особое значение имеет рабочее давление, так как при его снижении увеличивается равновесное влагосодержание природного газа и увеличивается объемный расход природного газа, а значит и скорость прохождения газа через слой цеолитового адсорбента, что ухудшает условия работы и сокращает время насыщения адсорбента влагой.

В соответствии с графиком, приведенном на рис. 1.1 в [1] при давлении 9,8 МПа влагосодержание природного газа составляет 0,25 г/м^3, а при давлении 3,5 МПа влагосодержание природного газа составляет 0,6 г/м^3.

Для обеспечения производительности 500 ст. м^3/ч при давлении 9,8 МПа необходимо удалить из газа 125 г воды за час, а при давлении 3,5 МПа вследствие повышения влагосодержания необходимо удалить из газа 300 г воды за час, таким образом объем адсорбента и диаметр сечения должны рассчитываться, проверяться и иметь запас для обеспечения возможности работы на низком давлении.

В настоящее время основной задачей при проектировании УПИГ является повышение эффективности процесса осушки, которая характеризуется минимальным энергопотреблением и снижением потерь газа при технологических операциях разгрузки трубопроводов и продувках адсорбера в процессе регенерации.

Важным вопросом в организации процесса осушки также является эффективная регенерация адсорбента, при которой должна в полной мере происходить десорбция поглощенных адсорбентом воды и углеводородов.

В частности, проверено, что, в случае применения вакуума на цеолитовых адсорбентах, десорбция воды достигается при пороговой температуре регенерации 423 К (150°С) [2], что ниже температуры регенерации цеолитового адсорбента при атмосферном или избыточном давлении. Например, в установке для регенерации цеолита от паров

Рис. 1 — Реактор перед сборкой

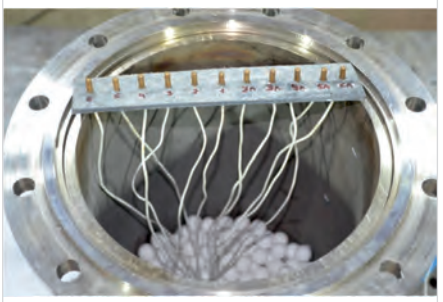


Рис. 2 — Блок термопар для замера поля температур

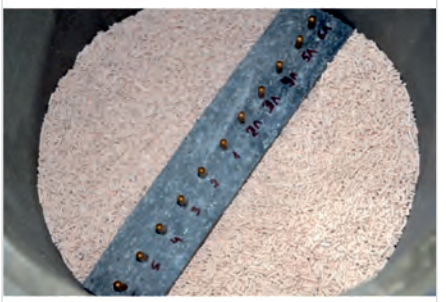


Рис. 3 — Монтаж блока термопар

Параметр, единица измерения	Значение
Пропускная способность, нм^3/ч	от 280 до 350
Расчетное / рабочее давление, МПа	11,8 / от 7,5 до 9,8
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм	1800x750x1930
Масса, не более, кг	800
Температура точки росы газа на выходе, не выше, °С	–60
Тип адсорбента	цеолит NaX
Тип регенерации адсорбента	вакуумная с электронагревом (термовакуумная)
Управление технологическим процессом	автоматизированное
Энергопотребление, не более, кВт: общее при регенерации	 4,0 3,0

Таблица — Основные технические характеристики УПИГ-00.000-30

воды использован нагрев адсорбера электрическим током до 633 К (до 360 °С) [2].

Для исследования процессов нагрева и регенерации различных адсорбентов специалистами разработан лабораторный реактор (рис. 1–3), оборудованный датчиками температуры, измеряющими температуру адсорбента в контрольных точках по сечению адсорбера. Датчики температуры измеряют температуру непосредственно адсорбента внутри адсорбера в процессе нагрева. Предусмотрено измерение, индикация и запись трендов в режиме реального времени.

Разработанный реактор позволил провести исследования поля температур при нагреве адсорбера при атмосферном и избыточном давлении, а также в условиях вакуума, благодаря которым получена возможность подтверждения расчетных данных по режимам работы установки и подбора наиболее эффективных режимов регенерации.

Исследования показали, что проведение регенерации в условиях вакуума технологически оправдано в виду возможности организации технологического процесса без сбросов газа в атмосферу, то есть появляется возможность свести к минимуму потери газа, что особенно важно при пропускной способности УПИГ до 1250 нм^3/ч.

В настоящее время спроектирована и изготовлена установка УПИГ-00.000-30 для «Иркутской нефтяной компании» для эксплуатации на УКПГ-2 Ярактинского НГКМ.

Внешний вид УПИГ-00.000-30 представлен на рис. 4 и 5.

Основные технические характеристики УПИГ-00.000-30 приведены в таблице.

Технологической особенностью

Рис. 4 — Установка подготовки импульсного газа УПИГ-00.000-30 (вид спереди)

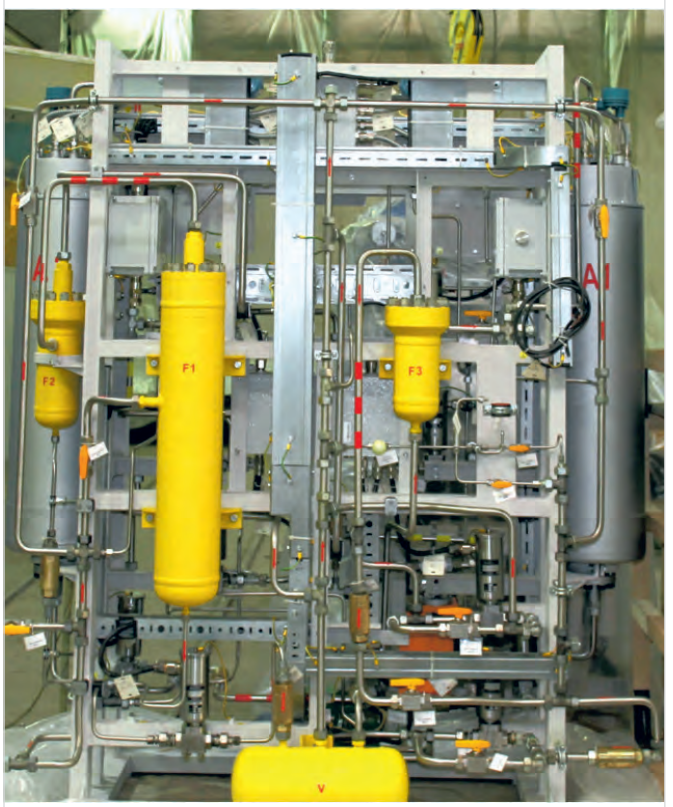


Рис. 5 — Установка подготовки импульсного газа УПИГ-00.000-30 (вид сзади)

УПИГ-00.000-30 является процесс термовакуумной регенерации адсорбента, при котором осуществляется нагрев адсорбента до температуры десорбции при создании вакуума в объеме адсорбера с одновременным удалением десорбированных компонентов.

УПИГ по [3–11] базируются на термической регенерации. Удаление десорбированных компонентов осуществляется продувкой регенерируемого адсорберанекоторымрасходом осушенного газа, отбираемым с выходного коллектора УПИГ, предварительно редуцированным до давления, близкого к атмосферному, и последующим сбросом газа, содержащего десорбат, в атмосферу.

Преимущества термовакуумной регенерации относительно термической заключаются в следующем:

1. Десорбция компонентов в условиях вакуума происходит при значительно более низких температурах, чем при избыточном или атмосферном давлении, что позволяет сократить время нагрева адсорбера, температуру процесса десорбции и, соответственно, потребляемую мощность УПИГ.
2. Удаление десорбированных компонентов производится за счет создания в адсорбере вакуума мембранным вакуумным насосом, при этом сброс продуктов десорбции осуществляется под атмосферным давлением в дренажную емкость. Такой способ удаления продуктов десорбции позволяет организовать процесс регенерации без расхода газа на продувку адсорберов. Таким образом, сброс газа в атмосферу производится только при разгрузке адсорбера, отработавшего цикл осушки, от рабочего давления перед началом цикла регенерации, что, соответственно, позволяет реализовать технологический процесс с минимальными потерями газа.
3. Испытания также показали, что охлаждение адсорбера при поддержании вакуума происходит быстрее, что позволяет сократить время на регенерацию адсорбента.

Таким образом основными факторами, определяющими эффективность процесса термовакуумной регенерации относительно термической являются:

- глубина (полнота) десорбции;
- сокращение времени на проведение регенерации;
- сокращение потерь природного газа;
- энергопотребление установки.

При термической регенерации энергопотребление установки определяется мощностью электронагревательных элементов (далее — ТЭН) и мощностью, потребляемой на открытие электроуправляемой арматуры, отвечающей за проведение процесса регенерации:

$$Nобщ^{TP}=Nнагр+Nэп \quad (1).$$

При термовакуумной регенерации потребляемую мощность составляет также мощность вакуумного насоса:

$$Nобщ^{TBP}=Nнагр+Nэп+Nнв \quad (2).$$

При дальнейшем сравнении $Nобщ^{TP}$ и $Nобщ^{TBP}$, мощностью на открытие электроуправляемой арматуры $Nэп$ можно пренебречь ввиду относительно небольших затрат на управление арматурой.

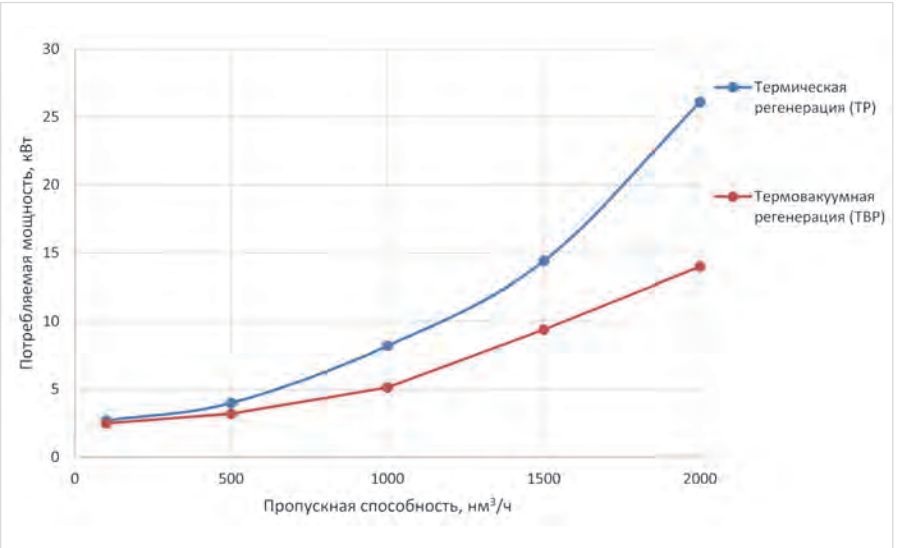


Рис. 6 — График зависимости потребляемой мощности от пропускной способности УПИГ при различных способах регенерации.

Определяющее значение в данном сравнении имеет мощность, затрачиваемая на нагрев адсорбента $Nнагр$ и зависящая от температуры, до которой осуществляется нагрев, и от времени нагрева, причем влияние времени нагрева значительно больше влияния разности температур. Очевидно, что время, затрачиваемое на равномерный прогрев слоя адсорбента по сечению адсорбера, также зависит от температуры нагрева. Таким образом, можно сделать вывод, что основным параметром, влияющим на параметр Nнагр является время работы электронагревательных элементов.

Соответственно, для УПИГ, пропускной способности до 350 нм³/ч, мощность, потребляемая за однократный цикл термической регенерации будет составлять $Nобщ^{TP}=16,7$ *кВт·ч*, при термовакуумной — $Nобщ^{TBP}=4,9$ *кВт·ч*. Таким образом, коэффициент эффективности процессов регенерации для УПИГ данной пропускной способности составляет 3,4. Полученные данные свидетельствуют о приоритете термовакуумной регенерации относительно термической для исполнения УПИГ-00.000-30.

