№4 (77) СЕНТЯБРЬ 2020

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ГАЗПРОМ

Формирование аллювиальной системы на юго-западе Сибирской платформы

ТАТНЕФТЬ

Пространственная взаимосвязь геофизических параметров с залежами углеводородов

ТМС ГРУПП

Производство оборудования и более 1000 решений для нефтесервиса

тмс-групп.рф

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности.

Дорогие партнеры и коллеги!
Примите наши искренние поздравления
с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Желаем, чтобы ваш труд всегда был по достоинству оценен. Чтобы работа приносила желанные плоды, давала результаты и была в удовольствие.

Пусть никакая в мире стихия не собьёт Вас с намеченного пути, а любые глубины открывают перед Вами свои недра!

Личного счастья, отменного здоровья, радужных перспектив и много энергии на достижение всех жизненных целей!

С большим уважением, всегда Ваш,
Морозовский Химический Завод

Успех в борьбе с коррозией возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
более 20-25 лет

СТОЙКОСТЬ К УФ
покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ
от 196 до 700°С

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ
высокие электроизоляционные свойства

НАНЕСЕНИЕ
от -30°С

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ
класс пожарной опасности КМ1, покрытие трудногорючее, не распространяет пламя

АРМОКОТ
ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОФАЙЕР
ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

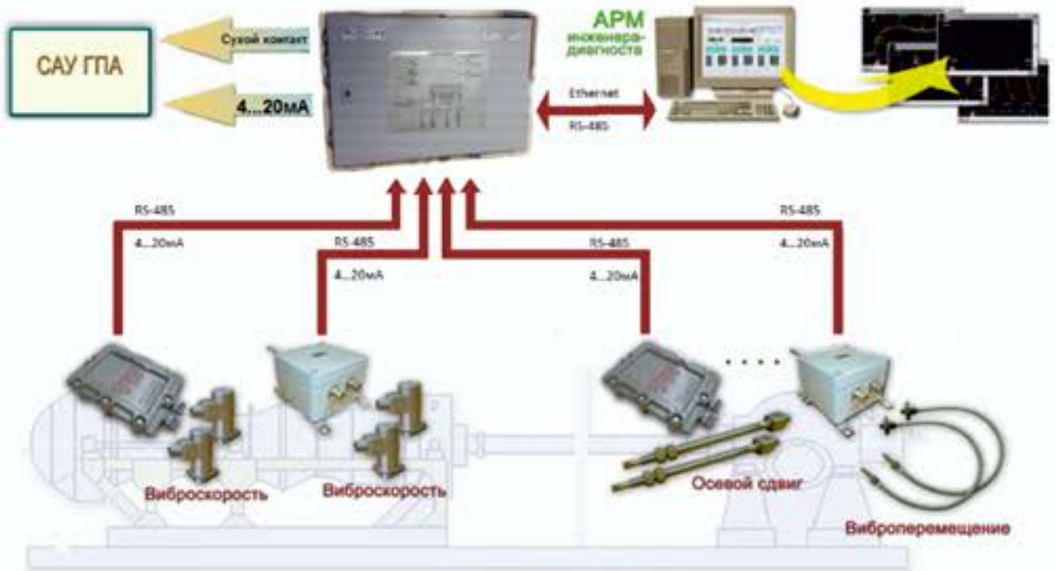
АРМОТАНК
ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АО «Морозовский химический завод», пос. им. Морозова, Ленинградская обл., Всеволожский район, ул. Чекалова, д. 3.
Тел.: (81370) 35-136, info@tdmhz.ru

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Комплексы виброконтрольные КВ-А



Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчики перемещения ДП-И

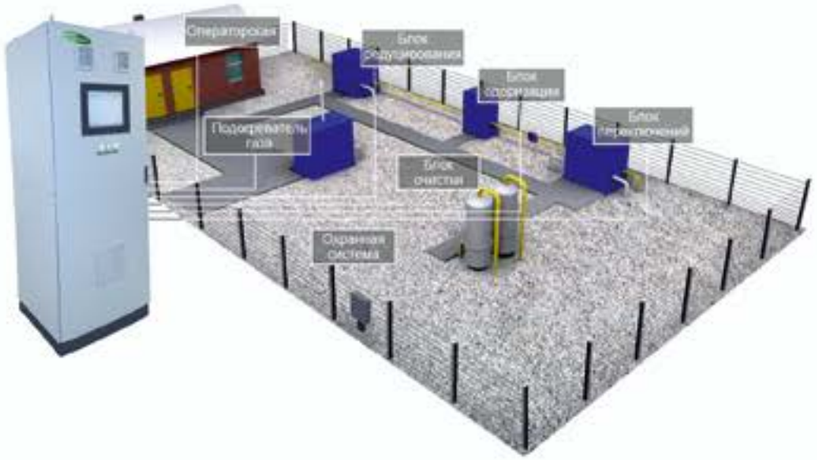
Датчик виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Датчик виброскорости ДИВ

Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15
(блочное исполнение для любых типов ГРС)

АСОГ ИЦФР.423314.001...-06
(на замену капельницы для любых типов ГРС)

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

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

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15
Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45
E-mail: director@volgogaz.com

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

15 Р.А. Мударисова, Ю.В. Волков, Б.В. Успенский, О.Ю. Андрушкевич. Изучение оолитовых карбонатов раннеказанского возраста Восточного борта Мелекесской впадины

22 О. В. Постникова, Е. С. Изъюрова, О.А. Зуева, И. В. Горлов, А. С. Смирнов. История формирования ранневендской аллювиальной системы на юго-западе Сибирской платформы

27 Ликвидация аварийных разливов нефти. Новые технологии. Норильский опыт применения

28 Бережливое производство как точка роста ГК «Некст Трейд»

30 С.А. Пунанова, М.В. Родкин, Т.А. Рукавишникова. Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа

ОБОРУДОВАНИЕ

Технология

36 «Авангард Нефтесервис»: Внутрискважинный вертлюг снижает силу трения при спуске и гарантирует достижение конечного забоя

37 Е.Е. Андреева, А.С. Борисов, Н.А, Докучаева, М.Я. Боровский, А.В. Валеева, С.Е. Валеева. О пространственной взаимосвязи геофизических параметров с залежами углеводородов в нижних этажах осадочного чехла западного склона Южно-Татарского свода

Диагностика

42 НПП «Метакон»: Применение прибора «Ультраскан-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

Оборудование

44 Многофункциональные установки подготовки газа «ЭНЕРГАЗ»: опыт надежной эксплуатации

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (77) сентябрь 2020

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА
УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул.Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (8552) 92-38-33

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212

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 08-20/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 02.09.2020
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

50 А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, В.С. Баканеев, Г.Ю. Коробов. Определение технологических параметров тепловой обработки скважины через полые штанги глубинно насосного оборудования

56 Анвар Яруллин, Директор УК ООО «ТМС групп»: «Мы помогаем Заказчику повысить эффективность бизнеса, предоставляя сервис, продукцию и технологии высокого уровня»

Промышленная безопасность

58 О. Гутшмидт, А. Зернов. AS Arbeitsschutz GmbH. История появления Nitras, крупнейшего в Германии производителя защитных перчаток, спецодежды и СИЗ.

60 М.Б. Полозов, С.Г. Зайникаев, С.Ю. Борхович. Анализ эффективности барьерного заводнения на Киенгопском месторождении

ПЕРЕРАБОТКА

Химия

64 ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»: формула лидера

66 Р.Ф. Мюллер, В.В. Игнатьев, А.М. Петунин, С.Г. Пасынков. Трубный кокс: фактор снижения производительности

КИПИА

Оборудование

71 АО «Подольский завод электромонтажных изделий» — крупнейшее электротехническое предприятие Московской области, которое работает с 1957

Автоматизация

72 АДКУ 4.0: Решение масштабных задач АСУ ТП. Общая информация, обзор новых возможностей.

74 С. В. Евсеев. Решение задач раннего обнаружения нештатных событий на линейной части многониточного магистрального газопровода средствами системы линейной телемеханики

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Ерофеев К.А. / 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
Рябинина И.В. / irina@expoz.ru

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.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
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н
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.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Николаев А.В. — д.ф-м.н, член-корреспондент РАН
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шехтман Г.А. — д.т.н.
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

Искренне поздравляем всех работников нефтяной и газовой промышленности с профессиональным праздником!

Бежецкому заводу "Автоспецоборудование" — 100 лет
Мы бережно храним традиции отечественного производства, помним, благодаря кому предприятие выстояло в трудные годы, а впереди у нас целая жизнь новых возможностей.
От всего сердца также поздравляю всех сотрудников завода с большим юбилеем!

Российские винтовые компрессоры
от завода с вековой историей

- широкий диапазон мощностей от 5,5 до 200 кВт
- комплектующие известных мировых брендов
- качественный уровень проектирования и производства
- низкие затраты на монтаж и обслуживание
- низкий уровень шума
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО» 171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5-65-12
8 (4822) 73-41-17

АСО БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

CONTENT

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

15 Raushaniia A. Mudarisova, Yuri V. Volkov, Boris V. Uspenskiy, Oleg Y. Andrushkevich, Anna G. Baranova. Lowel Kazan oolite carbonates research on the Eartern side of the Melekess depression on the Tatarstan Republic

22 Olga V. Postnikova, Elena S. Iz'yurova, Olga A. Zueva, Ivan V. Gorlov, Alexander S. Smirnov. The history of the formation of the early Vendian alluvial system in the southwest of the Siberian platform

30 Svetlana A. Punanova, Mikhail V. Rodkin, Tatyana A. Rukavishnikova. Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis

Geophysics

37 Evgeniya E. Andreeva, Anatolij S. Borisov, Nina A. Dokuchaeva, Mihail Ya. Borovsky, Anna V. Valeeva, Svetlana E. Valeeva. Spatial relationship of geophysical parameters with hydrocarbon deposits in lower floors of sedimentary cover of western slope of South Tatar vault

EXPLOITATION

Mining

50 Aleksandr V. Lekomtsev, Pavel Y. Ilyushin, Vitalii S. Bakaneev, Grigorii Y. Korobov. Determination technological parameters of wellbore heat treatment for a deep pump with hollow rods

60 Michail B. Polozov, Sergey G. Zaynikaev, Sergey Y. Borchovich. Analysis of efficiency of barrier flooding of Kiengopskoe field

PROCESSING

Chemistry

66 Ryan F. Muller, Vladimir V. Ignatev, Sergei G. Pasynkov. Coke formation in pyrolysis furnace tubes: reduced productivity factor

Automation

74 Sergey V. Yevseyev. Problem solving for emergency early detection at gas-main multi-pipeline linear part by linear telemechanics systems

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
4 (77) september 2020

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (8552) 92-38-33

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str.,
Suite 212

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

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

WEBSITE:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Kirill Erofeev / general@runeft.ru

DESIGNERS:
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
Irina Ryabinina / irina@expoz.ru

DIRECTORATE:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

ISSUE DATE: 02.09.2020

CIRCULATION: 1 000 copies

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Ph.D.
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Isaev A.A. — Ph.D.
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Ph.D.
Kemalov A.F. — Sc.D., professor
Kemalov R.A. — Ph.D.
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Lukyanov O.V.
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Telyashev E.G. — Sc.D., professor
Shekhtman G.A. — Sc.D.
Shuster V.L. — Sc.D., professor

Уважаемые работники и ветераны нефтяной и газовой промышленности, дорогие друзья!

Поздравляю вас - работников нефтяной и газовой промышленности, ветеранов отрасли - с профессиональным праздником!

В этом году мы отмечаем День нефтяника в необычных условиях. Глобальная пандемия стала проверкой на прочность для мировой экономики и ее важной части — топливно-энергетического комплекса. Ограничительные меры, введенные для борьбы с распространением коронавирусной инфекции, привели к резкому сокращению потребления энергоресурсов и цен на них, спровоцировали жесткую конкуренцию между поставщиками. Сейчас, по прошествии почти полугода, можно с уверенностью сказать, что российская энергетика достойно выдержала испытания, продемонстрировав устойчивость и высокую адаптивность.

Мы еще раз убедились: сохранить ведущие позиции на мировых энергетических рынках компании ТЭК могут только путем повышения эффективности, ускорения технологического развития. Именно стимулирование научно-технологического потенциала, создание и освоение передовых технологий, цифровая трансформация определены в качестве приоритетных направлений развития Энергетической стратегией России на период до 2035 года, утвержденной Правительством России в июне этого года.

Хороший задел для технологического развития уже создан. В нефтегазовой отрасли реализуются масштабные проекты по высокотехнологичной добыче и транспортировке сырья, продолжается работа по обеспечению технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности, инновационному развитию, цифровой трансформации. Продолжается устойчивый рост доли отечественной продукции в закупках крупнейших компаний российского ТЭК, реализация целого комплекса важных для экономики «дорожных карт» по развитию отечественного ТЭК, в том числе Национальной технологической инициативы. Один из трендов этого года - переход в сферу online взаимодействия нефтегазовых компаний с поставщиками и потребителями.

Отмечу решения для развития сектора сжиженного природного газа. Экспорт российского СПГ с 2009 года вырос более чем в 4,5 раза, и мы надеемся, что к 2025 году на долю нашей страны будет приходиться 15 % мирового рынка СПГ. Эти планы отечественные компании подкрепляют активным развитием собственных технологий и оборудования.

Приведенные примеры — малая часть масштабного технологического развития нефтегазовой отрасли. Вы — инициаторы и движущая сила этих важных процессов, имеющих решающие значение для будущего страны. Компетенции, наработанные вами в непростых условиях, постоянная готовность совершенствовать свое мастерство, традиции отрасли составляют прочную основу для дальнейшего развития, дают уверенность в выполнении поставленных задач. Хочу поблагодарить каждого за вклад в достижения российского ТЭК, труд и талант.

Желаю вам, дорогие коллеги, новых свершений, бодрости духа, благополучия и крепкого здоровья!

Министр энергетики Российской Федерации
Александр Новак

Дорогие партнеры и коллеги! С Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Уважаемые нефтяники, буровики, газовики и все работники нефтяной, газовой и топливной промышленности, от чистого сердца поздравляем Вас с профессиональным праздником!

День нефтяника – это праздник мужественных и сильных духом людей. Благодаря вашей высокой квалификации, внутренней дисциплине и выдержке российская энергетика сегодня, даже несмотря на все трудности возникшие в этом году, динамично развивающаяся отрасль, которая влияет на смежные сферы промышленности!

Мы глубоко убеждены, что вместе с вами сможем преодолеть все невзгоды: ведь единство, чуткое отношение к своим партнерам и взаимовыручка — это те ценности, которые нас объединяют.

Желаем доброго здоровья, новых трудовых достижений, мира и благополучия вам и вашим близким!

Всегда рады и открыты сотрудничеству с вами.

С большим уважением, всегда ваша, компания «Эластопласт».

Директор по развитию ООО «Эластопласт» Руслан Ничков

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

Дорогие работники и ветераны нефтяной и газовой промышленности!

От чистого сердца поздравляем Вас с профессиональным праздником!

Этот праздник имеет особое значение для Российской Федерации, так как основу нашей национальной экономики составляет топливно-энергетический комплекс. От вашей работы во многом зависит стабильное функционирование электростанций, заводов и фабрик, движение поездов, самолётов и автомобилей. И благодаря вам наша страна и в нынешних непростых экономических условиях остаётся надёжным поставщиком газа и нефти.

Наше научно-производственное предприятие ООО «Датчики и системы» является разработчиком и поставщиком датчиков и технологической аппаратуры, в том числе и для предприятий нефтегазовой отрасли. Мы уверены, что плодотворное сотрудничество в этой сфере промышленности позволит повысить результативность работы и заложит основу для дальнейшего развития.

Желаем вам новых свершений, трудовых высот, здоровья и благополучия!

С большим уважением, директор
научно-производственного предприятия
ООО «Датчики и системы»
Олег Шатуновский

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

Уважаемые партнеры!

Искренне рад приветствовать вас от имени Научно-производственного предприятия «Нефтехимавтоматика». Поздравляю вас с профессиональным праздником — Днем работника нефтяной и газовой промышленности!

Наш завод в г. Киреевск Тульской области с 2013 года производит регулирующую и запорную трубопроводную арматуру, используемую для управления жидкими и газообразными потоками рабочей среды, в том числе агрессивными (нефти, нефтепродуктов, газа, химпродуктов, кислот и щелочей любых концентраций).

Производственная линейка завода: Клапаны стальные запорно-регулирующие серии НХА-КЗР, регулирующие серии НХА-КР, отсечные (запорные) серии НХА-КО/КЗ диаметром от 10 до 400 мм; давлением от 16 до 320 кг/см2; Мембранные-исполнительные механизмы серии НХА-МИМ.

Конструкторское и технологическое бюро нашего предприятия, в тесном взаимодействии с заказчиками, предлагает инновационные решения для управления особо агрессивными рабочими средами в сложных условиях эксплуатации (антикавитационное, антишумовое, высокотемпературное, криогенное исполнения клапанов).

Производственная площадка успешно прошла технический аудит крупнейших предприятий ТЭК России.

Наличие складской программы — срок отгрузки клапанов складской программы до 60 дней.

Предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Выпускаемая продукция сертифицирована в соответствии с ТР ТС 010, 012, 032. Изделия имеют сертификаты сейсмостойкости.

Наша задача — производить высокотехнологичную продукцию, соответствующую современным требованиям: химической, нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности. В настоящее время наша продукция не уступает по техническим характеристикам и качеству аналогичной продукции импортного производства. Наше преимущество — меньший срок изготовления и стоимость производимого оборудования.

Будем рады вашему визиту на производственную площадку нашего предприятия — мы открыты для долговременного сотрудничества!

С уважением,
Учредитель компании «Нефтехимавтоматика»
Калугин Виктор Викторович

Нефтехимавтоматика
Производство трубопроводной арматуры

ООО НПП «Нефтехимавтоматика»
Тульская область, г. Киреевск, ул. Тесакова 9-Г
www.nhavtomatika.ru
zakaz@nhavtomatika.ru
8 800 350-65-67, +7 495 255-18-55

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10088

УДК 551 | Научная статья

Изучение оолитовых карбонатов раннеказанского возраста Восточного борта Мелекесской впадины

Р.А. Мударисова[1], Ю.В. Волков[1 2], Б.В. Успенский[1], О.Ю. Андрушкевич[1], А.Г. Баранова[2]
[1]ИГиНГТ К(П)ФУ, [2]ИПЭН АН РТ
rayshania@mail.ru

Аннотация

Все увеличивающиеся объемы добычи нефти в России, требуют наращивания минерально-сырьевой базы. В республике Татарстан ей могут служить природные битумы (ПБ) и сверхвязкие нефти (СВН) казанского яруса, которые до сих пор не находятся в разработке.

Месторождения СВН в отложениях казанского яруса обычно представляют собой совокупность залежей, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, залегающим на разных стратиграфических уровнях. Одним из таких месторождений является Горское месторождение СВН, расположенном на Восточном борту Мелекесской впадины, на границе Республики Татарстан и Самарской области.

Ключевые слова
сверхвязкие нефти (СВН), тяжелые нефти, казанские отложения, нефтяной коллектор, битумы, оолиты

Материалы и методы
Табличные данные с исследованием кернового материала битуминозных карбонатов казанского яруса. Описание шлифов оолитовых доломитов для определения прямого признака наличия коллектора углеводородов.

Благодарности
Благодарим профессора, д.н. (доцента) кафедры геологии нефти и газа им. А.А.Трофимука ИГиНГТ, К(П)ФУ Нургалиеву Н.Г. за помощь в фотографировании шлифов. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90060.

Для цитирования:
Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Успенский Б.В., Андрушкевич О.Ю. Изучение оолитовых карбонатов раннеказанского возраста Восточного борта Мелекесской впадины // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 15–19. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10088

Поступила в редакцию: 11.06.2020

UDC 551 | Original Paper

Lowel Kazan oolite carbonates research on the Eartern side of the Melekess depression on the Tatarstan Republic

Raushaniia A. Mudarisova[1], Yuri V. Volkov[1 2], Boris V. Uspenskiy[1], Oleg Y. Andrushkevich[1], Anna G. Baranova[2]
[1]IGPT K(P)FU, [2] IPEN AN RT
rayshania@mail.ru

Abstract

Increasing oil production in Russia requires an increase in the mineral resource base. Such a base in the Republic of Tatarstan can serve of the Kazan deposits, which are still not in development.

The Kazanian bituminous deposits are usually a set of sediments associated with terrigenous and carbonate reservoirs that occur at different stratigraphic levels.

Keywords
ultra-viscous oils, heavy oil, kazanian sediments, oil reservoir, bitumen, oolites

Materials and methods
Tables with data of the study core material bituminous sandstones kazanian stage. Oolite dolomite thin sections are for determining indication of the hydrocarbon reservoir presence.

Acknowledgements
The reported study was funded by RFBR, project number 19-35-90060.

For citation:
Raushaniia A. Mudarisova, Yuri V. Volkov, Boris V. Uspenskiy, Oleg Y. Andrushkevich. Lowel Kazan oolite carbonates research on the Eartern side of the Melekess depression on the Tatarstan Republic // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 15–19. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10088

Received: 11.06.2020

Характеристика объекта

Горское месторождение СВН контролируется пологим поднятием (рис. 1). Основными продуктивными отложениями месторождения являются оолитовые доломиты камышлинского слоя казанского яруса. Пласт-коллектор, сложенный здесь оолитовым и органогенно-обломочным карбонатами толщиной до 20 м (рис. 2), выдержан по площади и занимает приподнятое гипсометрическое положение.