Изменение входных параметров УПИГ влечет изменения в конструктиве установки. Как было указано ранее, в условиях сниженного давления и, соответственно, увеличения влагосодержания природного газа и пропускной способности, необходимо вносить изменения в конструкцию адсорберов, а именно увеличивать объем за счет увеличения диаметра вследствие необходимости увеличения площади полезного сечения адсорбента. Предпочтительная схема и конструкция приведена в [12].

Подобное изменение в конструкции адсорбера приводит к увеличению потребляемой мощности за счет увеличения мощности ТЭН и времени, затраченного на равномерный прогрев слоя адсорбента по сечению.

Для выбора оптимального способа регенерации адсорбента в конкретных условиях эксплуатации УПИГ были получены зависимости энергопотребления от пропускной способностиустановки при организации термовакуумной и термической регенерации (рис. 6).

Данные графические зависимости показывают, что энергопотребление УПИГ при организации термовакуумной регенерации меньше, чем при термической во всем диапазоне пропускных способностей. Причем с ростом расхода газа через УПИГ это снижение становится все более существенным, соответственно, при больших пропускных способностях более выгодным по затрачиваемой мощности является процесс термовакуумной регенерации.

Дальнейшее направление научных исследований для развития технологий глубокой осушки природного газа связано с синтезом новых адсорбентов с более высокой эффективностью, увеличенной динамической емкостью по парам воды и углеводородов, улучшенной временной стабильностью, стойкостью к загрязняющим факторам, увеличенным сроком службы. Также возможна комбинация применяемых методов осушки газов, например, адсорбционного, мембранного и рефрижераторного.

Список литературы

1. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов, М: Химия, 1984.
2. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники, М: Химия, 1976.
3. Патент РФ №2163990 от 10.03.2001.
4. Патент РФ №2209365 от 27.07.2003.
5. Патент РФ №33423 от 20.10.2003.
6. Патент РФ №36484 от 10.03.2004.
7. Патент РФ №2239123 от 27.10.2004.
8. Патент РФ №42620 от 10.12.2004.
9. Патент РФ №2273794 от 10.04.2006.
10. Патент РФ №74188 от 20.06.2008.
11. Патент РФ №138290 от 10.03.2014.
12. Патент РФ №179040 от 25.04.2018.
13. СТО Газпром 2-3.5-230-2008. Типовые технические требования к устройствам подготовки газа на компрессорных станциях ОАО «Газпром». М.: Газпром, 2008.

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

«Зеленодольский завод имени А.М. Горького» — ведущее отечественное судостроительное предприятие с более чем вековой историей. Предприятием выпускаются суда разного назначения и широкий ассортимент продукции как для отечественных предприятий и, так и на экспорт. Большой вклад в успех завода вносят высококвалифицированные кадры, ежедневно решающие сложнейшие инженерные и конструкторские задачи.
Представляем высокопрофессиональных специалистов завода — участников Всероссийского конкурса «Инженер года-2018».

Гилязов Ильмир Ильфирович

Ведущий инженер-конструктор в отделе главного металлурга, с 2016 г.

Образование:
Казанский Федеральный Университет, специальность «Машиностроение».

Ильмир Ильфирович является ведущим инженером-конструктором, за время своей работы разработал более 50 конструкторско-технологической документации. Занимался разработкой технологической оснастки для металлургического производства и планировкой установки нового оборудования в металлургических цехах завода.

Основным родом деятельности Ильфира Гилязова является разработка следующей конструкторской документации:

- конструкторские указания на заготовку, сборку, сварку литейного и кузнечно-термического производства;
- планировка участков и схем размещения производства;
- проработка и выдача конструкторских задании в другие подразделения завода.

Разработал оптимальную штамповую оснастку подходящие под условие предприятия на запорную судовую арматуру (рис. 1), которые раннее изготавливались свободной ковкой с максимальными габаритами и соответственно механической обработкой получали корпуса судовой арматуры из прямоугольной заготовки.

С целю снижения трудоемкости на механическую обработку и экономии цветных сплавов разработал ряд штамповой оснастки (20 наименований) для штамповой заготовки судовой арматуры Ду от 6 до 40 мм и Ру до 25 МПа.

При внедрении оснастки получены заготовки с минимальными (1–2 мм) припусками на механическую обработку, снижен расход металла на 15% и трудоемкость, в среднем на 5,6 нормо-часа на каждую заготовку. Экономический эффект составил до 5 млн. руб

Штамповки корпусных деталей судовой арматуры получены высокой плотности и выдержали гидроиспытания при давлениях, превышающих рабочие (Р›1,5 раб).

Штамповки корпусов получены максимально приближенные к размерам деталей, соответственно 70% поверхностей получены без механической обработки по сравнению со свободной ковкой.

Разработаны чертежи быстросъемных подмодельных плит на линию ХТС с экономическим эффектом 813,5 тыс. руб., чертеж «Штамп: К 2788-00 «Челюсти ЭТА» (рис. 2) с экономическим эффектом 970,5 тыс. руб.

Все конструкторские разработки осуществляются с использованием компьютерных программ «SolidWorks» и «Компас», позволяющих применять моделирование процессов, что оптимизирует технологический процесс изготовления отливки, а также затраты на изготовления различной технологической оснастки.

Также Ильфир Гилязов опубликовал две научные статьи в сборнике статей журнала «Аэтерна» на темы: «Основной капитал фирмы и оптимизация его использования», «Сетевые методы в управлении проектами».

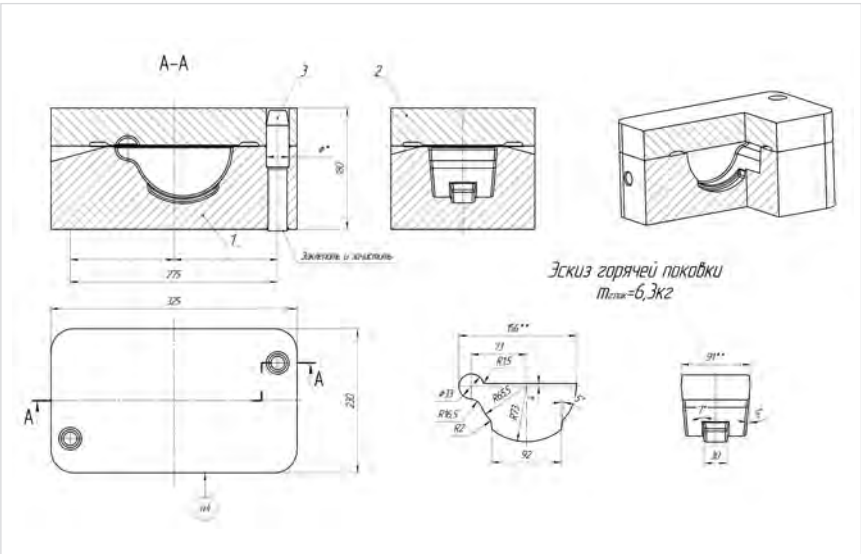


Рис. 1 — Штамп ковочный на корпус для запорной арматуры

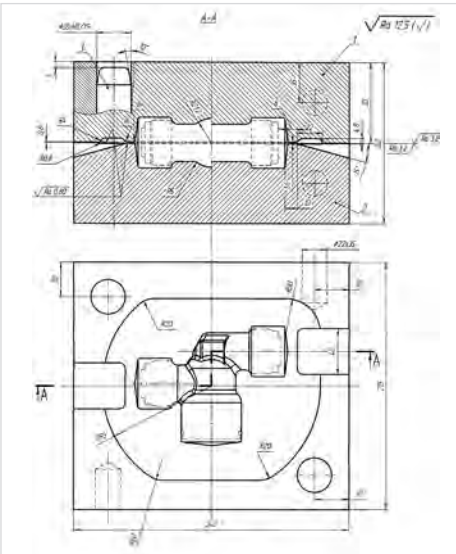


Рис. 2 — Штамп ковочный на «Челюсти ЭТА»

Лаптева Светлана Николаевна

Ведущий инженер-технолог ОГСв, с 2014 г.

Образование:
Тольяттинский государственный университет, факультет «Физика металлов».

За время работы на заводе в период с 2014 г. по настоящее время Светлана Николаевна разрабатывала систему контроля эксплуатации сварочного оборудования и комплектующих изделий на предприятии. Так же наладила систему учета, контроля закупки и выдачу в цех всех комплектующих и быстроизнашивающихся запасных частей сварочного оборудования. Неоднократно участвовала в проведении опытных работ для проведения анализа по оптимизации и расчета сварочных материалов.

Среди существенных достижений в профессиональной деятельности необходимо отметить внедрение аналоговых быстроизнашивающихся расходных материалов на ГРМ «Messer» вместо оригинальной продукции Hypertherm.

На протяжении двух лет Светланой Лаптевой производились испытания пробных партий производителей известных марок в РФ аналоговой продукции. Испытание данных запасных частей производилось в обычных рабочих условиях при обработке листового металлопроката толщиной 5, 6, 8 и 10 мм в соответствии с заводской нормативной документацией.

Для получения ресурса расходных элементов получена зависимость изменения технического состояния объекта во времени, а также установлен критерий оценки, характеризующий предельное состояние комплектующих. Одним из самых главных критериев оценки стойкости, качества и ресурса выработки является фактическое количество пробивок, которое определяется по моменту времени, когда техническое состояние элемента, постепенно ухудшаясь, достигало предельного уровня. Нормативные сроки и объемы замены быстроизнашивающихся запасных частей определены с учетом вероятности природы износа предельного состояния — состояния объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению недопустимо и невозможно.

По итогам опытной работы, а именно, после проведения анализа и получения оценки данных по характеристикам и параметрам претендентов, определено, что фактический показатель образцов №3 по количеству произведенных пробивок превысил максимальное значение, указанное в нормативной документации завода. Данный фактор указывает на повышенную стойкость и качество образца №3, сопоставимые с зарекомендованной оригинальной продукцией Hypertherm и преобладающие по всем параметрам перед другими представленными образцами.

Экономический эффект по применению аналоговых быстроизнашивающихся расходных материалов на ГРМ «Messer», согласно графику загрузки на 2018 год, составит на одну единицу оборудования 1 030 000 рублей в год.

Светланой Лаптевой разработана и внедрена программа в системе ORACLE, оповещающая о поломке сварочного оборудования в цехах предприятия.

Данная программа разработана для контроля сварочного оборудования и газорезательных машин в цехах предприятия, а также в целях снижения риска простоя оборудования и своевременного ремонта. В разработанной программе существует возможность прослеживать историю поломок и ремонта, а также все сопутствующие документы определенной марки сварочного оборудования в зависимости от цеха, инвентаризационного номера и запрашиваемого периода. Экономический эффект за счет сокращения времени простоя единицы сварочного оборудования при использовании программы составит около 50 тысяч рублей.

В настоящее время в ОГСв существует программа, предназначенная для расчета сварочного материала в зависимости от массы наплавленного металла изготавливаемого изделия и от способа сварки, разработанная Светланой Лаптевой. Планируется дополнить программу данными для автоматического расчета по длине сварных швов в зависимости от типа сварного соединения и от применяемого способа сварки. Разрабатываемая программа даст возможность оперативного автоматизированного расчета сварочных материалов в связи с большим объемом поступления чертежей, а также их своевременную выдачу в цеха предприятия.

Ерамасов Михаил Михайлович

Инженер-конструктор 2-ой категории электротехнической группы в проектно-техническом отделе, с 2015 г.

Образование:
Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет, специальность «Автоматизация технологических процессов».

Рис. 1— Шкаф управления

Михаил Михайлович занимается разработкой проектов средней и высокой сложности по электроснабжению силовых и осветительных сетей, выполняет проектные работы по молниезащите и заземлению, разрабатывает принципиальные и монтажные схемы управления электропотребителей. При разработке проектов руководствуется надежностью, безопасностью, удобством эксплуатации и экономичностью. В своих разработках принимает оригинальные технические решения используя лучшие образцы изделий отечественного и зарубежного производства.