Впервые литофация оолитовых карбонатных пород камышлинского слоя была выделена Петровым Г.А. (рис. 3) [8]. Битумопроявления на Горском месторождении

встречаются также в отложениях катергинской свиты (открытой Эллерным С.С. и Виноходовой Г.В.) и красноярского слоя. Покрышкой являются мощная сульфатная толща серии «Подбой», толщиной 8-10 метров. Залегают оолитовые карбонаты камышлинского слоя большей частью на ангидритах сакмарского яруса либо на доломитах байтуганского слоя нижнеказанского подъяруса (рис. 4) [2, 9].

Камышлинкие слои на этой территории в большей своей части представлены доломитом оолитовым, реликтово-органогенным, участками глинистым, отбуровато-серого до черного цвета, участками кавернозным, трещиноватым, слабозагипсованным (загипсованность увеличивается с глубиной). Глинистость увеличивается в северном и южном направлении, при этом в северном направлении доломит местами переходит в мергель. В западном направлении органогенно-обломочный и оолитовый доломит переходит в глинистый и песчанистый доломит. Оолитовые карбонатные породы отличаются высокими коллекторскими свойствами: пористость изменяется от 18 до 34%, битумонасыщенность от 6 до 11% к массе породы.

Методы исследования

Оолитовые доломиты — это порода, основная масса которой состоит из округлых или эллипсоидальных концентрически наслоенных доломитовых тел, величиной не более 1 мм в диаметре. Если величина свыше 1 мм — это крупноолитовые доломиты (пизолиты). Структура оолитовая и крупнооолитовая. Оолиты имеют округлую или сферическую и эллипсоидальную форму зерен. Внутри оолиты состоят из ядра, окруженного равномерно слоистой корой, которая увеличивается в сферичности с удалением от ядра. Ядро обычно состоит из оболочки или ископаемого фрагмента, тогда как кора состоит из концентрических слоев карбоната кальция или других минералов. Оолиты, как правило, хорошо сортированы по величине, но иногда их размеры могут значительно меняться даже в пределах одного образца.

Степень насыщенности породы оолитами бывает различной – оолиты либо плотно прилегают друг к другу, либо разобщены (базальный цемент), иногда настолько, что составляют всего 50% породы. Там, где оолиты прилегают плотно, промежутки между ними иногда ничем не выполнены. Доломитовый цемент в этом случае образует лишь тонкие кристаллические корочки, покрывающие поверхность оолитов (крустификационный цемент), или присутствует только в местах их соприкосновения (контактовый цемент) [1, 5, 10].

Твенгофел У.Х. [5] по месту залегания оолитов делит их на аутохтонные и аллохтонные. Аутохтонные оолиты остаются на месте своего образования, аллохтонные оолиты подвергаются перемещению, даже на значительные расстояния.

Для более полного изучения продуктивных отложений камышлинского слоя выбран метод исследования - оптическая микроскопия. Описание шлифов произведено по стандартной методике, применяемой при петрографическом изучении осадочных пород.

Для микроописания керна в разрезе камышлиского слоя были отобраны образцы с интервалом 0,5–1,5 м в 7 скважинах Горского

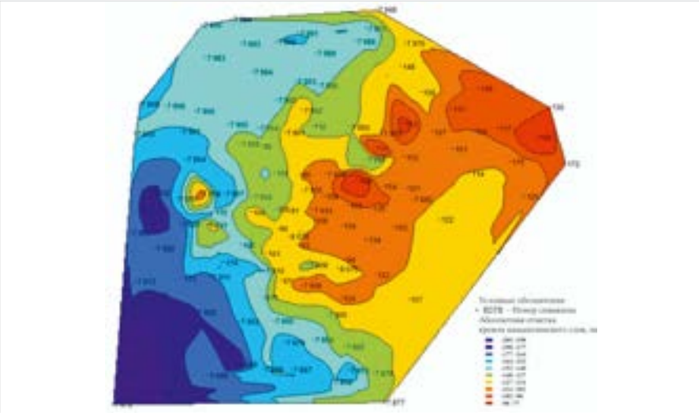


Рис. 1 — Структурная карта по кровле камышлинского слоя. Масштаб 1:50000.
Fig. 1 — Structural map of the roof Kamyshla beds. Plot scale 1:50000.

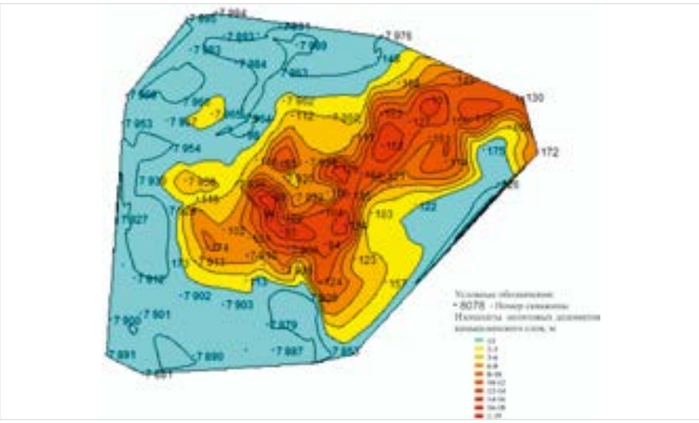


Рис. 2 — Карта изопахит оолитовых доломитов камышлинского слоя. Масштаб 1:50000.
Fig. 2 — Thickness map of oolite dolomite Kamyshla beds. Plotscale 1:50000.

Рис. 3 — Выкопировка из карты битумоносности отложений камышлинского слоя казанского яруса Мелекесской впадины (ТГРУ, Петров Г.А., Цитцер Б.А., 1986 г).[8]
Fig. 3 — Fragment of the map bituminous sediments of the Kamyshla beds the Kazan stage of the Melekess depression

месторождения и Иглайкинской площади.

Результаты и обсуждение

Среди оолитовых доломитов встречаются следующие разности.

1. Оолитовый доломит без четко выраженного центра и лучей (псевдоолитовый). Ооиды плотно прилегают друг к другу, пустотное пространство между ними участками полое, заполнено битумом, кальцитом, доломитом, игольчатыми кристаллами гипса. Основная масса породы представлена оолитом резко выраженной эллипсоидальной, вытянутой формы, реже округлой, размером от 0,15 мм до 0,6 мм, сложены они тонкозернистым доломитом (0,01–0,03 мм). Эллипсоидальные оолиты более или менее вытянуты в направлении одной оси. Оолиты слагаются тонкозернистым агрегатом, величина зерен которого меньше 0,01 мм. Концентрическое строение оолитов в большинстве своем нарушено вследствие диагенетической перекристаллизации тонкозернистого доломита, но участками реликты тонкозернистого доломита (0,01 мм) в центре оолитов сохранились. Небольшая часть эллипсоидальных оолитов имеет четко выраженный центр — ядро и одну сферическую оболочку. Цемент

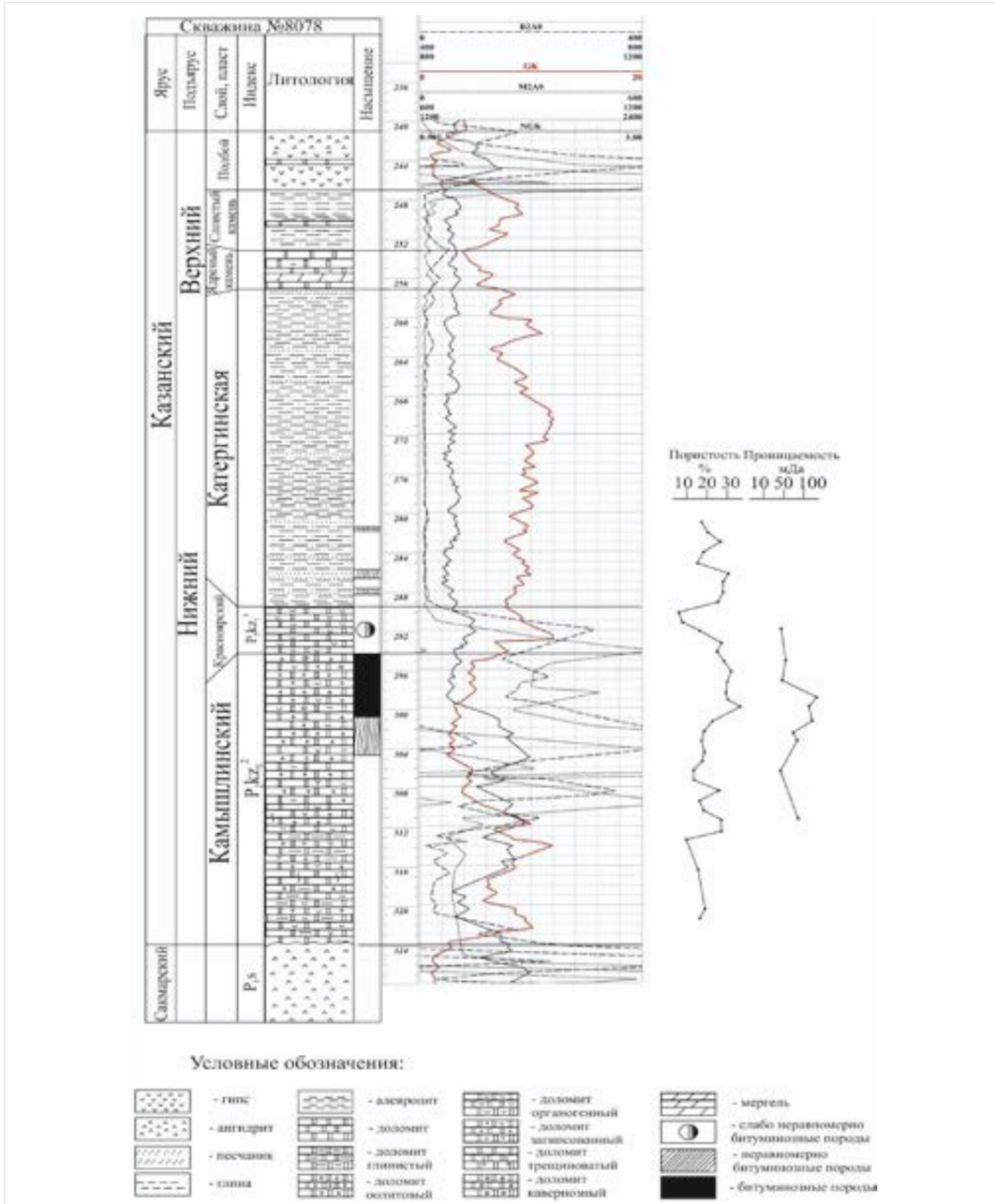


Рис. 4 — Геолого-геофизический разрез скважины №8078 Иглайкинской площади
Fig. 4 — Geologic-geophysical vertical section of well. No. 8078 Iglaykinskaya square

— мелкозернистый (15–20 %), крустификационный, сгустковый, пойкилитовый. Упаковка зерен доломита в оолитах и в цементе участками местами плотная, местами разобщенная, обусловливающая возникновение пор диагенетической перекристаллизации (менее 0,01 мм). Преобладающими в эффективном поровом пространстве являются первичные межоолитовые и вторичные поры выщелачивания зигзагообразной округлой формы. Размер пор от 0,1 до 0,4 мм. Связь между порами осуществляется межоолитовыми каналами. В некоторых частях шлифа появляются игольчатые кристаллы гипса, который в различной степени замещает первично карбонатный цемент. Кристаллы гипса более или менее имеют одно направление с осью эллипсоидальных оолитов. Распределение пор равномерное, битумонасыщение сплошное, более или менее интенсивное. Тип коллектора поровый (рис. 5A, B).