Одним из достижений Михаила Ерамасова является разработка и внедрение системы управления аварийной вентиляцией на складе лакокрасочных материалов (далее — ЛКМ) цеха №20. Хранение большого количества лакокрасочных материалов в складском помещении связано с определенными рисками, такими как возгорание, отравление испарениями ЛКМ, нанесение вреда экологии. Признаком утечки ЛКМ до проявления вышеуказанных последствий является превышение предельно допустимой концентрации (далее — ПДК) ЛКМ в рабочей зоне.

Для отслеживания превышения ПДК, и предотвращения возникновения аварий проектом Михаила Ерамасова предусмотрен ряд мер:

- автоматический запуск вытяжной вентиляций при утечке или разливе ЛКМ;
- автоматическое срабатывание аварийного светозвукового оповещателя;
- предусмотрен резервный электропривод вытяжной вентиляции с автозапуском в случае выхода из строя основного привода или при не спадающем уровне ПДК испарений ЛКМ;
- возможность ручного запуска вытяжной вентиляции как основного электродвигателя, так и резервного.

Система управления аварийной вентиляцией на складе лакокрасочных материалов цеха, в соответствии с программой имортозамещения, была реализована по схеме (рис. 1) построенной на базе изделий отечественного производства: сигнализатора горючих газов СТМ-10, термохимического датчика, датчика-реле потока воздуха ДРПВ-2 и оповещателя ЗОВ-220. Система в полной мере смогла решить все ранее поставленные вопросы по автоматическому управлению аварийной вентиляцией. Критерием эффективности создания и внедрения новых средств автоматизации является ожидаемый годовой экономический эффект: Э=ЭрЕн*Кп=150 тыс. руб.

Также в число работ Михаила Ерамасова входит проект по модернизации заводской столовой «Причал», который охватывает электроснабжение всех помещений от обеденного зала до служебных помещений. Сложность проекта заключалась в его масштабности и объемности, которая заключалась в объединении всех систем электроснабжения в один шкаф управления (рис. 2), что обеспечило удобство в эксплуатации систем и экономию материалов при их изготовлении. Экономический эффект от внедрения данной централизованной системы по сравнению с децентрализованной системой управления составил 1,5 млн руб.

В ходе выполнения данного проекта, при выполнении проектировании систем управления приточной вентиляцией автором было предложено технически обоснованное и экономически целесообразное решение — для предотвращения перегрева, выхода из строя и экономии электроэнергии была разработана защитная блокировка электронагревателей. Блокировка предотвращает включение электронагревателей без запуска вентиляционных установок для исключения возникновения аварии и выхода из строя оборудования.

Одними из недавних успешно выполненных проектов Михаила Михайловича являются проекты по слаботочным, осветительным и силовым сетям (рис. 3) здания РПТП-33, выполненные в рамках его реконструкции.

Михаил Ерамасов принимает активное участие в рационализаторской деятельности завода. Им подано несколько полезных предложений по системе «Кайдзен» (бережливое производство), которые успешно внедрены в производство. Также он является победителем конкурса «На лучшую разработку с целью внедрения новых производств и технологий» и награжден почетной грамотой фонда имени Б.Е. Бутомы в 2018 г.

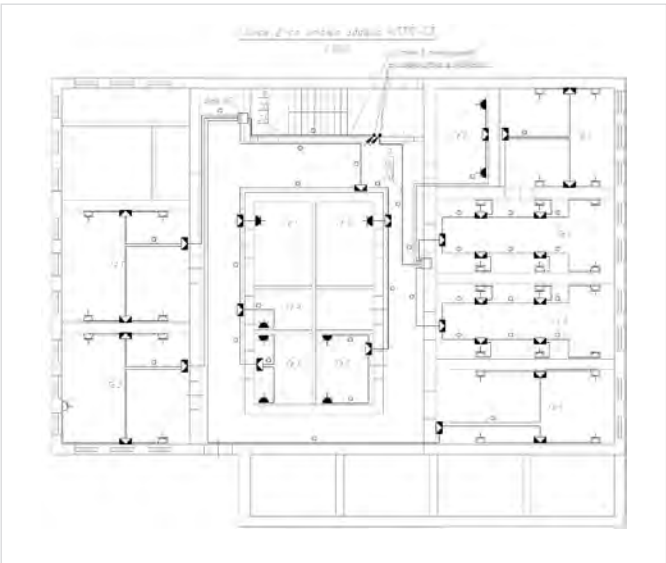


Рис. 2 — Силовая сеть РПТП-33

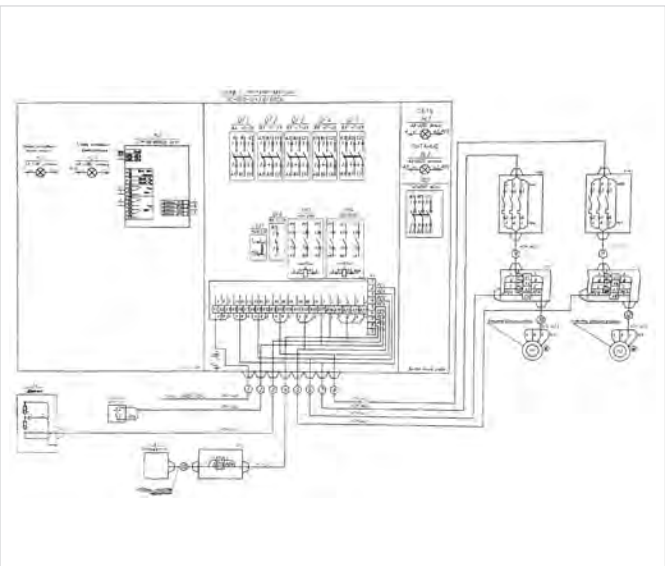


Рис.3 — Схема электрическая принципиальная

Третьякова Ольга Викторовна

Ведущий инженер- конструктор проектно-технического отдела, с 2006 г.

Образование:
Казанская государственная архитектурно-строительная академия, специальность «инженер водоснабжения и водоотведения».

Ольга Викторовна занимается разработкой особо сложных проектов систем вентиляции, отопления, водоснабжения, водоотведения и воздухоснабжения объектов.

Одно из направлений ее деятельности — разработка проектной документации в рамках выполнения предприятием Федеральной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, основным разделом которой является перевод с парового теплоносителя на горячую воду с применением энергоэффективного оборудования, что позволило бы снизить потребление природного газа в целом на 2,5 млн м^3 или на 8,5 млн руб. в год при затратах 30 млн руб.

До реализации данной программы на заводе в качестве основного теплоносителя в системах горячего водоснабжения, отопления и технологических процессах применялся пар, который вырабатывался двумя паровыми котлами ДКВР-20/13 с производительностью 20 т/ч пара и расходом природного газа 2000 м^3/ч каждый.

Для обеспечения мероприятий по отказу от низкоэффективных котлов ДРКВ-20/13 и внедрения электрических парогенераторов точечно в цехах, согласно технологическим нуждам производства, Ольгой Третьяковой были разработаны проекты по установке и обвязке электропарогенераторов с применением современных систем автоматического регулирования.

Применение электропарогенераторов по сравнению с централизованным парообеспечением выявило следующие преимущества:

- отпала необходимость строительства котельных и прокладки теплотрасс, в результате чего металлоемкость уменьшилась в 2–3 раза;
- устранены теплопотери от внешних теплотрасс;
- обеспечена возможность плавного регулирования и задания потребителем необходимой мощности и паропроизводительности;
- электропарогенераторы имеют автоматический режим работы без постоянного обслуживающего персонала;
- электропарогенераторы не подлежат регистрации в органах Госгортехнадзора.

В 2017 году Ольгой Третьяковой в рамках реконструкции вентиляции в столовой «Причал» была разработана и внедрена тепла система рекуперации горячего цеха в приточно-вытяжной системе. В отличие от ранее используемых раздельных систем вентиляции, применение системы рекуперации обеспечивает подогрев воздушных масс, поступающих снаружи в приточную систему за счет теплого воздуха от горячего цеха перед его выбросом наружу. Сравнив расход тепла на подогрев воздуха системы без рекуперации — 95,8 кВт и системы с рекуперацией — 46,3 кВт, очевидно, что для подогрева приточного воздуха в системе с рекуперацией в самый холодный период требуется в 2 раза меньше затрат энергии.

При сравнении эффективности двух систем на более длительный период (на год) расход теплоты на нагрев приточного воздуха в системе без рекуперации составит: Q = 59361 кВт · ч/год. Расход теплоты на нагрев приточного воздуха в системе с рекуперацией при КПД рекуператора 40% составит: Q =35617 кВт · ч/год.

При этом следует учесть, что чем выше перепад температур, тем выше КПД рекуператора, следовательно, больше экономии энергии в системе с рекуперацией. В денежном эквиваленте расходы на подогрев воздуха в системе без рекуперации составят 205982,67 руб./год, а в системе с рекуперацией — 123591 руб./год. Срок окупаемости внедренной системы — 6,7 мес. В дальнейшем экономический эффект позволит сберегать не менее 82391,67 руб. /год.

Еще одной из успешно решенных задач, выполненных Ольгой Третьяковой, стало внедрение рециркуляции внутреннего воздуха воздушного отопления при разработке проектов для технического перевооружения трубомедницкого цеха. Особенно актуально применение данного проекта в холодный и переходный периоды года, так как при этом приходится нагревать не весь приточный воздух, а только наружный воздух, необходимый для дыхания. Использование рециркуляции позволило стабилизировать режим распределения воздуха в помещении, так как система работает при постоянном расходе и скорости приточных струй. Внедрение данного проекта снизило энергозатраты примерно в 7 раз.

Одной из важнейших причин современных экологических проблем является всевозрастающее загрязнение природной среды. Особое значение имеет загрязнение поверхностных вод. Для решения данного острого вопроса Ольгой Третьяковой был разработан ряд проектов реконструкции ливневых и хозяйственно-бытовых стоков.

В ходе разработки этих проектов были решены следующие задачи: замена изношенных чугунных трубопроводов хозяйственно-бытовой канализации и керамических трубопроводов ливневой канализации на новые с применением материала из полиэтилена; устройство колодцев, мобильных перекачивающих станций; организация своевременного отвода дождевых и талых вод.

Важнейшим результатом внедрения этих проектов является сокращение объемов стоков и исключения попадания загрязнителей в ливневые сточные воды, что в перспективе позволит снизить затраты на локальные очистные сооружения поверхностных вод.

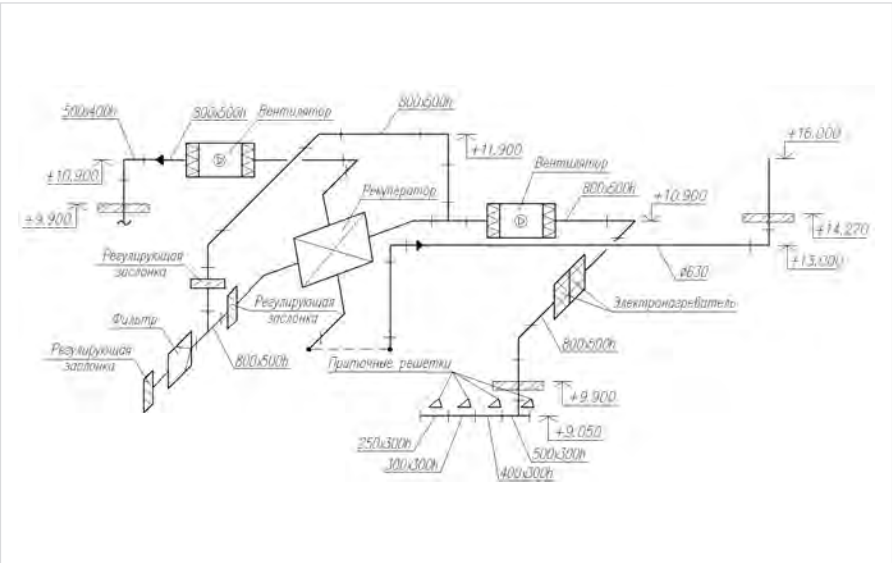


Рис. 1 — Схема приточно-вытяжной системы столовой «Причал» в цехе 22.