2. Доломит оолитовый, с четко выраженным центром и сферическими оболочками. Ооиды разобщены, порода имеет базальный цемент. Основная масса породы (80%) сложена оолитами с размером 0,15–1 мм, округлой, неправильной, эллипсоидальной, овальной, удлиненной формы. Округлые ооиды по своей форме часто оказываются правильными и выглядят шарообразными, имеют четко выраженный центр — ядро и одну сферическую оболочку. Часть оолитов эллипсоидальной формы сходна с предыдущим примером. Часть оолитов округлой и эллипсоидальной формы имеют сложное строение, имеют ядро и от трех до пяти концентрические оболочки, в редких случаях нерегулярную эксцентричность. Центр (0,01–0,05 мм) ооидов сложен тонкозернистым первичным доломитом, кристаллами кальцита тонкозернистого, кварцем, остальная часть частично выщелочена представлена мелкозернистым доломитом.

Участками (30–50%) часть оолитов полностью выщелочена. На их месте образовались пустоты, форма и размер которых соответствуют ооидам, порода приобретает отрицательно-ооли¬товое строение (псевдоолиты).

Цемент (10–20%) — тонкозернистый доломит, гипс и ангидрит, по типу мелкозернистый крустификационный, базальный, сгустковый, пойкилитовый. Реликты тонкозернистого первичного доломита встречаются как в центре оолитов, так и в цементе. Эффективной емкостью являются поры и каверны разнообразной угловатой, неправильной формы, образованные путем полного или частичного выщелачивания зерен доломита, слагающих оолиты, агрегата оолитов вместе с цементом, либо в результате диагенитической перекристаллизации первичного тонкозернистого доломита. Размер пор 0,1–1 мм, каверн до 2 мм, форма пор угловатая, неправильная. Каверны и поры заполнены в основном битумом, игольчатыми кристаллами гипса и ангидрита трещиноватого. Битум обволакивает стенки оолитов, иногда заполняет пустотное пространство оолитов. Концентрация битума не хаотична, она зависит от внутреннего строения оолитов. Путями фильтрации являются межоолитовые и межзерновые каналы, прерывистые микротрещины, соединяющие между собой изолированные друг от друга вторичные поры выщелачивания. Битумонасыщение сильное, неравномерное. Тип коллектора поровый, порово-трещинный (рис. 5C, D).

3. Доломит мелкокомковатый, реликтово-органогенный, местами оолитовый, встречаются фрагменты мшанок, кораллов (рис. 5E, F). Комки сложены тонкозернистым карбонатным веществом, местами комки сцементированы тонкозернистым кальцитом, неравномерной цементации. Структура зерен доломита местами пелитоморфная, местами коллоиднозернистая, с зернами кварца. Среди обломочного материала часто можно наблюдать в шлифе отдельные целые оолиты и их обломки, принесенные течением с прочими органическими остатками. Часть оолитов полностью выщелочена, на месте оллитов образовались пустоты, форма и размер которых соответствуют оолитам, порода приобретает отрицательно-оолитовое строение (псевдоолиты). Эффективной емкостью являются поры и каверны разнообразной угловатой, неправильной формы, образованные путем полного или частичного выщелачивания зерен доломита, слагающих оолиты, агрегата оолитов вместе с цементом. Форма оолитов неправильная, полуокруглая, угловатая. Оолиты перекристаллизованные. Второстепенную роль играют межзерновые поры диагенетической и эпигенетической перекристаллизации. Фильтрация осуществляется по межзерновым канальцам, образованным в участках диагенетической и эпигенетической перекристаллизации, а также по удлиненным микроканалам, образованным от слияния межзерновых канальцев. Размер пор 0,0–0,5 мм, каверн до 1,8 мм, форма пор угловатая, неправильная. Поры заполнены битумом, битум обволакивает стенки оолитов. Концентрация битума зависит как от внутреннего строения оолитов, так и от органических остатков. Иногда наблюдается наличие битума не в порах, а в органике. Каверны заполнены битумом, игольчатыми кристаллами гипса и кальцитом. Фильтрация осуществляется по межзерновым канальцам, образованным в участках диагенетической и эпигенетической перекристаллизации, а также по удлиненным микроканалам, образованным от слияния межзерновых канальцев. Битумонасыщение неравномерное, полосчатое, пятнистое.

4. Доломит тонкозернистый (рис. 5G, I), местами глинистый (рис. 5H), реже комковато-пористый (рис. 5J). Основная масса породы тонко- мелкозернистый доломит (до 0,003 мм), практически однородный, с редкими порами, заполненными частично битумом, гипсом, кальцитом, тонкозернистым карбонатным материалом, либо пустые, редко по периферии пор наблюдаются оторочки повышенной битумоносности. Поры размером до 0,01–0,1 мм, неправильной формы, угловатые, округлые. Наблюдаются редкие отдельные, фрагментальные, единичные, оолиты - поэтому трудно назвать породу оолитовой. Органические остатки также встречаются редко и неравномерно распределены в породе. Тип коллектора порово-трещинный.

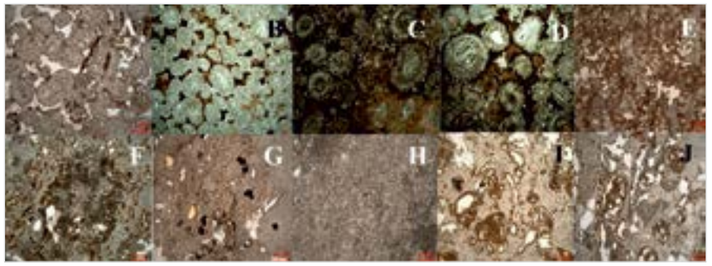


Рис. 5 — Фото шлифов. A, B оолитовый доломит без четко выраженного центра и лучей (псевдооолитовый); C, D доломит оолитовый, с четко выраженным центром и сферическими оболочками; E, F доломит мелкокомковатый, реликтово-органогенный, местами оолитовый; G, H, I, J доломит тонкозернистый, местами глинистый, реже комковато-пористый.

Fig. 5 — Thin sections photos A, B oolite dolomite without a clearly defined center and rays; C, D oolite dolomite with a clearly defined center and spherical shells; E, F dolomite finely lumpy, relict organogenic, sometimes oolite; G, H, I, J fine-grained dolomite, sometimes clayey, rarely lumpy-porous

Кротов Б.П. считает [4], что на территории РТ (в Среднем Поволжье) доломитизация оолитовых известняков сопровождалась процессами перекристаллизации. Способ образования доломитов — вторичный в процессе замещения оолитовых известняков. Структуры таких доломитовых пород являются унаследованными — реликтовыми оолитовыми и реликтовыми крупноолитовыми. Доломитизация оолитовых известняков могла происходить, вероятно, как в самом раннем диагенезе (почти отвердевшие оолиты в полужидком иле), так и в более поздние стадии жизни породы. При этом первичное строение кальцитовых оолитов сохранилось, по-видимому, тем хуже, чем позже они замещались доломитом. Доломитизация оолитовых известняков может быть полной и частичной. В последнем случае она обычно имеет избирательный характер — доломит замещает либо оолиты, либо цемент [1, 4].

Такого же мнения придерживаются Нургалиева Н.Г. и Тухватуллин Р.К. [6]. Доломитизация оолитовых известняков происходит, вероятнее всего, по диагенетической модели и в большей степени по многостадийной эпигенетической модели. Последняя модель, определяемая воздействием на карбонаты циркулировавших растворов, насыщенных солями хлористого и сернистого магния, объясняет процесс доломитизации. На определенных этапах геологической истории одним из факторов доломитизации являлись углеводороды [6].

Заключение

Характер распределения СВН на Горском месторождении свидетельствуют о том, что оно тесно связано с локальным поднятием. Образование скоплений битумов контролировалось двумя основными факторами: развитием емкого пласта-коллектора с надежным перекрытием в кровле и наличием положительной структуры [3].

По описанию шлифов кернового материала, отмечается неоднородное строение отложений по площади и разрезу. Пористый оолитовый доломит в камышлинских слоях на территории Восточного борта Мелекесской впадины является хорошим коллектором для скоплений углеводородов в этом литологическом комплексе. Проведенные исследования повышают прогноз нефтеносности этих и подобных отложений, что имеет практическую и научную значимость.

Итоги

Битуминозными в отложениях камышлинского слоя являются оолитовые и органогенные доломиты. Среди оолитовых доломитов встречаются следующие разновидности:
- оолитовый доломит без четко выраженного центра и лучей (псевдоолитовый);
- доломит оолитовый, с четко выраженным центром и сферическими оболочками;
- доломит мелкокомковатый, реликтово-органогенный, местами оолитовый;
- доломит тонкозернистый, местами глинистый, реже комковато-пористый.

Выводы

По описанию шлифов, отмечается неоднородное строение коллектора по площади и разрезу. Пористый оолитовый доломит в камышлинских отложениях на территории Восточного борта Мелекесской впадины служит прямым признаком наличия коллектора углеводородов в этом литологическом комплексе.

Литература

1. Хабакова А.В. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть 2 Карбонатные породы. М: Недра, 1968. 700 с.
2. Виноходова Г.В., Эллерн С.С. О строении нижней части казанского яруса востока Мелекесской впадины и особенности распределения битумов. К: Казанский университет. 1985. С. 8–24.
3. Войтович Е.Д. Пермские битумы. Отчет ТГРУ ОАО «Татнефть». Казань. 1997. 198 с.
4. Кротов Б.П. Доломиты, их образование, условия устойчивости в земной коре и изменения в связи с изучением доломитов верхних горизонтов казанского яруса в окрестностях г. Казани // Труды Казанского общества естествоиспытателей. 1925.
5. Кузьмин А.М. Периодическо-ритмические явления в минералогии и геологии: монография. Томск: STT, 2019. 336 с.
6. Нургалиева Н.Г. К вопросу петрографической типизации карбонатных пород пластов 13, 13а, 15 казанского яруса Иглайкинской площади Мелекесской впадины. Вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и битумных месторождений. К: Казанский университет. 1997. С. 90–101.
7. Троепольский В.И. Пермские битумы Татарии. К: Казанский университет. 1976. 224 с.
8. Петров Г.А. Литолого-фациальный анализ битумоносных комплексов верхнепермских отложений в связи с оценкой ресурсов битумов на территории Татарстана. Казань. 2000. 235 с.
9. D.K. Nurgaliev, V.V. Silantiev, S.V. Nikolaeva. Type and reference sections of the Middle and Upper Permian of the Volga and Kama river regions. A field Guidebookof XVIII International Congress on Carboniferous and Permian. Kazan: Kazan University Press, 2015, 228 p.
10. Siewers F.D. Oolite and coated grains. In: Middleton GV (ed) Encyclopedia of sedimentology. Kluwer, Boston, 2003, pp. 66–70.

ENGLISH

Results

Bituminous deposits in the Kamyshla Beds are oolite and organogenic dolomites. The following varieties are found among the oolite dolomites:
- oolite dolomite without a clearly defined center and rays;
- oolite dolomite with a clearly defined center and spherical shells;
- dolomite finely lumpy, relict organogenic, sometimes oolite;
- fine-grained dolomite, sometimes clayey, rarely lumpy-porous

Conclusions

According to the description of thin sections, the collector heterogeneous structure is noted by area and section. Porous oolite dolomite in the kamishlinian sediments on the Eastern side of the Melekess Depression is a direct sign of the presence of a hydrocarbon reservoir in this lithological complex.

References

1. Khabakov A.V. Atlas of textures and structures of sedimentary rocks. Part 2 Carbonate rocks. Moscow: Nedra, 1968, 700 p.
2. Vinokhodova G.V. On the structure of the lower part of the Kazan tier of the east of the Melekess depression and features of the distribution of bitumen. Kazan: Kazan State University, 1985, pp. 8–24.
3. Voitovich E.D. 1997 Perm bitumens. Kazan: Report of the TEO OJSC Tatneft, 1997, 198 p.
4. Krotov B.P. Dolomites, their formation, stability conditions in the earth's crust and changes in connection with the study of dolomites of the upper horizons of the Kazan tier in the vicinity of Kazan // In the collection: Proceedings of the Kazan Society of Naturalists, 1925.
5. Kuzmin A.M. Periodic-rhythmic phenomena in mineralogy and geology: monograph. Tomsk: STT. 2019. 336 p.
6. Nurgalieva N.G. To the question of petrographic typification of carbonate rocks of strata 13, 13a, 15 of the Kazan layer of the Iglaykinskaya area of the Melekess depression. Questions of geology, exploration and development of oil and bitumen deposits. Kazan: Kazan State University, 1997, pp. 90–101.
7. Troepolsky V.I. Perm bitumen of Tatarstan Kazan: Kazan State University, 1976, 224 p.
8. Petrov G.A. Lithological-facies analysis of bitumen-bearing complexes of the Upper Permian deposits in connection with the assessment of bitumen resources in the territory of Tatarstan. Kazan: Kazan State University, 2000, 235 p.
9. D.K. Nurgaliev, V.V. Silantiev, S.V. Nikolaeva. Type and reference sections of the Middle and Upper Permian of the Volga and Kama river regions. A field Guidebookof XVIII International Congress on Carboniferous and Permian. Kazan: Kazan University Press, 2015, 228 p.
10. Siewers F.D. Oolite and coated grains. In: Middleton GV (ed) Encyclopedia of sedimentology. Kluwer, Boston, 2003, pp. 66–70.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мударисова Раушания Айдаровна, старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа ИГиНГТ К(П)ФУ.
rayshania@mail.ru

Волков Юрий Васильевич, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, доцент кафедры геологии нефти и газа ИГиНГТ К(П)ФУ

Успенский Борис Вадимович, зав. лаб. геологического моделирования, профессор, заведующий кафедры геологии нефти и газа ИГиНГТ К(П)ФУ

Андрушкевич Олег Юрьевич, заведующий лабораторией пробоподготовки ИГиНГТ К(П)ФУ

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник ЛГиЭМ ИПЭН АН РТ

Mudarisova Raushaniia Aydarovna, senior lecturer of the department of geology of oil and gas IGPT K(P)FU.
rayshania@mail.ru

Volkov Yuri Vasilievich, senior researcher of the laboratory of geological and environmental modeling IPEN AN RT, asssistant professor of the department of geology of oil and gas IGPT K(P)FU

Uspenskiy Boris Vadimovich, head of the laboratory of geological and environmental modeling IPEN AN RT, professor, head of a department of geology of oil and gas IGPT K(P)FU

Andrushkevich Oleg Yurievich, head of laboratory for Sample Preparation IGPT K(P)FU

Anna G. Baranova, senior researcher of geological and environmental modeling laboratory, IPEM TAS

Поставки нефти, газа и нефтепродуктов

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» зарегистрирована в ноябре 2016 года и является Компанией, которая в настоящее время осуществляет реализацию нефтегазовой и нефтехимической продукции.

Более **3** лет на рынке

Логистическая карта поставок ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» включает в себя: территорию России, в том числе Калининградскую область и Республику Крым; страны ЕАЭС.

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» является членом Торгово-Промышленной Палаты РФ и Союза «Санкт-Петербургская Торгово-Промышленная Палата».

Адрес офиса: 197227, г. Санкт-Петербург, Комендантский пр., д. 11, литера В, пом. 28-Н, БЦ «Миллер-центр», офис № В-2-3к

Нефть

Газовый коденсат

Мазут

Керосин авиационный

Бензин

Дизельное топливо

Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»

Oil Company "NAT-ART" LLC

+7 (911) 768-24-14

www.nknat-art.ru

info@nknat-art.ru

DOI:24411/2076-6785-2020-10090

УДК 551 | Научная статья

История формирования ранневендской аллювиальной системы на юго-западе Сибирской платформы

О. В. Постникова[1], Е. С. Изъюрова[1], О.А. Зуева[1], И. В. Горлов[2], А. С. Смирнов[2]
[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, [2]ООО «Газпром недра»
olgapostnikova@yandex.ru

Аннотация
Целью настоящей работы явилась реконструкция условий формирования и прогноз распространения и свойств пород-коллекторов продуктивных отложений алешинской свиты венда на юго-западе Сибирской платформы. Литологические исследования пород, а также проведенные ранее U-Pb датирования детритовых цирконов из основания алешинской свиты, подтвердили ранневендский возраст отложений и показали, что значительную роль в формировании изучаемых терригенных толщ играли разновозрастные источники сноса, расположенные как в пределах платформы, так и на обрамляющих ее территориях. По результатам циклостратиграфического анализа в разрезе алешинской свиты выделены 10 седиментационных циклитов, каждый из которых имеет трансгрессивное строение. Закономерности распространения седиментационных циклитов отражают развитие вендского бассейна осадконакопления. Породы-коллекторы приурочены к нижним частям седиментационных циклитов алешинской свиты и связаны, главным образом, с фациями русловой долины. Фациальный фактор, вторичные процессы аутигенного минералообразования и трещиноватость определили пространственное распределение пород-коллекторов в отложениях раннего венда Нижнего Приангарья.

Ключевые слова
Сибирская платформа, Нижнее Приангарье, венд, тасеевская серия, алешинская свита, аллювиальные отложения, фациально-палеогеографические обстановки

Материалы и методы
В основу работы положен керновый материал по скважинам глубокого бурения на участках Нижнего Приангарья, материалы геофизических исследований скважин (ГИС), а также фондовые геолого-геофизические данные. Использованы результаты исследования пород в шлифах, на электронном микроскопе и рентгеновском дифрактометре. Экспериментальные исследования проводились с использованием поляризационного микроскопа Axio Imager A2m Carl Zeiss и стереомикроскопа Carl Zeiss Micro Imaging GmbH; исследования минерального состава литотипов, а также элементного состава пород выполнены с помощью энерго-дисперсионного спектрометра на растровом электронном микроскопе (РЭМ) JEOL JSM-6610LV с приставкой для микроанализа OXFORD INSTRUMENTS IE350-IW500-HKL; изучение минерального состава пород было проведено с помощью рентгеновского дифрактометра RIGAKU (XRD) SmartLab.

Для цитирования:
О. В. Постникова, Е. С. Изъюрова, О.А. Зуева, И. В. Горлов, А. С. Смирнов. История формирования ранневендской аллювиальной системы на юго-западе Сибирской платформы // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 22-26. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10090

Поступила в редакцию: 17.07.2020

UDC 551 | Original Paper

The history of the formation of the early Vendian alluvial system in the southwest of the Siberian platform

Olga V. Postnikova[1], Elena S. Iz'yurova[1], Olga A. Zueva[1], Ivan V. Gorlov[2], Alexander S. Smirnov[2]
[1]Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), [2]Gazprom nedra
olgapostnikova@yandex.ru

Abstract
The aim of this work was to reconstruct the conditions of formation and forecast the distribution and properties of reservoir rocks of productive deposits of the Vendian Aleshinskaya Formation in the southwest of the Siberian platform. Lithological studies of rocks, as well as earlier U-Pb dating of detrital zircons from the base of the Aleshinskaya Formation, confirmed the Early Vendian age of the deposits and showed that a significant role in the formation of the studied terrigenous strata was played by sources of different ages, located both within the platform and on the surrounding territories. According to the results of cyclostratigraphic analysis, 10 sedimentation cyclites were identified in the section of the Aleshinskaya Formation, each of which has a transgressive structure. The distribution patterns of sedimentation cyclites reflect the development of the Vendian sedimentary basin. Reservoir rocks are confined to the lower parts of sedimentary cyclites of the Aleshinskaya Formation and are mainly associated with the facies of the channel valley. The facies factor, secondary processes of authigenic mineral formation and fracturing determined the spatial distribution of reservoir rocks in the Early Vendian deposits of the Lower Angara region.

Keywords
Siberian Platform, Lower Angara, Vendian, Taseeva group, Aleshinskaya Formation, alluvial deposits, paleogeographic conditions

Materials and methods
The work is based on core material from deep drilling wells in the Lower Angara region, materials of geophysical studies of wells, as well as stock geological and geophysical data. The results of studying rocks in thin sections, on an electron microscope and an X-ray diffractometer were used. Experimental studies were carried out using a polarizing microscope Axio Imager A2m Carl Zeiss and a stereomicroscope Carl Zeiss Micro Imaging GmbH; studies of the mineral composition of lithotypes, as well as the elemental composition of rocks, were performed using an energy-dispersive spectrometer on a scanning electron microscope (SEM) JEOL JSM-6610LV with an attachment for microanalysis OXFORD INSTRUMENTS IE350-IW500-HKL; The study of the mineral composition of the rocks was carried out using a RIGAKU (XRD) SmartLab X-ray diffractometer.
Materials and methods

For citation:
Olga V. Postnikova, Elena S. Iz'yurova, Olga A. Zueva, Ivan V. Gorlo[2], Alexander S. Smirnov. The history of the formation of the early Vendian alluvial system in the southwest of the Siberian platform // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 22-26. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10090

Received: 17.07.2020

Введение
На Востоке России активно формируются новые центры газодобычи и единая система транспортировки газа. Ряд участков в Красноярском крае планируется объединить в единый центр газодобычи, функционирование которого будет обеспечено освоением месторождений газа и конденсата, приуроченных к рифей-вендским отложениям Нижнего Приангарья. К настоящему времени изученность этого региона является весьма неравномерной и в целом низкой, относительно изученностью бурением. Продуктивные отложения отличаются высокой степенью геологической неоднородности, как по латерали, так и по вертикали. Одним из таких объектов, являются продуктивные отложения алешинской свиты тасеевской серии венда.