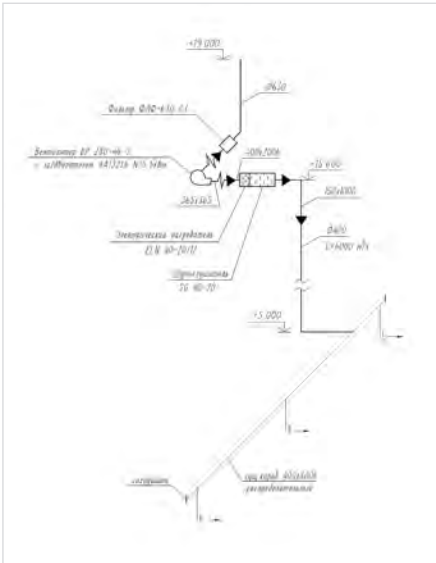


Рис. 2 — Схема рециркуляции в цехе 6.

УДК 621.3

К диагностике технического состояния обмоток силовых трансформаторов после воздействия токов коротких замыканий

В.И. Завидей
д.т.н., главный научный сотрудник[1]
zavideyvi@mail.ru

В.С. Ларин
к.т.н., начальник отдела[1]

А.Ю. Волков
начальник группы[1]

С.А. Дробышевский
директор по развитию[2]

[1]ВЭИ – филиал ФГУП «РФЯЦ – ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина», Москва, Россия
[2]ООО «Энергоскан», Москва, Россия

В статье рассмотрены вопросы технического диагностирования состояния обмоток силовых трансформаторов. Представлены результаты оценки состояния обмоток с помощью измерений сопротивления короткого замыкания, анализа частотных характеристик и измерений фазовых параметров на фиксированных частотах. Отмечено, что метод оценки состояния по фазовым параметрам из-за оперативности анализа, простоты и наличия числового критерия имеет определенные перспективы для применения в полевых условиях.

Материалы и методы
Силовые трансформаторы и методы определения их технического состояния.

Ключевые слова
трансформаторы, диагностика дефектов, обмотки, частотные характеристики, метод частотных характеристик, фазовые параметры

Силовые трансформаторы являются важными и дорогостоящими элементами электроэнергетических систем. Наиболее опасными являются внутренние повреждения обмоток трансформаторов, которые приводят к значительным финансовым потерям, связанных с их восстановлением или заменой [1]. Одной из причин таких повреждений может быть пробой внутренней изоляции в результате деструкции изоляции под воздействием эксплуатационных факторов и частичных разрядов, которые развиваются под воздействием коммутационных и грозовых перенапряжений [2]. Другая причина повреждений обмоток — недостаточная электродинамическая стойкость при коротких замыканиях и ослабление прессовки обмоток. Деформация обмоток, повреждение или ослабление изоляции в месте остаточных деформаций могут привести к витковым замыканиям, особенно трансформаторов, выработавших свой эксплуатационный ресурс [3, 4]. Для предотвращения повреждений и снижения возможных ущербов, связанных с недоотпуском электроэнергии, и недовыпуском продукции большую актуальность имеет контроль состояния обмоток трансформаторов в эксплуатации. Исключительно важное значение имеет решение этой проблемы для трансформаторного оборудования, установленного на нефтегазовых промыслах и транспортных магистралях.

Не менее актуален контроль состояния обмоток и для испытательных трансформаторов ударных стендов для проведения испытаний на стойкость при коротких замыканиях. Как правило, обмотки таких трансформаторов рассчитаны на ударные воздействия токов коротких замыканий. Однако и они подвержены риску повреждений из-за многочисленных ударных нагрузок и старения внутренней изоляции.

Наиболее распространенным методом диагностики состояния обмоток силовых трансформаторов является измерение сопротивления короткого замыкания Zk. Сопротивление короткого замыкания является интегральной характеристикой, определяемой как механическим, так и электрическим состоянием обмоток. Контроль основных электрических и изоляционных характеристик обмоток (сопротивления изоляции обмоток, тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления обмоток постоянному току, потерь холостого хода и др.) в совокупности с измерением Zk позволяют оценить общее техническое состояние трансформаторов. Вместе с тем, хорошо известно, что измерение сопротивления Zk эффективно лишь при значительных изменениях индуктивности обмоток, когда остаточные деформации охватывают большое число витков. К дополнительным методам диагностики состояния активной части силовых трансформаторов также можно отнести измерение уровня вибраций трансформатора с целью оценки состояния прессующей системы и степени запрессовки обмоток. Достаточно информативными являются метод тепловизионного контроля температурного поля бака, системы охлаждения, контроль уровня частичных разрядов в изоляции трансформатора, физико-химический и хроматографический методы анализа трансформаторного масла и вводов. Применение комплексных систем диагностики электрических аппаратов и машин позволяет реализовать технологию обслуживания оборудования по фактическому состоянию, снизить издержки от аварийных отказов за счет раннего обнаружения дефектов и контроля их развития, а также своевременно планировать проведение ремонта.

В последнее время все большее применение для оценки электрического и механического состояния обмоток трансформаторов находит метод частотных характеристик (МЧХ, в зарубежной литературе — Frequency Response Analysis, далее — FRA). В отличии от измерения сопротивления Zk метод частотных характеристик позволяет интерпретировать тип дефекта (механические деформации, внутреннее короткое замыкание), локализовать (для непрерывных катушечных обмоток) внутреннее витковое или межкатушечное замыкание [5, 7], а также выявлять наличие экранов с плавающим потенциалом [8]. Данный метод можно отнести к разряду экспертных, поскольку из-за отсутствия в настоящее время четких критериев определения степени развития повреждений, его применение требует высокой квалификации инженеров-диагностов. В настоящее время по линии Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ) ведет работу группа A2.53, целью которой является разработка объективной методики оценки состояния обмоток с помощью анализа частотных характеристик. Эта группа начала свою работу совсем недавно, и о каких-либо результатах говорить преждевременно. Ожидается, что группа закончит свою работу и подготовит технический отчет в 2019–2020 гг.

К этому же направлению развития методологии диагностирования электрооборудования можно отнести многопараметрический метод, представленный в работах [9, 10], где отмечалась эффективность использования таких нетрадиционных диагностических параметров, как значения фазовых сдвигов и значений токов через обмотки на фиксированных частотах. Данный многопараметрический метод контроля апробирован на асинхронных электродвигателях мощностью до нескольких МВт и показал эффективность при определении повреждении обмоток статора и ротора [9, 10]. Очевидно, что отклонение этих параметров зависят от изменений индуктивных и емкостных параметров обмотки при ее деформации. Вместе с тем последний метод требует рационального выбора частот для диагностики, которые должны выбираться вне резонансных частот обмотки.

Целесообразность выбора того или иного метода для контроля геометрии обмоток

зависит от чувствительности, наличия четких и обоснованных критериев браковки.

К сравнительно новым направлениям работ по контролю состояния активной части можно отнести метод механических ударных воздействий на бак и обмотку силовых трансформаторов с последующим частотным анализом генерируемой в обмотке ЭДС и оценкой механических собственных частот прессующей системы и обмоток [11]. Данный метод принципиально позволяет определить степень прессовки обмоток, однако перспективы применения этого метода, по-видимому, прояснятся после наработки необходимого экспериментального материла.

Целью настоящей работы являлось сопоставление существующих методов диагностирования технического состояния обмоток силовых трансформаторах, после воздействия ударных нагрузок и токов короткого замыкания.

Представлены практические результаты определения состояния обмоток распределительных трансформаторов, а также испытательных ударных трансформаторов с признаками повреждения обмоток. В опытах использованы классический метод измерения Zk, метод FRA и упрощенный метод частотного анализа фазовых и токовых параметров обмотки трансформатора на фиксированных частотах с целью определения возможности его применения в полевых условиях.

Результаты измерений на распределительных трансформаторах

Отработка методик определения состояния обмоток проводилась на трансформаторах в испытательной высоковольтной лаборатории завода ОАО «Трансформер». Контролю подвергались трансформаторы мощностью 400–2500 кВА, прошедшие процедуру штатных заводских испытаний. Анализ амплитудных и фазовых характеристиках выполнялся на частотах f1=400 Гц и f2=800 Гц. В измерениях электрических параметров применялся многопараметрический измеритель ALL TestPro [10] с погрешностью измерений сопротивлений, индуктивности, емкости, токов и фазовых углов не более 1,0%. Следует отметить, что все параметры контроля определялись прибором в автоматическом режиме. Полное время процесса проведения измерительных операций на одном трансформаторе не превышало 5 минут.

Ниже приведены результаты первоначальных опытов диагностики и измерений электрических параметров обмоток высшего и низшего напряжений (ВН и НН, соответственно) нового исправного трансформатора мощностью 1500 кВА, группа соединений — треугольник — звезда. В первых опытах обмотки на противоположной стороне вводов не замыкались. При этом результаты измерений по всем контролируемым параметрам, от опыта к опыту, практически не воспроизводились. Из-за огромного разброса измерений, от опыта к опыту, сопротивления обмоток постоянному току, можно было предположить о наличии источника возмущения, влияющего на результаты измерений (таб. 1).

Заземление всех выводов вторичной обмотки привело к хорошей воспроизводимости результатов измерений (таб. 2), что было обусловлено уменьшением влияния электромагнитных помех на открытые выводы разомкнутых обмоток трансформатора, а также результатом индуцирующего воздействия питания измерительного прибора на обмотку и магнитную систему трансформатора.

Сопротивление изоляции обмоток ВН и НН превышало 100 МОм.

Значения критериальных токовых параметров I(f1) / I(f2) и угловых φ(f1), характеризующих состояние обмотки, получено из численной модели трансформатора без потерь.

Один из испытуемых трансформаторов в процессе эксплуатации получил повреждение обмотки, вызванное коротким замыканием на линии. В таб. 3 приведены данные измерений трансформатора типа ТМГ мощностью 500 кВА напряжением 6/0,4 кВ (рис. 1), который прошел все заводские приемо-сдаточные испытания и процедуры, включая тепловые испытания и контроль частичных разрядов.

Результаты исследований на трансформаторах показали, что для корректных измерений цепи вторичных обмоток должны быть замкнуты накоротко и заземлены. При сопротивлении обмоток менее 0,01 Ом в автоматическом режиме измерений в измерительной цепи необходимо использовать последовательное добавочное сопротивление величиной порядка 0,2–0,3 Ом. Контроль данного силового трансформатора из-за низкого сопротивления вторичной обмотки проводился с включением последовательно с обмоткой добавочного сопротивления 0,3 Ом и последующей автоматической корректировкой измеряемого сопротивления.

В таб. 4 приведены результаты, полученные на трансформаторе типа ТМГ мощностью 500 кВА напряжением 6/0,4 кВ, который повредился в условиях эксплуатации. Одна из вероятных причин повреждения — близкое короткое замыкание.

Сопротивление изоляции обмотки ВН относительно земли составило 9,132 МОм, а обмотки НН — 0,0 МОм. Установлено, что данный трансформатор имеет повреждение между первичной и вторичной обмоткой и пробой на землю. Общий вид трансформатора после разборки приведен на рис. 2.

Как следовало из данных измерений, наибольший дисбаланс между фазами в поврежденном трансформаторе, наблюдался по параметрам I(f1) / I(f2) и сдвигу фаз φ(f1) для обмотки НН. Согласно установленным критериям, для обмоток электрических машин и аппаратов, значения отношения I(f1) / I(f2) при двукратно разнесенных частотах не должны выходить за границы 15% ‹ I(f1) / I(f2) ‹ 50%, а угловых сдвигов между током и напряжением — превышать 1°. Для обмотки ВН значения токового параметра I(f1) / I(f2) находятся в допустимых пределах. Для обмотки НН значения токов на двукратно разнесенных частотах выходят за допустимые пределы. О наличии проблемы в обмотке НН говорит и значительный и

Наименование параметра	**Обмотка ВН**			**Обмотка НН**		
	A-B	A-C	B-C	a-n	b-n	c-n
Сопр. обм. пост. току R0 , Ом	258.5	48.45	153.3	0.198	0.125	0.132
Полное сопротивление обмотки Zk, Ом	13632	12038	11135	560	391	405
Индуктивность M, мГн	24878	17552	17562	902	655	669
I(f1) /I(f2), % (f1=400 Гц , f2=800 Гц)	-50	-23	-18	-44	-46	-44
Сдвиг фаз φ(f1), град	9	90	90	90	84	90

Таб. 1 – Результаты измерений на трансформаторе мощностью 1500 кВА (выводы неизмеряемых обмоток не заземлены)
Tab. 1 – Results of measurements on 1500 kVA power transformer (terminals of unmeasured winding are not earthed)

Наименование параметра	**Обмотка ВН**			**Обмотка НН**		
	A-B	A-C	B-C	a-n	b-n	c-n
Сопр. обм. пост. току Ro, Ом	3,703	3,623	3,648	0,102	0,100	0,097
Полное сопротивление обмотки Zk, Ом	220	217	218	15	14	14
Индуктивность M, мГн	87	86	86	2	2	2
I(f1) /I(f2), % (f1=400 Гц , f2=800 Гц)	-49	-49	-49	-48	-48	-49
Сдвиг фаз φ(f1)	88	88	88	75	75	75

Таб. 2 – Результаты измерений на трансформаторе мощностью 1500 кВА при заземлении выводов неизмеряемой обмотки
Tab. 2 – Results of measurements on 1500 kVA power transformer with earthing of terminals of unmeasured winding

Наименование параметра	**Обмотка ВН**			**Обмотка НН**		
	A-B	A-C	B-C	a-n	b-n	c-n
Сопр. обм. пост. току Ro, Ом	2,30	2,27	2,24	0,008	0,007	0,007
Полное сопротивление обмотки Zk, Ом	119	120	121	1	1	1
Индуктивность M, мГн	23	24	24	0	0	0
I(f1) / I(f2), % (f1=400 Гц , f2=800 Гц)	-49	-49	-49	-11	-11	-11
Сдвиг фаз φ(f1)	84°	84°	84°	8°	8°	8°
Сопротивление изоляции Ri, МОм	≥ 100	≥ 100	≥ 100	≥ 100	≥ 100	≥ 100
Оценка состояния	Норма			Норма		

Таб. 3 – Результаты измерений на исправном трансформаторе 500 кВА
Tab. 3 – Results of measurements on 500 kVA power transformer in good condition

Рис. 2. Поврежденный трансформатор с дефектами обмоток и изоляции
Fig. 2 – Damaged transformer with faults in windings and its insulation

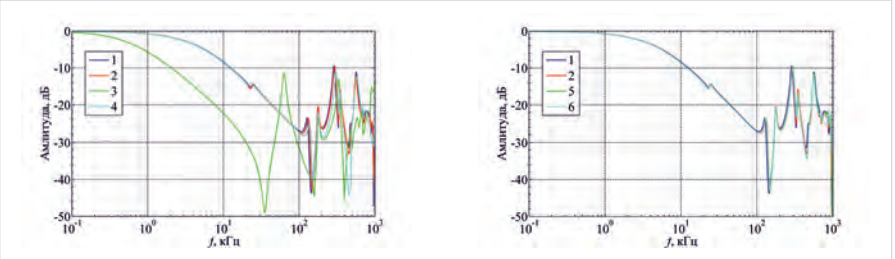


Рис. 3. Частотные характеристики обмоток ВН1 и ВН2 при закороченных НН1 и НН2 трех трансформаторов: 1 и 2 – обмотки ВН1 и ВН2 фазы А; 3 и 4 – обмотки ВН1 и ВН2 фазы В; 5 и 6 – обмотки ВН1 и ВН2 фазы С
Fig. 3 – Frequency responses of HV1 and HV2 winding with shorted LV1 and LV2 windings of three transformers: 1 and 2 – windings HV1 and HV2 of phase A; 3 and 4 – windings HV1 and HV2 of phase B; 5 and 6 – windings HV1 and HV2 of phase C

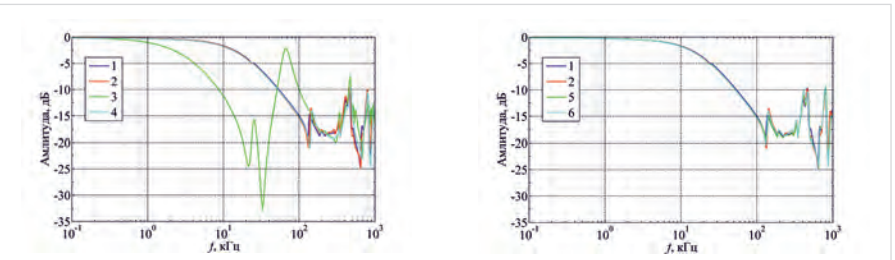


Рис. 4. Частотные характеристики обмоток НН1 и НН2 при закороченных ВН1 и ВН2 трех трансформаторов: 1 и 2 – обмотки НН1 и НН2 фазы А; 3 и 4 – обмотки НН1 и НН2 фазы В; 5 и 6 – обмотки НН1 и НН2 фазы С
Fig. 4 – Frequency responses of LV1 and LV2 winding with shorted HV1 and HV2 windings of three transformers: 1 and 2 – windings LV1 and LV2 of phase A; 3 and 4 – windings LV1 and LV2 of phase B; 5 and 6 – windings LV1 and LV2 of phase C

недопустимый дисбаланс по угловым сдвигам.

Проведенные исследования позволили сделать вывод, что значения фазового сдвига, как и отношение токов на кратно разнесенных частотах, являются достаточно информативными параметрами к обнаружению дефектов на силовых трансформаторах, как это было получено на обмотках синхронных электродвигателей [9, 10].

Результаты измерений на испытательных ударных трансформаторах

Далее представлены результаты обследования трех однофазных ударных испытательных трансформаторов мощностью 33 МВА напряжением 12/24 кВ. Каждый трансформатор имеет по две обмотки НН и две обмотки ВН (с параллельными полуветвями). Один из трансформаторов имел признаки повреждения обмоток. Определение состояния обмоток проводилось методом FRA. На рис. 3 показаны частотные характеристики обмоток ВН1 и ВН2 трех трансформаторов при закороченных обмотках НН1 и НН2, а на рис. 4 — обмоток НН1 и НН2 при закороченных обмотках ВН1 и ВН2. Из рис. 3 и 4 видно, что частотные характеристики обмоток ВН1 и ВН2, НН1 и НН2 трансформаторов «фаза А» и «фаза С» практически идентичны. При этом частотная характеристика обмотки ВН1 трансформатора «фаза В» отличается от одноименной обмотки двух других трансформаторов.

В работе была выполнена оценка состояния обмоток трансформаторов по методике DL/T 911 [12], в которой в зависимости от степени различия частотных характеристик одноименных обмоток различают четыре уровня отклонений (таб. 5). По стандарту DL/T 911 по частотным характеристикам обмоток ВН1 и ВН2 при закороченных НН1 и НН2, а также обмоток НН1 и НН2 при закороченных ВН1 и ВН2 состояние обмоток трансформаторов «фаза А» и «фаза С» можно оценить, как «норма», а трансформатора «фаза В» — «сильные отклонения» (таб. 6).

На всех трансформаторах также были выполнены измерения сопротивления короткого замыкания Zт пар обмоток ВН–НН по стандартным и дополнительным схемам (таб. 7).

Отклонение сопротивления короткого замыкания пар обмоток ВН1-НН1 на фазе В составило 476%, что указывает на серьезное повреждение обмоток. Вероятной причиной такого изменения Zk может быть перегорание одной из двух параллельных ветвей обмотки ВН1, а также значительная деформация второй полуобмотки ВН1. Это также подтверждается увеличением сопротивления короткого замыкания пар обмоток ВН1–НН2 по сравнению с парой ВН2–НН1. Отклонение сопротивления короткого замыкания пар обмоток ВН2–НН2 не превышает 3%, нормированные по РД 34.45-51.300-97.

Также была выполнена оценка состояния обмоток фаз трансформаторов по амплитудным и фазовым параметрам при различном соединении обмоток. Измерения амплитуд и угловых сдвигов проводились на частотах f1=400 Гц и f2=800 Гц. Для каждого трансформатора и схемы измерений определялось отношение токов на выбранных частотах и значение угла сдвига Δφ (таб. 8).

Анализ последнего столбца таблицы 8 со значениями разности Δφ между фазой А

Наименование параметра	Обмотка ВН			Обмотка НН		
	A-B	A-C	B-C	a-n	b-n	c-n
Сопр. обм. пост. току Ro, Ом	116,1	98,2	48,5	0	0,005	0,005
Полное сопротивление обмотки Zk, Ом	4972	1427	2237	0	1	1
Индуктивность M, мГн	7911	2267	2237	0	0	0
I(f1) /I(f2), % (f1=400 Гц , f2=800 Гц)	-23	-21	-20	0	-20	-20
Сдвиг фаз φ(f1)	23	21	20	0	5	5
Сопротивление изоляции Ri, МОм	9,1			0		

Таб. 4 – Результаты измерений на повредившемся трансформаторе 500 кВА
Tab. 4 – Results of measurements on damaged 500 kVA power transformer

Граничных значения коэффициентов R	Оценка состояния обмотки
RLF<0,6	Сильные отклонения
0,6 ≤ RLF ≤ 1,0 или RMF<0,6	Заметные отклонения
1,0 ≤ RLF ≤ 2,0 или 0,6 ≤ RMF < 1,0	Незначительные отклонения
RLF ≥ 2,0; RMF ≥ 1,0 и RHF ≥ 0,6	Норма

RLF , RMF , RHF – коэффициенты для областей низких (1-100 кГц), средних (100-600 кГц) и высоких (600-1000 кГц) частот.

Таб. 5 – Оценка состояния трансформаторов по методике DL/T 911
Tab. 5 – Transformer condition assessment using DL/T-911

и фазой С при тождественных схемах соединениях дает близкие к нулю значения разности Δφ, не превосходящие по величине 1,0°. Последнее свидетельствует об идентичности обмоток фазы А и фазы С. Значительная разница в фазовых параметрах наблюдается при сравнениях обмоток фазы В с фазами А и С. Последнее и указывает на наличие дефектов в обмотках НН1 и ВН1 фазы В, независимо от схемы соединения (строки 6 и 7 таб. 8).

Данный пример иллюстрирует целесообразность совместного использования нескольких диагностических методов, а именно метода FRA и измерения Zk для повышения достоверности постановки «диагноза» о повреждении трансформатора. Показана возможность метода экспресс-оценки состояния обмоток путем сравнения отношения токов на выбранных частотах и значения фазового угла Δφ между током и напряжением на выбранной частоте. Признаком серьезного дефекта обмотки является отклонения фазового сдвига на величину, превышающую 3 угловых градуса между различными однотипными обмотками.

Необходимо отметить, что метод FRA и метод измерения Zk основаны на сравнении с результатами предыдущих измерений, выполненных на заводе и в эксплуатации. При этом, как правило, на заводе измерения напряжения короткого замыкания трехфазных трансформаторов выполняются при трехфазном питании, при этом значение напряжения короткого замыкания, приводимое в паспорте трансформатора, является средним по трем фазам. Измерения частотных характеристик в объеме заводских приемо-сдаточных испытаний все еще является большой редкостью для отечественной практики. Очевидно, что для повышения достоверности диагностики трансформаторов в эксплуатации целесообразно включать в заводской паспорт трансформатора, в том числе, фазные значения напряжения короткого замыкания, а также измеренные частотные характеристики обмоток (для удобства последующей обработки наиболее предпочтительно помимо графиков приводить также данные в текстовом виде). В дополнение к этому включение в состав эксплуатационной документации термограмм тепловизионного контроля или графических образов термограмм (рассматриваемых трансформаторов или их головных образцов), как это рекомендовалось в работе [9, 13], поможет в значительной степени ускорить и повысить качество технического диагностирования.