Литологическая характеристика и особенности строения продуктивных отложений алешинской свиты
Терригенные отложения алешинской свиты венда, залегающие в основании тасеевской серии, широко развиты в пределах юго-запада Сибирской платформы (Нижнее Приангарье). Здесь алешинская свита представлена переслаиванием преимущественно красноцветных гравийно-песчаных, песчаных и алевро-глинистых отложений.

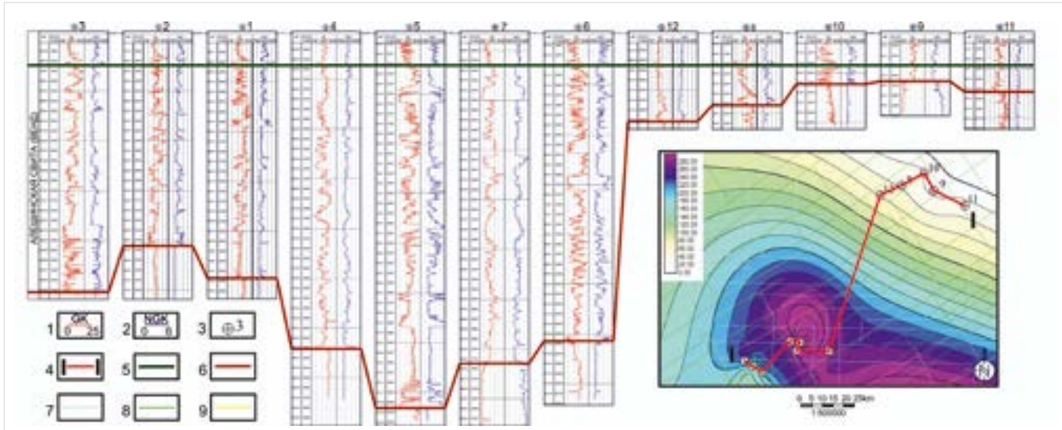
В минералогическом отношении гравийные и песчаные породы алешинской свиты представлены обломками кварца (25-35%), слюдистых сланцев (20-30%), калиевых полевых шпатов (КПШ) (5-12%), чешуйками слюд (до 10-15%), обломками кварцитов (5-10%), единичными обломками вулканитов. Встречаются редкие обломки рутила (до 5%), турмалина (зеленого и полихромного, индиголита). В нижних частях разреза отмечаются единичные обломки карбонатно-кремнистых пород. Количество слюдистых сланцев закономерно уменьшается вверх по разрезу, при этом увеличивается кварцевая составляющая. Среди акцессорных минералов выделены циркон и монацит. Цемент глинистый смешанный, преимущественно иллит-хлоритового состава. Хлориты преимущественно железистые. Обилие железистого хлорита и местами гематита обуславливает красную окраску терригенных отложений алешинской свиты. Преобладающий тип цемента пленочно-поровый [1]. Среди вторичных преобразований пород алешинской свиты наиболее широко распространенными являются процессы регенерации зерен кварца и КПШ, уплотнения, а также связанные с ними процессы образования инкорпорационных контактов, структур бластеза и различные деформации обломков слюдистых сланцев. Спорадически и в незначительной степени проявляются процессы сульфатизации, карбонатизации и выщелачивания цементной составляющей. В прослоях, где значительную роль играют обломки слюдистых сланцев, вторичные процессы развиты не столь интенсивно.

Отложения алешинской свиты с размывом залегают на разновозрастных отложениях верхнего рифея, сложенных светло-серыми строматолитовыми доломитами и темно-серыми аргиллитами. По результатам проведения циклостратиграфического анализа в отложениях алешинской свиты выделено десять седиментационных циклитов, которые в разном объёме прослеживаются в пределах всей территории Нижнего Приангарья. Они имеют трансгрессивное строение, которое проявляется в постепенной смене вверх по разрезу грубозернистых разностей на мелкозернистые. Общие толщины свиты сокращаются по направлению с юго-запада на северо-восток изучаемого региона, за счет выпадения из разреза нижних циклитов (рис. 1).

В пределах Нижнего Приангарья выделяются два типа разрезов алешинской свиты. К северу изучаемой территории происходит резкое уменьшение толщин алешинской свиты вплоть до полного её выклинивания. Наиболее полный тип разреза, содержащий десять седиментационных циклитов, развит на юге изучаемой территории, а сокращенный тип разреза, состоящий из двух циклитов, характерен для северной части региона (рис. 2). Закономерности распространения отложений седиментационных циклитов алешинской свиты отражают пульсационное развитие ранневендской трансгрессии.

Условия формирования отложений алешинской свиты на западе Сибирской платформы
Формирование отложений алешинской свиты совпало со временем климатических и тектонических катастроф планетарного характера [2-4]. К началу алешинского времени, видимо, завершилась одна из крупнейших ледниковых эпох в истории Земли, и началось постепенное потепление климата. Тектонические процессы, приведшие, в частности, к распаду континента Родиния, сформировали предвендскую эрозионную поверхность, рельеф которой, во многом определил распределение фациальных зон базальных отложений алешинской свиты.

Немаловажную роль в формировании рельефа предвендской поверхности сыграли процессы ледниковой эрозии, которые способствовали образованию как отрицательных, так и положительных форм рельефа. Ориентацию ледниковых



1 – кривая гамма-каротажа; 2 – кривая нейтронного гамма-каротажа; 3 – скважина и ее номер; 4 – линия профиля I-I; 5 – кровля алешинской свиты; 6 – подошва алешинской свиты; система линеаментов с азимутами простирания 7 – 0°-180° и 90°-270°, 8 – 54°-234° и 144°-324°, 9 - 60°-240° и 150°-330°

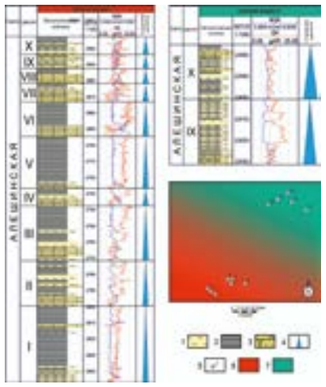
Рис. 1 – Схема региональной корреляции по линии профиля I-I и распределение общих толщин (м) алешинской свиты венда Нижнего Приангарья.

долин, по которым происходило отступление ледников и, затем, движение флювиогляциальных потоков, видимо, задавали простирания разломно-блоковых структур предвендской поверхности, наиболее значимыми из которых были субширотного, субмеридионального и северо-западного простирания.

Состав обломочной части терригенных отложений алешинской свиты достаточно разнообразен и включает в себя как кварц-полевошпатовый материал, так и, в существенном количестве, обломки слюдистых сланцев. Формирование аллювиальной системы алешинской свиты определялось движением водных потоков, стекавших с северных и северо-западных склонов Байкитской антеклизы и прилегающих территорий Енисейского кряжа. Основной объем кварц-полевошпатового обломочного материала поступал со сводовой части Байкитской антеклизы. Источники сноса, состоящие из сланцевых пород, видимо располагались преимущественно на территории Енисейского кряжа. Помимо региональных источников сноса на предвендской эрозионной поверхности существовали локальные источники сноса, которые вносили существенный вклад в общий объем терригенного материала. Проведенные исследования комплекса обломочных цирконов, выделенных из отложений алешинской свиты, позволили однозначно установить её вендский возраст не моложе, чем 600±13 млн лет [5].

Наиболее древние следы алешинской аллювиальной системы выявлены на юго-западе исследуемой территории [6]. Здесь скважинами вскрываются отложения нижнего циклита алешинской свиты, наиболее песчаный разрез которого характеризуется частым чередованием песчаников красно-коричневых косослоистых, неясно-косослоистых, пятнистых толщиной до 3-5 м и алевро-аргиллитов бурых, темно-серых тонко-горизонтальнослоистых, массивных толщиной до 0,3-0,5 м (рис. 3а). Контакты между породами резкие, часто со следами размыва. В разрезе близлежащей скважины в базальной части нижнего циклита песчаники развиты незначительно. Большую часть разреза представляют алевро-аргиллиты бурые и темно-серые с массивными и тонко-горизонтальнослоистыми текстурами. Отдельные глинистые обломки (1-10 см), разной степени окатанности часто прослеживаются в песчаных прослоях (рис. 3б).

Распределение толщин нижнего седиментационного циклита указывает на то, что его отложения заполняли отрицательные формы достаточно расчлененного эрозионного рельефа (рис. 3в). Вероятно, скважинами вскрываются разнофациальные разрезы, которые с определенной долей условности можно идентифицировать как фации поймы, старицы и русловой долины анастомозирующей реки (рис. 3г). Подобного рода аллювиальные системы широко развиты в современных ландшафтах (рис. 3д), что позволяет прогнозировать распространение фациальных зон на исследуемой территории с определенной долей уверенности.



1 – алевролиты, 2 – аргиллиты, 3 – песчаники, 4 – трансгрессивный циклит, 5 – скважина и ее номер, 6 – зона преимущественного распространения стратиграфически и литологически полного разреза алешинской свиты, 7 – зона преимущественного распространения стратиграфически и литологически сокращенного разреза алешинской свиты.

Рис. 2 – Строение и распределение по площади типовых разрезов алешинской свиты Нижнего Приангарья.

На протяжении последующих пяти циклов седиментации на севере изучаемой территории сохраняется обширная область размыва, с которой происходил снос обломочного материала флювиогляциальными, а затем аллювиальными потоками. По мере развития аллювиальных систем происходила трансформация анастомозирующих русел на более спрямленные (рис. 3е, ж) и полноводные, о чем свидетельствует появление в разрезе относительно более крупных песчано-гравийных пачек, четко отражающихся на диаграммах ГИС.

Сокращение эрозионных выступов, общее опускание территории, расширение бассейна осадконакопления (рис. 4а) привело к формированию литоральной зоны и конусов выноса речной долины в ее дистальной части к началу формирования VII седиментационного циклита. На фации конуса выноса указывает широкое развитие косослоистых текстур с отчетливыми признаками градационной слоистости (рис. 4б, в). Дальнейшее развитие литоральной зоны, сопровождавшееся миграцией аллювиальной системы к северу, наблюдается в отложениях VIII седиментационного циклита (рис. 4г, д, е).

Во время формирования отложений IX циклита область осадконакопления значительно расширилась и охватила северную часть исследуемой территории (рис 5а). Здесь в скважинах вскрываются песчаные отложения верхних частей конуса выноса, представленные серыми и светло-серыми песчаниками разнозернистыми с неясно-косослоистыми, волнисто-косослоистыми и прерывистослоистыми текстурами, нарушенными следами оползания и смятия осадка (рис. 5б).