Итоги

Проведено определение повреждений обмоток силовых трансформаторов с использованием частотного и фазового анализа.

Выводы

Для оценки механического и электрического состояния обмоток трансформаторов целесообразно наряду с традиционным измерением сопротивления короткого замыкания использовать метод FRA.

Показана возможность экспресс-оценки состояния обмоток с помощью метода, основанного на сравнении отношения токов на выбранных частотах. Также показана достаточно высокая чувствительность к деформациям и повреждениям обмотки фазового метода, основанного на сравнении фазового угла между током и напряжением обмотки на фиксированных частотах.

Литература

1. Хренников А.Ю. Основные причины

Трансформатор	Обмотки	RLF	RMF	RHF	Оценка состояния
Фаза А	ВН1-ВН2	4,32	1,41	1,47	Норма
	НН1-НН2	5,29	1,23	1,26	Норма
Фаза В	ВН1-ВН2	0,38	0,41	-0,27	Сильные отклонения
	НН1-НН2	0,07	0,54	0,40	Сильные отклонения
Фаза С	ВН1-ВН2	5,94	2,36	0,61	Норма
	НН1-НН2	4,58	1,75	1,59	Норма

Таб. 6 – Результаты оценки состояния трансформатора ОМГИ-50000/220 по методике DL/T 911
Tab. 6 – Results of condition assessment of transformer OMGI-50000/220 using DL/T-911

Схема	Напряжение подано	Закорочены выводы	Zk, Ом (измерено)	Zk, Ом (паспортное)	Отклонение, %
ВН1–НН1	А1 – Х1	а1 – х1	4,779	0,795	476
ВН2–НН2	А2 – Х2	а2 – х2	0,818	0,795	1,33
ВН1–НН2	А1 – Х1	а2 – х2	22,15	–––	–––
ВН2–НН1	А2 – Х2	а1 – х1	18,27	–––	–––

Таб. 7 – Измеренные значения сопротивлений короткого замыкания трансформатора ОМГИ-50000/220
Tab. 7 – Measured short-circuit impedances of transformer OMGI-50000/220

№	Обозначение схемы измерений	If2 / If1 (f1=400 Гц; f2=800 Гц)			Δφ, град (400 Гц)			Отличие Δφ между фазами, град		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С	фВ -фА	фВ -фС	фА -фС
1	А1-Х1	0,506	0,511	0,504	-84,6	-82,3	-84,6	2,3	2,3	0
2	А2-Х2	0,512	0,511	0,506	-83,9	-82,3	-84,3	1,6	2	0,4
3	а1-х1	0,512	0,530	0,512	-76,1	-69,5	-76,7	6,6	7,2	0,6
4	а2-х2	0,514	0,530	0,510	-77,0	-69,7	-76,7	7,3	7	-0,3
5	а2-х2 (закорочены А2+Х2)	0,996	0,994	0,995	-1,8	-1,8	-1,7	0	-0,1	-0,1
6	а1-х1 (закорочены А1+Х1)	0,992	0,955	0,994	-1,8	-8,6	-1,7	-6,8	-6,9	-0,1
7	А1-Х1 (закорочены а1+х1)	0,966	0,754	0,964	-6,9	-30,5	-7	-23,6	-23,5	0,1
8	А2-Х2 (закорочены а2+х2)	0,964	0,964	0,966	-7	-7	-7	0	0	0,0
9	А1-а1	2,051	2,027	2,053	89,6	89,7	89,6	0,1	0,1	0,0
10	А2-а2	2,053	2,030	2,065	89,6	89,7	89,7	0,1	0	-0,1
11	Х2-А2	0,505	0,510	0,497	-84,4	-82,3	-84,4	2,1	2,1	0,0
12	Х1-А1	0,506	0,510	0,512	-84,5	-82,4	-84,6	2,1	2,2	0,1
13	х1-а1	0,512	0,530	0,514	-76,6	-69,7	-76,8	6,9	7,1	0,2
14	х2-а2	0,518	0,530	0,511	-77	-69,5	-76,7	7,5	7,2	-0,3

Таб. 8 – Оценка состояния трансформатора ОМГИ-50000/220 по амплитудно-фазовым параметрам
Tab. 8 – Condition assessment of transformer OMGI-50000/220 using amplitude-phase parameters

повреждения обмоток силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в процессе эксплуатации // Промышленная энергетика. 2006. №12. С. 12–14.
2. Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Дементьев Ю.А., Антипов К.М., Сурба А.С. и др. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей // Электрические станции. 2005. №11. 69–75.
3. Львов М.Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов // Электричество. 2010. №2. С. 27–31.
4. А.И. Лурье. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при коротких замыканиях. М.: Знак, 2005. 520 с.
5. Ларин В.С., Волков А.Ю. О локализации внутренних коротких замыканий в обмотках силовых трансформаторов с помощью частотного анализа реакции // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. № 6. С. 13–20.
6. Volkov A.Yu., Drobyshevski A.A., Larin V.S., Matveev D.A., Drobyshevski S.A. Interpretation of Results of Diagnostics of Power Transformers by Using the Frequency Response Analysis. CIGRE Session, 2016, Paris, France.
7. Larin V.S. Internal short-circuits faults localization in transformer windings using FRA and natural frequencies deviation patterns. CIGRE Study Committee A2 COLLOQUIUM, 2017, Cracow, Poland.
8. Larin V.S., Matveev D.A. Analysis of transformer frequency response deviations using white-box modelling. CIGRE Study Committee A2 COLLOQUIUM, 2017, Cracow, Poland.
9. Завидей В.И., Милованов С.В. Комплексный подход в оперативной диагностике электрических машин // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №5. С. 121–124.
10. Завидей В.И., Милованов С.В. Методы и средства оперативной диагностики электрических машин // Контроль. Диагностика. 2013. №4. С. 72–78.
11. Осотов В.Н., Рущинский В.Н., Рущинский В.В., Смыслов В.П., Ульянов А.М. Оценка механического состояния обмоток крупных трансформаторов без их разборки // Электрические станции. 2003. №6. С. 51–57.
12. DL/T 911–2004 Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers. The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China. 2005.
13. Завидей В.И., Крупенин Н.В., Ваньков С.М., Печенкин В.И., Каланчин С.В. Критерий Колмогорова-Смирнова и возможности его применения в диагностике электрооборудования методами ИК-термографии. Вестник РАЭН, 2012.

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

UDC 621.3

Technical condition assessment of power transformer windings after impact of short-circuit current

Authors:
Viktor I. Zavidey — Sc.D, chief researcher[1]; zavideyvi@mail.ru
Vasiliy S. Larin — Ph.D., head of department[1]
Aleksey Yu. Volkov — head of group[1]
Sergey A. Drobyshevskiy — development director[2]

[1]VEI – branch Academician E.I. Zababakhin FSUE "RFNC-VNIITF", Moscow, Russian Federation
[2]LLC "Energoskan", Moscow, Russian Federation

Abstract
In the article the issues of technical diagnostics of power transformers windings are considered. Results of windings condition assessment using impedance measurements, frequency-response analysis and fixed-frequency phase parameters measurement are presented. It is noted that the method for winding condition assessment based on phase-parameters measurement has potential for application on-site due to the rapidity of analysis, simplicity and availability of numeric criterion.

Materials and methods
Power transformers and methods for its condition assessment.

Results
Assessment of transformer winding fault was conducted using frequency and phase analysis.

Conclusions
To evaluate mechanical and electrical condition of the transformer windings, it is advisable to use frequency response analysis (FRA) along with traditional measurement of short-circuit impedance.
The possibility of quick condition assessment of the windings using the method based on comparison of currents ratio at selected frequencies is shown. Also it is shown that phase method based on comparison of phase angle between winding current and voltage at the fixed frequencies has sufficiently high sensitivity to winding deformation and faults.

Keywords
Transformers, diagnosis of defects, winding, frequency responses, frequency-response analysis, phase parameters

References
1. Khrennikov A.Yu. *Osnovnye prichiny povrezhdeniya obmotok silovykh transformatorov napryazheniem 110–500 kV v protsesse ekspluatatsii* [Main causes of damage to the power transformer with voltage of 110-500 kV during operation]. Industrial power engineering, 2006, issue 12, pp. 12–14.
2. L'vov M.Yu., L'vov Yu.N., Dement'ev Yu.A., Antipov K.M., Surba A.S. and others. *O nadezhnosti silovykh transformatorov i avtotransformatorov elektricheskikh setey* [On reliability of power transformers and autotransformers of electrical networks] Elektricheskie stantsii, 2005, issue 11, pp. 69–75.
3. L'vov M.Yu. *Analiz povrezhdaemosti silovykh transformatorov* [Analysis of damageability of power transformers]. Electricity, 2010, issue 2, pp. 27–31.
4. A.I. Lur'e. *Elektrodinamicheskaya stoykost' transformatorov i reaktorov pri korotkikh zamykaniyakh* [Electrodynamic withstandability of transformers and reactors at short-circuits]. M.: Znak, 2005, 420 p.
5. Larin V.S., Volkov A.Yu. *O lokalizatsii vnutrennikh korotkikh zamykaniy v obmotkakh silovykh transformatorov s pomoshch'yu chastotnogo analiza reaktsii* [Localization of internal short circuits in power transformer windings using frequency-response analysis]. Electro. Electrical engineering, electrical, electrotechnical industry. 2015, issue 6. pp. 13–20.
6. Volkov A.Yu., Drobyshevski A.A., Larin V.S., Matveev D.A., Drobyshevski S.A. Interpretation of Results of Diagnostics of Power Transformers by Using the Frequency Response Analysis. CIGRE Session, 2016, Paris, France.
7. Larin V.S. Internal short-circuits faults localization in transformer windings using FRA and natural frequencies deviation patterns. CIGRE Study Committee A2 COLLOQUIUM, 2017, Cracow, Poland.
8. Larin V.S., Matveev D.A. Analysis of transformer frequency response deviations using white-box modelling. CIGRE Study Committee A2 COLLOQUIUM, 2017, Cracow, Poland.
9. Zavidey V.I., Milovanov S.V. *Kompleksnyy podkhod v operativnoy diagnostike elektricheskikh mashin* [Integrated approach operational Diagnostics of electrical machines]. Exposition Oil Gas, 2012 issue 5, pp. 121–124.
10. Zavidey V.I., Milovanov S.V. *Metody i sredstva operativnoy diagnostiki elektricheskikh mashin* [Methods and tools for operational Diagnostics of electrical machines]. Controls. Diagnostics, 2012, issue 4, pp. 72–78.
11. Osotov V.N., Rushchinskiy V.N., Rushchinskiy V.V., Smyslov V.P., Ul'yanov A.M. *Otsenka mekhanicheskogo sostoyaniya obmotok krupnykh transformatorov bez ikh razborki* [Mechanical winding condition assessment of large transformers without disassembling]. Electric power stations, 2003, issue 6, pp. 51–57.
12. DL/T 911–2004 Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers. The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China. 2005.
13. Zavidey V.I., Krupenin N.V., Van'kov S.M., Pechenkin V.I., Kalanchin S.V. *Kriteriy Kolmogorova-Smirnova i vozmozhnosti ego primeneniya v diagnostike elektrooborudovaniya metodami IK-termografii* [Criterion Kolmogorov-Smirnov and the possibility of its application in the diagnosis of electrical equipment by IR-thermography]. Vestnik RAEN, 2012.