Обрамляют верхнюю часть конуса выноса преимущественно глинистые отложения дистальной части приливно-отливной равнины. В них отмечаются такие текстуры, как полого-волнистослоистая, тонко-горизонтальнослоистая, интракластовая, а также смятия и оползания осадка, подчеркнутая намывами песчаного материала (рис. 5в).

На юге территории в это время формируются области развития аккумулятивных тел приливно-отливной равнины, в которых накапливались буро-коричневые песчаники преимущественно средне-мелкозернистые с примесью гравийного материала. В них отмечается полого-волнистослоистая, косо-волнистослоистая, реже косослоистая текстуры (рис. 5г, д).

Развитие алешинского бассейна осадконакопления завершается формированием прибрежной зоны морского бассейна, где выделяются области развития аккумулятивных тел и подводных частей конуса выноса, которые граничат с фациями дистальной части приливно-отливной равнины (рис. 5е, ж). Морской режим осадконакопления фиксируется по появлению волнистослоистых текстур и текстур качения в терригенных породах, а также в формировании редких прослоев карбонатных пород (рис. 5з, и).

Характеристика пород-коллекторов алешинской свиты

Породы-коллекторы преимущественно приурочены к нижним частям циклитов алешинской свиты. Они представлены гравелитами мелкообломочными, песчаниками крупнозернистыми и разнозернистыми гравелитистыми, а также песчаниками среднезернистыми гравелитистыми.

Породы-коллекторы отложений алешинской свиты относятся к поровому и порово-трещинному типам.

Пустотное пространство в коллекторах представлено в основном межзерновыми порами, реже пустотами выщелачивания по карбонатному цементу и микропустотами в корродированных обломках кварца и калиевых полевых шпатов.

По результатам литолого-петрофизических исследований породы-коллекторы обладают межзерновой пористостью от 1-5% до 25%, которая в среднем по разрезу составляет 5-10%. Проницаемость порового коллектора варьирует в диапазоне от единиц до 250 мД, в среднем составляя 1-5 мД. Важную роль в фильтрационной системе вендских терригенных резервуаров Приангарья сыграли зоны трещиноватости, а также состояние их геодинамической напряженности [7]. Проведенные исследования новейшей геодинамики Нижнего Приангарья позволили выделить зоны современного растяжения и сжатия, сформированные в результате сдвиговых разнонаправленных деформаций осадочного чехла. К зонам растяжения приурочены наиболее крупные притоки газа, полученные, в частности, в пределах Абаканского месторождения.

Породы-коллекторы нижних циклитов алешинской свиты, сформировавшихся в условиях анастомозирующих речных потоков, отличаются наиболее высокой степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Пористость коллекторов здесь колеблется от 1-2 до 15%. Несколько менее изменчивы ФЕС пород-коллекторов отложений спрямленной русловой долины и верхних частей конусов выноса рек. Они представлены песчаными и гравийно-песчаными породами с пористостью от 7 до 18%. Низкие значения пористости и проницаемости в целом характерны для пойменных фаций и песчано-алевро-глинистых отложений литорали.

Породы-коллекторы с пористостью до 10% характерны для верхних частей разреза алешинской свиты в областях развития конуса выноса рек и аккумулятивных тел в приливно-отливной равнине.

Дифференциация свойств и морфометрических характеристик пустотного пространства пород-коллекторов алешинской свиты определяются их фациальной принадлежностью, а также интенсивностью и направленностью вторичных процессов.

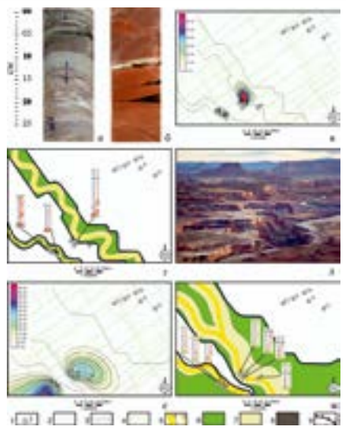
В породах-коллекторах алешинской свиты установлен широкий спектр вторичных преобразований, проявляющихся в активной кальцитизации, сульфатизации и формировании многочисленных деформационных структур (бластез, гравитационная коррозия, инкорпорация, конформные контакты, регенерация зерен кварца). Эти процессы во многом определили изменение морфометрических характеристик и поверхностных свойств пустотного пространства, сформировавшегося на стадии седиментогенеза. Многоэтапность аутигенного минералообразования обусловлена периодическим обновлением тектонических дислокаций в результате активизации флюидодинамики в зонах растяжения.

Итоги

- Установлено, что источники сноса для обломочного материала, питающего ранневендскую аллювиальную систему на юго-западе Сибирской платформы, располагались в пределах Енисейского кряжа и Камовского свода Байкитской антеклизы.
- Начало формирования аллювиальной системы сопряжено с флювиогляциальными процессами, происходившими в период резкой смены нивального климата на аридный.
- Циклический характер строения отложений алешинской свиты обусловлен пульсационным развитием вендской трансгрессии.
- На протяжении алешинского времени происходила трансформация анастомозирующей аллювиальной долины в систему спрямленных русел и, затем, по мере затопления территории, в прибрежную зону морского бассейна, где выделяются области развития аккумулятивных тел и подводных частей конусов выноса рек.
- Разрез алешинской свиты отличается высокой степенью неоднородности и изменчивости ФЕС, в связи с особенностями слагающих их отложений анастомозирующих аллювиальных систем.

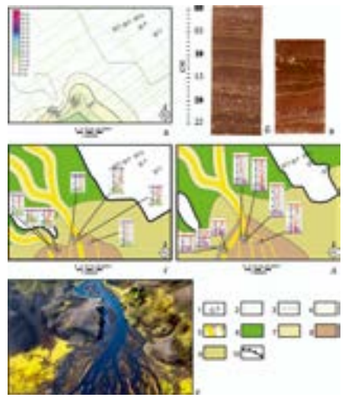
Выводы

В ранневендское время на юго-западе Сибирской платформы сформировалась крупная аллювиальная система, в основе



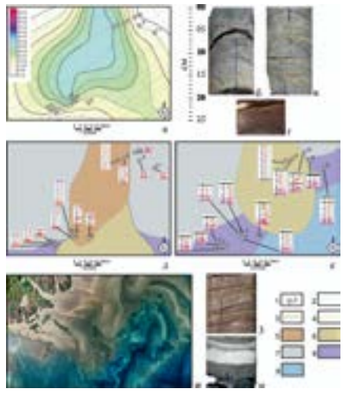
а – неясно-косослоистые песчаники, чередующиеся с алевро-аргиллитами преимущественно песчаного разреза нижнего циклита алешинской свиты (скважина 3, глубина 3246,00 м); б – глинистые обломки в коричневых песчаниках, а также бурые массивные алевро-аргиллиты преимущественно глинистого разреза нижнего циклита алешинской свиты (скважина 1, глубина 3074,00 м); в – схема общих толщин (м) нижнего циклита алешинской свиты; г – литофациальная модель осадконакопления нижнего седиментационного циклита алешинской свиты; д – актуалистический пример условий осадконакопления на начало формирования алешинской свиты; е – схема общих толщин (м) VI циклита алешинской свиты; ж – литофациальная модель осадконакопления VI седиментационного циклита алешинской свиты.
1 – скважина и ее номер; система линеаментов с азимутами простирания: 2 – 0°-180° и 90°-270°, 3 – 54°-234° и 144°-324°, 4 – 60°-240° и 150°-330°; 5а – спрямленная часть анастомозирующей реки, 5б – ветвящаяся часть анастомозирующей реки; 6 – области развития поймы реки; 7 – области русловой долины; 8 – области развития старицы в пойме реки; 9 – прогнозная граница распространения отложений.

Рис. 3 – Условия формирования отложений нижней части алешинской свиты Нижнего Приангарья.



а – схема общих толщин (м) VII циклита алешинской свиты; б – бурый песчаник разнозернистый гравелитистый с градационной слоистостью (скважина 1, глубина 2938,60 м); в – красно-коричневый песчаник разнозернистый гравелитистый с неясной градационной слоистостью (скважина 1, глубина 2938,30 м); г – литофациальная модель осадконакопления VII седиментационного циклита алешинской свиты; д – литофациальная модель осадконакопления VIII седиментационного циклита алешинской свиты; е – актуалистический пример условий осадконакопления VII и VIII седиментационных циклитов алешинской свиты.
1 – скважина и ее номер; система линеаментов с азимутами простирания: 2 – 0°-180° и 90°-270°, 3 – 54°-234° и 144°-324°, 4 – 60°-240° и 150°-330°; 5а – спрямленная часть анастомозирующей реки, 5б – ветвящаяся часть анастомозирующей реки; 6 – области развития поймы реки; 7 – области русловой долины; 8 – области верхних частей конуса выноса; 9 – песчано-алевро-глинистая зона литорали; 10 – прогнозная граница распространения отложений.

Рис. 4 – Условия формирования отложений VII и VIII седиментационных циклитов алешинской свиты Нижнего Приангарья.



а – схема общих толщин (м) IX циклита алешинской свиты; б – серый песчаник разнозернистый с текстурами оползания и смятия слойков (скважина 8, глубина 2643,00 м); в – темно-серые алевро-аргиллиты с неясно-полого-волнистослоистой и интракластовой текстурой (скважина 9, глубина 2825,00 м); г – буро-коричневый песчаник средне-мелкозернистый с примесью гравийного материала и полого-волнистослоистой текстурой (скважина 6, глубина 2791,25 м); д – литофациальная модель осадконакопления IX седиментационного циклита алешинской свиты; е – литофациальная модель осадконакопления X седиментационного циклита алешинской свиты; ж – актуалистический пример условий осадконакопления IX и X седиментационных циклитов алешинской свиты; з – буро-коричневый песчаник мелкозернистый с текстурами качения (скважина 3, глубина 3059,70 м); и – серый песчаник разнозернистый с прослоями светло-бежевого доломита и темно-серого аргиллита (скважина 9, глубина 2816,50 м).
1 – скважина и ее номер; система линеаментов с азимутами простирания: 2 – 0°-180° и 90°-270°, 3 – 54°-234° и 144°-324°, 4 – 60°-240° и 150°-330°; 5 – области верхних частей конусов выноса; 6 – области подводных частей конусов выноса; 7 – дистальная зона приливно-отливной равнины; 8 – области развития аккумулятивных тел приливно-отливной равнины (дистальная зона); 9 – области прибрежного мелководья.

Рис. 5 – Условия формирования отложений IX и X седиментационных циклитов алешинской свиты Нижнего Приангарья.

которой были флювиогляциальные потоки, стекавшие с территорий Байкитской антеклизы и Енисейского кряжа.
Латеральное распространение пластов коллекторов алешинской свиты крайне изменчиво, что обусловлено аллювиальным генезисом этих отложений и высокой степенью интенсивности вторичных процессов.
Фациальный фактор и вторичные процессы, главным образом, определили распространение поровой составляющей пород-коллекторов вендских отложений, при этом важнейшую роль в фильтрационной системе вендских резервуаров играют зоны трещиноватости и состояние их геодинамической напряженности. Наиболее высокие перспективы развития пород-коллекторов связаны с фациями русловой долины.
Сгущение и взаимопересечение разломов, приуроченных к областям растяжения в зонах распространения пород-коллекторов, является дополнительным положительным фактором для формирования наиболее проницаемых участков разреза.

Литература

1. Пошибаев В.В. Литологическая характеристика и прогноз зон развития коллекторов позднедокембрийских отложений тасеевской серии Иркинеево-Чадобецкого прогиба. Дис. канд. геол.-мин. наук. М., 2014. 32 с.
2. Чумаков Н.М. Оледенения Земли: История, стратиграфическое значение и роль в биосфере. М.: ГЕОС, 2015. 160 с.
3. Советов Ю.К. Тиллиты вблизи основания стратотипического разреза тасеевской серии венда (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 11. С. 1934–1944.
4. Хераскова Т.Н., Буш В.А., Диденко А.Н., Самыгин С.Г. Распад Родинии и ранние стадии развития Палеоазиатского океана // Геотектоника. 2010. № 1. С. 5–28.
5. Постникова О.В., Постников А.В., Антипова О.А., Федотова А.А., Аносова М.О. Обоснование абсолютного возраста нефтегазоносных отложений юга Сибирской платформы по данным U-Pb датирования детритовых цирконов. Международная научно-практическая конференция, тезисы докладов. М.: Издательство “Перо”, 2019. С. 403–406.
6. Советов Ю.К. Седиментология и стратиграфическая корреляция вендских отложений на юго-западе Сибирской платформы: выдающийся вклад внешнего источника кластического материала в образование осадочных систем // Литосфера. 2018. Т. 18. № 1. С. 20–45.
7. Сим Л.А., Постников А.В., Постникова О.В., Пошибаев В.В. Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6 (52). С. 8–12.

ENGLISH

Conclusions

In the early Vendian time, a large alluvial system formed in the southwest of the Siberian Platform, based on fluvioglacial flows flowing from the territories of the Baikit anteclise and the Yenisei Ridge.
The lateral distribution of reservoirs of the Aleshinskaya Formation is extremely variable, which is due to the alluvial genesis of these deposits and a high degree of intensity of secondary processes.
The facies factor and secondary processes mainly determined the distribution of the pore component of the reservoir rocks of the Vendian deposits, while the most important role in the filtration system of the Vendian reservoirs is played by fracture zones and the state of their geodynamic tension. The highest prospects for the development of reservoir rocks are associated with the channel valley facies.
Thickening and intersection of faults, confined to areas of extension in the zones of distribution of reservoir rocks, is an additional positive factor for the formation of the most permeable sections of the section.

References

1. Poshibaev V.V. Lithological characteristics and forecast of zones of development of reservoirs of Late Precambrian deposits of the Taseevskay group of the Irkinevo-Chadobetsky trough. Dissertation, 2014, pp. 32.
2. Chumakov N.M. Glaciation of the Earth: History, stratigraphic significance and role in the biosphere. Moscow, GEOS, 2015.160 p.
3. Sovetov Yu.K. Tillites near the base of the stratotype section of the Vendian Taseeva Group (Siberian Platform). Geology and Geophysics, 2015, Vol. 56, N 11, pp. 1934–1944.
4. Kheraskova T.N., Bush V.A., Didenko A.N., Samygin S.G. The disintegration of Rodinia and the early stages of development of the Paleoasian Ocean. Geotektonika, 2010, N 1, pp. 5–28.
5. Postnikova O.V., Postnikov A.V., Antipova O.A., Fedotova A.A., Anosova M.O. Substantiation of the absolute age of oil and gas bearing deposits in the south of the Siberian platform according to U-Pb dating of detrital zircons. Collection of abstracts of the international scientific-practical conference "New ideas in the geology of oil and gas", 2019, pp. 403–406.
6. Sovetov Yu.K. Sedimentology and stratigraphic correlation of Vendian deposits in the southwestern Siberian Craton: major contribution of an exocratonic clastic source to sedimentary systems. Lithosphere (Russia), 2018, Vol. 18, N 1, pp. 20–45.
7. Sim L.A., Postnikov A.V., Postnikova O.V. and other. Influence of recent geodynamics to gas productivity of Irkineevo-Chadobets riftogenic trough. Exposition Oil Gas, 2016, N 6, pp. 8–12.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Постникова Ольга Васильевна, д.г.-м.н., проф., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва
olgapostnikova@yandex.ru
+7(910) 413-37-81

Изъюрова Елена Сергеевна, к.г.-м.н., доц., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва
ekonovalceva@yandex.ru

Зуева, Ольга Алексеевна ассистент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва
oa_antipova95@mail.ru

Горлов Иван Владимирович, начальник центра по работам в Восточно-Сибирском и Дальневосточном регионах ООО «Газпром недра»
i.gorlov@nedra.gazprom.ru

Смирнов Александр Сергеевич, к.г.-м.н., доцент, начальник центра обработки и интерпретации данных геофизических методов ООО «Газпром недра»
a.smirnov@nedra.gazprom.ru

Olga V. Postnikova, Ph.D., professor, Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
olgapostnikova@yandex.ru

Elena S. Iz’yurova, Ph.D., assistant professor, Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
ekonovalceva@yandex.ru

Olga A. Zueva, assistant, Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
oa_antipova95@mail.ru

Ivan V. Gorlov, head of the center for work in the East Siberian and the Far Eastern regions Gazprom nedra
i.gorlov@nedra.gazprom.ru

Alexander S. Smirnov, assistant professor, head of the center for processing and interpretation of geophysical methods data Gazprom nedra
a.smirnov@nedra.gazprom.ru

Ликвидация аварийных разливов нефти. Новые технологии. Норильский опыт применения

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов одна из серьезнейших проблем экологии. Ежегодно в мире происходит около 14 тысяч случаев утечки нефти. Одна из причин — изменение климата, глобальное потепление. Таяние вечной мерзлоты влечет за собой проседание грунта и нарушение целостности емкостей топливных хранилищ в северных районах.
В связи с новыми «климатическими» реалиями, в мире появляются новые разработки, которые значительно расширяют существующие технические решения при ликвидации аварийных разливов нефти.

Полимерные эластичные резервуары ПЭР-Н

При ликвидации разлива топлива в Норильске, летом этого года, было применено новое и эффективное решение: сбор топлива осуществлялся в полимерные эластичные резервуары ПЭР-Н производства НПФ «Политехника».

Компактность эластичных резервуаров позволяет доставлять их к месту эксплуатации любым видом транспорта (наземным, воздушным или водным), в самые удаленные регионы. В частности, в Норильске, эластичные резервуары, емкостью 250 м3 доставлялись к месту сбора разлившегося топлива на подвесе вертолета. (Стандартные металлические резервуары транспортировать таким образом маловероятно: для примера, емкость одной ж/д цистерны для топлива всего 62 м3, но поднять ее на подвесе вертолета не представляется возможным).

Эластичные резервуары ПЭР-Н не требуют обустройства фундамента и размещаются на неподготовленных поверхностях, что стало одним из ключевых факторов применения их в труднодоступной болотистой местности Красноярского края, где произошел разлив.

В результате организация сбора вылившегося топлива была осуществлена в беспрецедентно короткий срок. С момента получения заявки, в течение суток, были развернуты резервуары и полностью оборудованы места сбора водно-дизельной смеси (ВДС) с поверхности воды в акватории реки Амбарная.

Плоскосворачиваемый рукавный трубопровод

Перекачка ВДС с места сбора до места утилизации в Норильске на расстояние 20 км велась по плоскосворачиваемому рукавному трубопроводу (ПМРТ) производства НПФ «Политехника». Транспортировка топливной смеси по полимерному трубопроводу такой протяженности также стало нестандартным инновационным решением. Тем не менее, применение данной технологии позволило в разы сократить сроки ликвидации последствий разлива.

TPU специального топливного качества

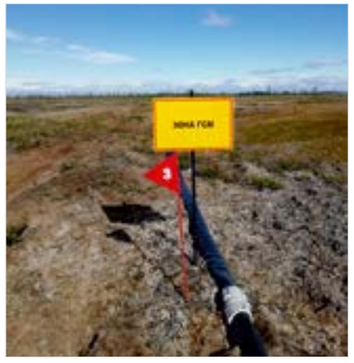
Применение для ЛАРН полимерных эластичных резервуаров ПЭР-Н, выполненных из термопластичного полиуретана (TPU) специального топливного качества, вместо традиционных, металлических и пластиковых — международный тренд, который уже доказал свою эффективность.

Термополиуретан в составе полимерных эластичных резервуаров ПЭР-Н производства НПФ «Политехника» позволяет сохранять эластичность резервуара при температуре до минус 60 °С. Надежное хранение нефтепродуктов подтверждено эксплуатацией при минус 72 °С в Якутии. За счет оптимизации сроков на монтаж эластичных резервуаров ПЭР-Н, который не требует дополнительного разогрева и ввода их в эксплуатацию удается в кратчайшие сроки организовать парк емкостей для оперативной локализации разлива.

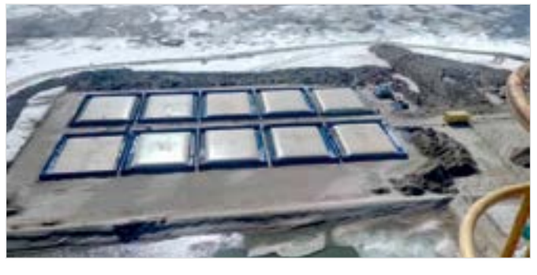
ПЭР-Н безопасны для окружающей среды. Материал изготовления инертен при контакте с нефтепродуктами. Землетрясения, движения земной коры, вибрации вследствие проводимых работ, проседание грунта из-за потепления в условиях вечной мерзлоты не оказывают влияние на их герметичность, а значит исключается вероятность утечек из резервуаров. После завершения работ полимерные емкости могут быть также оперативно демонтированы, на объекте не остается полупустых резервуаров и бочек, которые являются опасным источником техногенного загрязнения. Рекультивации земель после эксплуатации не требуется.

О компании-производителе оборудования для ЛАРН, участнике ликвидации последствий аварии в Норильске

На протяжении более чем 25 лет Научно-производственная фирма «Политехника» удерживает статус российского лидера в области разработки и серийного производства полимерных эластичных резервуаров для нефтепродуктов и прочих наливных грузов. В числе клиентов компании — государственные заказчики Министерство обороны, МЧС, предприятия нефтегазовой и химической промышленности, производственные, научные, аграрные и коммерческие организации. Продукция компании соответствуют стандартам и нормативной документации РФ, разрешена к применению Федеральной службой по технологическому, экологическому и атомному надзору.



Российская Федерация,
109316, г. Москва,
Волгоградский проспект, д.47 БЦ «Куб»
телефон: +7 (495) 783-01-67
poli.ru, info@poli.ru