ГРУППА КОМПАНИЙ

ВЗЛЕТ

ТОЧНОСТЬ БЕЗ КОМПРОМИССОВ

Учет в нефтедобывающей отрасли

www.vzljot.ru
8 800 333 888 7

Измерительные приборы и устройства «Ирга» от компании «ГЛОБУС»

ООО «ГЛОБУС» — это коллектив квалифицированных специалистов, которое с 1989 года разрабатывает и выпускает полный комплекс решений расходометрии для измерения расхода газов, пара, жидкостей и тепловой энергии. Нельзя сказать, что компания располагает огромными производственными мощностями, но при этом среди заказчиков нашей продукции такие гиганты, как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Газпромнефть», Госкорпорация «РОСКОСМОС» и другие крупнейшие корпорации.

Сегодня наши приборы, которые входят в линейку устройств под фирменной маркой «Ирга», работают на объектах по всей территории страны от Камчатки до Калининграда, а также за рубежом — в Азербайджане, Беларуси, Казахстане, Туркменистане, Узбекистане, Украине и других странах.

Кроме типовых приборов, наши специалисты способны разработать проект по индивидуальному заказу и исполнить его на высочайшем уровне, предложив интересное инженерное решение, оптимальное для предприятий газовой, нефтяной, нефтехимической и других отраслей.

В этой статье мы расскажем о новой разработке предприятия — ультразвуковом расходомере газа «Ирга-РУ», подборе материалов для расходомеров, измеряющих расход агрессивных и криогенных сред и об эталонной поверочной установке «Ирга-ПУ».

Ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ»

Среди новых решений ООО «ГЛОБУС» можно отметить промышленный ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ». Это устройство было внесено в Государственный реестр средств измерения всего полгода назад — в феврале 2018 года.

Разработку именно ультразвукового устройства можно считать закономерным ответом на насущные потребности рынка. Ультразвуковые расходомеры совмещают в себе все преимущества вихревых и струйных расходомеров: высокую точность измерений, широкий динамический диапазон, низкую инерционность, отсутствие дополнительно вносимых потерь давления и простую конструкцию.

Кроме того, наряду с вихревыми и струйными расходомерами, ультразвуковые расходомеры в большинстве задач успешно заменяют ротационные и турбинные расходомеры, а потому сегодня они находят все более широкое применение в различных областях промышленности.

Принцип действия ультразвукового расходомера «Ирга-РУ» основан на времяимпульсном методе измерения расхода газа. Ультразвуковые колебания, создаваемые пьезоэлементами (установленными в корпусе расходомера под углом к направлению потока), направляются по потоку газа и против него. Разность времени прохождения Δt ультразвуковыми импульсами расстояния между излучателем и приемником по потоку и против потока пропорциональна скорости потока. Скорость ультразвука в среде зависит от физико-химических свойств этой среды: температуры, давления и пр. При этом она значительно больше скорости среды, так что действительная скорость ультразвука в движущейся среде мало отличается от скорости в неподвижной среде. Величина Δt даже при скоростях потока порядка 10 м/с составляет

доли микросекунды, при том что погрешность измерения не должна превышать нескольких наносекунд.

Эти обстоятельства обусловливают необходимость применения сложных электронных схем в сочетании с микропроцессорной техникой, которые способны скомпенсировать влияние перечисленных факторов.

Конструктивно расходомер состоит их трех блоков:

- первичного преобразователя расхода «Ирга-РУП», представляющего собой корпус со встроенными в него ультразвуковыми приемопередатчиками;
- электронного блока «ВР-100 РУ», который осуществляет управление ультразвуковыми приемопередатчиками, а также принимает, обрабатывает, преобразует и транслирует в вычислительное устройство сигналы, содержащие в том числе информацию о времени распространения ультразвуковых импульсов, по которой рассчитывается объемный расход газа в рабочих условиях (по формуле, приведенной в ГОСТ 8.611-2013);
- блока питания «Ирга-БП» со встроенным барьером искрозащиты (применяется в случае необходимости установки расходомера во взрывоопасных зонах и обеспечения взрывозащищеной цепи. Если такая необходимость отсутствует, питание расходомера осуществляется от источника постоянного тока с напряжением 5–24 В (возможно питание от литиевой батареи или от токовой петли протокола HART).

По типу выходного сигнала расходомер имеет следующие исполнения:

частотный, числоимпульсный, унифицированный токовый, цифровой (по протоколам: Modbus RTU, UART, HART). Кроме того, расходомер «Ирга-РУ» отличается превосходной защитой от несанкционированного доступа, его конструкция исключает возможность неправомочного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Специалисты нашей компании разработали собственные схемы управления работой пьезоэлектрических приемопередатчиков, а также создали новые оригинальные алгоритмы обработки поступающих от них сигналов.

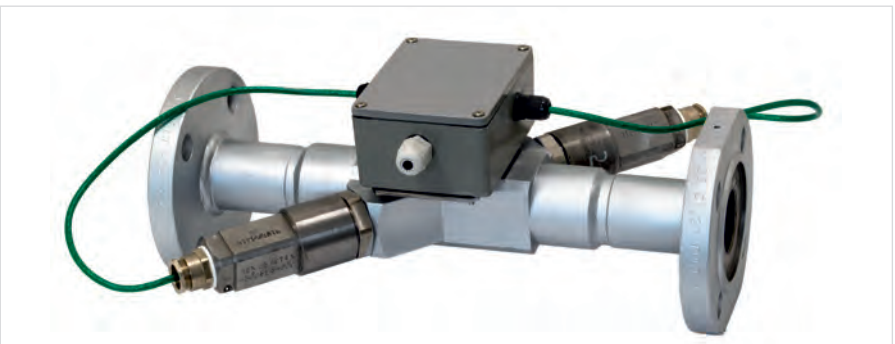
Это позволило:

- существенно расширить динамический диапазон измерения расхода газа (до 1:2000);
- повысить точность измерений до 1%;
- использовать расходомеры «Ирга-РУ» на трубопроводах практически любого диаметра;
- измерять расход разнообразных по физико-химическим свойствам
- газовых сред;
- проводить измерения с большой скоростью, в широком диапазоне
- температур и давлений;
- избежать внесения в трубопровод дополнительных потерь давления;
- расширить число исполнений расходомеров для применения в различных условиях и отраслях промышленности.

При этом «Ирга-РУ» обладает достаточно простой конструкцией, и для его установки не требуется длинного прямого участка трубы (при Ду 25–200 мм).

Еще одним инновационным решением стала освоенная специалистами предприятия технология нанесения антиадгезионного покрытия на внутренние стенки расходомера, что позволяет предотвратить налипание твердой фракции измеряемой среды. Благодаря этому удалось увеличить точность измерений и межповерочный интервал.

Вообще, тщательный подбор покрытий и материалов для расходомеров, подразумевающий исследование, изучение их свойств, тестирование в разных условиях и средах



Промышленный ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ»

— отдельная и важная сфера деятельности компании «ГЛОБУС», о которой мы расскажем подробнее.

Материалы для производства расходомеров

У каждого измерительного устройства существует ряд измеряемых сред, работа с которыми для него нежелательна, в виду агрессивности этих сред к материалам, из которых изготовлены контактирующие с ними детали и узлы измерительного устройства. Наши расходомеры не исключение.

Однако благодаря тщательно продуманному подходу при выборе материалов для составных частей расходомеров нового поколения — вихревого «Ирга-РВ», ультразвукового «Ирга-РУ», струйного «Ирга-РС» — перечень агрессивных и криогенных сред, с которыми эти устройства могут работать, постоянно расширяется.

Сегодня при производстве расходомеров применяются материалы не только из нержавеющей стали, но и из сплавов хастеллой (Hastelloy). Эта группа сплавов на основе никеля имеет высокую стойкость к коррозии, поэтому их применяют для обеспечения эффективной работы при высоких температурах и давлениях, а также в условиях контакта с агрессивными веществами.

В настоящее время наша компания производит и поставляет расходомеры для работы как с агрессивными средами (хлором, серной и соляной кислотами и т. д.), так и с криогенными средами (сжиженный кислород и др.) Например, специально для измерения расхода криогенных жидкостей (сжиженный водород, сжиженный кислород, сжиженный азот) были разработаны пьезодатчики, действующие при температуре -240 °С. Электроника этих расходомеров позволяет длительное время выдерживать естественную радиацию в открытом космосе.

Выпуск расходомеров для криогенных сред неслучаен. Доля сжиженных углеводородных газов (СУГ) в мировом производстве энергии постоянно растет, поэтому вопросы работы измерительного оборудования в условиях криогенных температур становятся все более насущными. СУГ хранят и транспортируют в жидком виде под давлением создаваемым собственными парами газа. Это свойство делает СУГ удобным источником снабжения топливом коммунально-бытовых и промышленных потребителей, так как 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. Однако при этом доставка сжиженного газа потребителю — очень сложный и трудоемкий процесс, во время которого необходимо производить учет объема и массы перевозимого продукта.

Приборы компании «ГЛОБУС» исключительно надежны и безотказны, что подтверждается их успешной работой на многих крупных предприятиях по добыче, транспортировке и хранении углеводородов.

Эталонная поверочная установка «Ирга-ПУ»

Как уже упоминалось, комплексный подход в расходометрии подразумевает наличие собственных поверочных стендов. ООО «ГЛОБУС» — не только производитель расходомеров, но и разработчик эталонных поверочных установок «Ирга-ПУ», которые применяются для всех видов деятельности: разработки новых типов расходомеров, их калибровки, поверки и государственных испытаний. «Ирга-ПУ» — это целая серия поверочных установок различного типа. Это обусловлено не только многообразием испытуемых приборов (стенд предназначен для вихревых, струйных, турбинных, ротационных, ультразвуковых и прочих расходомеров, а также для поверки бытовых счетчиков газа), но и тем, что каждая разновидность поверочных установок имеет свои достоинства и недостатки, поэтому для каждой задачи нужно подбирать оптимальный вариант.

Эталонная поверочная установка «Ирга-ПУ»

Поверочные установки делятся на три типа:

- стенды с эталонными расходомерами;
- стенды с критическими соплами;
- стенды с колокольными установками.

Наша компания выпускает установки первых двух типов, рассчитанные на широкий диапазон расходов (от 0,016 м³/ч до 16000 м³/ч), на любые диаметры, и, как уже указывалось, на различные типы расходомеров.

Принцип действия стенда с эталонными расходомерами «Ирга-ПУ» (Л1) состоит в следующем: воздушный поток, создаваемый вентилятором, проходит через испытуемый расходомер и два эталонных расходомера. Дальше расход воздуха, проходящий через испытуемый расходомер, определяется по специальной формуле, в которой учитывается абсолютное давление и объемный расход в эталонных расходомерах, а также другие величины. Сигналы от всех расходомеров и датчиков, установленных на стенде, поступают в автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и обрабатываются с помощью встроенного программного обеспечения.

К достоинствам стендов с эталонными расходомерами можно отнести:

- низкое электропотребление;
- пониженный уровень шума;
- возможность работать в широком диапазоне температур измеряемого воздуха.

Однако такая поверочная установка имеет класс точности 0,3, не самый высокий из всех возможных.

Стенд с критическими соплами «Ирга-ПУ» (Л2) имеет другой принцип действия. Движение воздуха по стенду создается за счет вакуумного насоса. Величина расхода воздуха определяется за счет подбора критических сопел, включенных в нужном количестве. Какие сопла включать для задания конкретного расхода, сообщает АРМ оператора. Задаваемый расход вычисляется программным обеспечением АРМ с помощью формулы, в которой учитывается перепад давления между испытуемым расходомером и соплами, температура по Кельвину, расходы в испытуемом расходомере и соплах и другие величины.

Стенду с критическими соплами обычно отдают предпочтение, когда необходимо сократить время поверки (калибровки) расходомеров и счетчиков, что бывает важно при большом количестве поверяемых приборов. Его класс точности также составляет 0,3.

Наиболее точными являются колокольные установки, класс точности которых составляет 0,15 и меньше. Этот тип установок Компания «ГЛОБУС» пока не производил, но, если поступит заказ, специалисты компании готовы его разработать.

ООО «ГЛОБУС»

г. Белгород
тел.: +7 (4722) 31-3376
e-mail: globus@irga.ru
сайт: irga.ru

Прибор безопасности АЗК
для кранов-трубоукладчиков

Специализируясь на разработке и производстве микропроцессорных многофункциональных систем защиты с 1990 г., в настоящее время НПП «Резонанс» является первым предприятием в России, разработавшим приборы безопасности для комплектации серийно выпускаемых кранов-трубоукладчиков. На сегодняшний день основными потребителями являются: Челябинский тракторный завод, Четра (ОАО «Промтрактор», г. Чебоксары), ДСТ-Урал, Березовский ремонтно-механический завод» (г.Березовский), Liebherr и др.

Компания «Резонанс» имеет огромный опыт экспортных поставок приборов безопасности в такие страны, как Литва, Бразилия, Египет, Болгария и др.

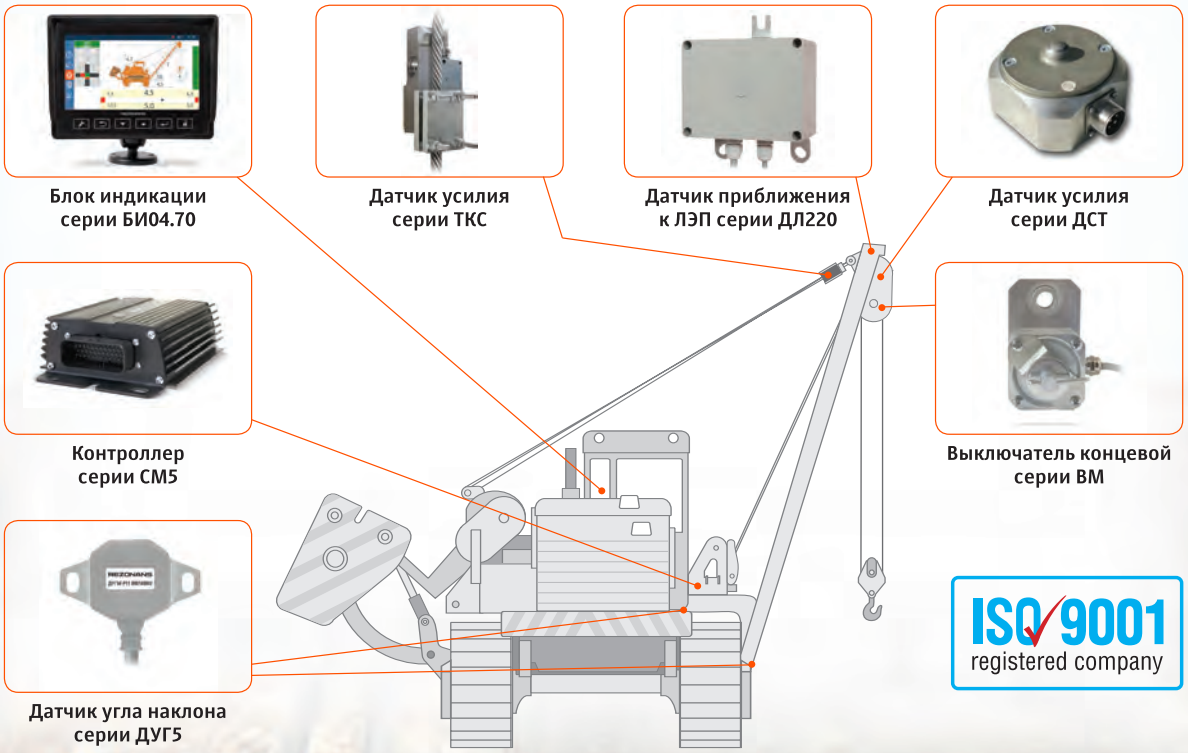
Прибор безопасности АЗК предназначен для защиты трубоукладчика от перегрузок и опрокидывания при подъеме груза, для измерения и отображения информации о фактической массе поднимаемого груза и предельной грузоподъемности, о степени загрузки трубоукладчика и величине вылета, угле наклона стрелы и высоте подъема ее оголовка, углах продольного и поперечного наклонов базового трактора.

Устанавливается на краны-трубоукладчики различной грузоподъемности с механическим, гидравлическим приводом стрелы на гусеничном или пневмоколесном ходу.

Основные преимущества выпускаемых приборов безопасности АЗК производства НПП «Резонанс»:

- удобное представление информации с отображением всех основных параметров на графическом ЖК- дисплее;
- регистратор параметров с часами реального времени и считыванием данных с помощью USB;
- простота настройки: для точной настройки определения грузоподъёмности в ряде случаев достаточно одного эталонного груза;
- простота установки и замены датчиков: стыковка блоков и датчиков производится отдельными соединительными жгутами.

Деятельность компании «Резонанс» в области разработки, производства и обслуживания приборов безопасности сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 9001.



ISO 9001 registered company

REZONANS

ООО НПП «Резонанс»
454119, Россия, г. Челябинск,
ул. Машиностроителей, д.10-Б
Тел./факс: +7 (351) 222-47-77
www.rez.ru; e-mail: rez@rez.ru

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

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 4–6 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

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 учёных из России и СНГ.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
Ялта, 10–14 сентября TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

конференция **БИТУМЫ И ПБВ 2018**
Москва, 11 сентября
CREONENERGY.RU

Обсуждение состояния и перспектив битумной отрасли на специализированной деловой конференции.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 11–14 сентября
VCUDMURTIA.RU

В рамках проекта «Время бизнес-встреч» участники смогут провести личные презентации и переговоры с представителями крупных промышленных предприятий Удмуртии.

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 учёных, потребителей и производителей трубной продукции.

конференция и выставка **GTCC 2018**
Москва, 17–18 сентября
EUROPETRO.RU

"Газ и химия" — на мероприятии будут освещены различные технологии подготовки природного газа и его переработки в более ценные продукты нефтехимии, химии и топлив.

конференция и выставка **RPTC 2018**
Москва, 18–19 сентября
EUROPETRO.RU

"Технологии нефтехимии" — обсуждение технологических задач, инноваций и решений, которые окажут влияние на развитие нефтехимической промышленности региона.

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 и выставка **RRTC 2018**
Москва, 20–21 сентября
EUROPETRO.RU

"Технологии нефтепереработки" — практические примеры последних реализованных технологических разработок, информация о проектах и планах развития нефтеперерабатывающих компаний.

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.

конференция **ГРП В РОССИИ: ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ**
Калининград, 25–27 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.

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**
Чэнду, 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 **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.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 8–9 ноября
CTTIMES.ORG

Старейший в России профессиональный форум для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных услуг и производителей оборудования.

выставка и конференция **ADIPEC**
Абу-Даби, ОАЭ, 12–15 ноября
ADIPEC.COM

Выставка нефтяной и газовой промышленности представит последние научные исследования и инновационные решения и услуги во всех секторах промышленности.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ-2018**
Нижневартовск, 14–15 ноября
SES.NET.RU

Выставка дает уникальную возможность участникам продемонстрировать свои достижения, представить свою продукцию на рынке одного из самых быстроразвивающихся регионов России.

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

Реклама

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ufi Approved International Event

Российский союз выставок и ярмарок

Expo Rating

ГАЗ. НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка

21-24 МАЯ УФА 2019

ВДНХ ЭКСПО

Зарегистрироваться на Форум, забронировать стенд
WWW.GNTEXPO.RU

Порядка 400 участников из 16 стран мира ежегодно

Свыше 12 000 посетителей из 45 регионов России

Свыше 500 спикеров 30 деловых мероприятий

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

+7 (347) 246 41 77
+7 (347) 246 41 93
gasoil@bvkexpo.ru

gazneftufa
@gazneftufa
#газнефтьуфа
#газнефтьтехнологии
#гнт

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

Тринадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ"

Новый Уренгой 20–21 марта 2019

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

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

15 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

12 сентября 2019 | 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

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

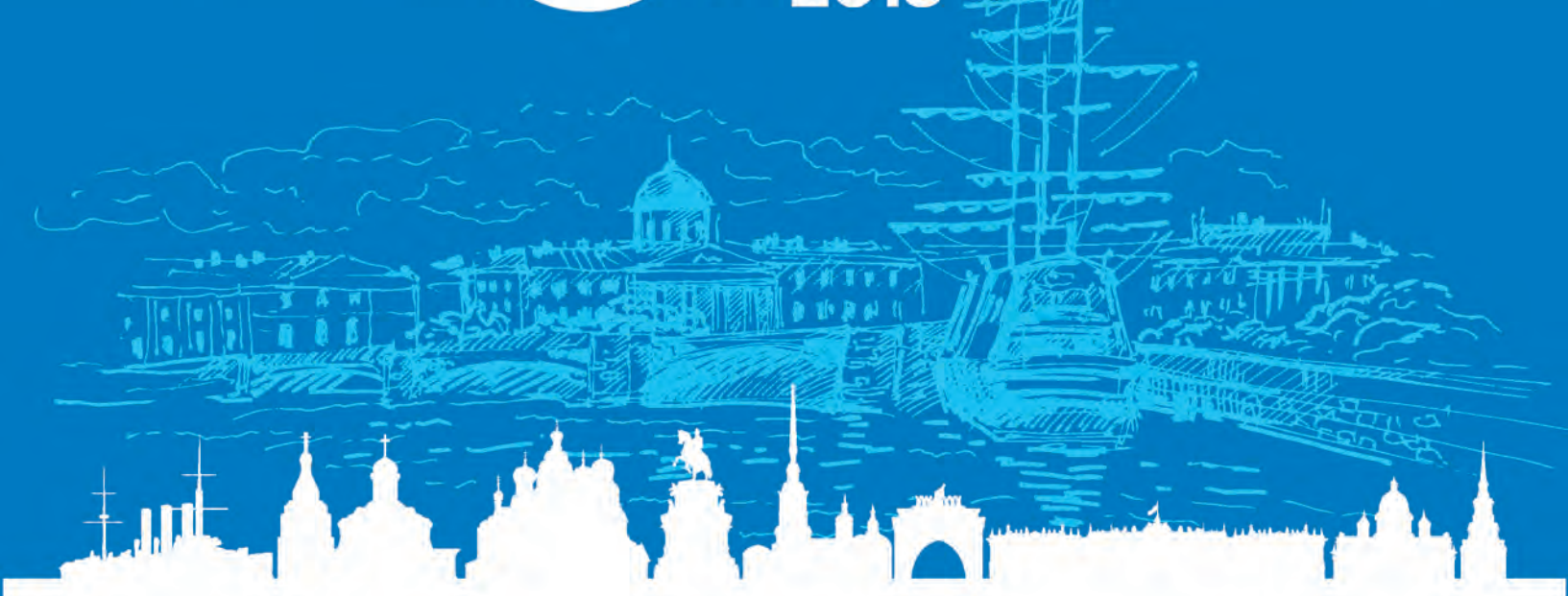
ПРИ УЧАСТИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

GF St. Petersburg Gas Forum

2–5 ОКТЯБРЯ 2018



VIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР

ГАЗПРОМ

ПАРТНЁР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ

Energy Delta Institute
Energy Business School

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ПАРТНЁРЫ

OMV, uniper, Комита, Газпромбанк, Газпром Автоматизация, Трубная металлургическая компания, ГМС Группа, Группа ЧТПЗ, Объединенная металлургическая компания, Газпром Газораспределение, Газпром Газораспределение Салават, Салаватнефтемаш, Салаватский Катализаторный Завод, АНТ

GAS-FORUM.RU

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

+7 (812) 240 40 40
(доб. 2168, 2122)
gf@expoforum.ru

18+

Atyrau Oil&Gas
Kazakhstan

Atyrau Oil&Gas

18-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

9-11 апреля 2019

Казахстан, Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE GROUP
Iteca

При поддержке

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

Российская Энергетическая Неделя 2018

Международный форум

rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС

3–6 Октября

Москва,
ЦВЗ «Манеж»

Реклама 6+

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco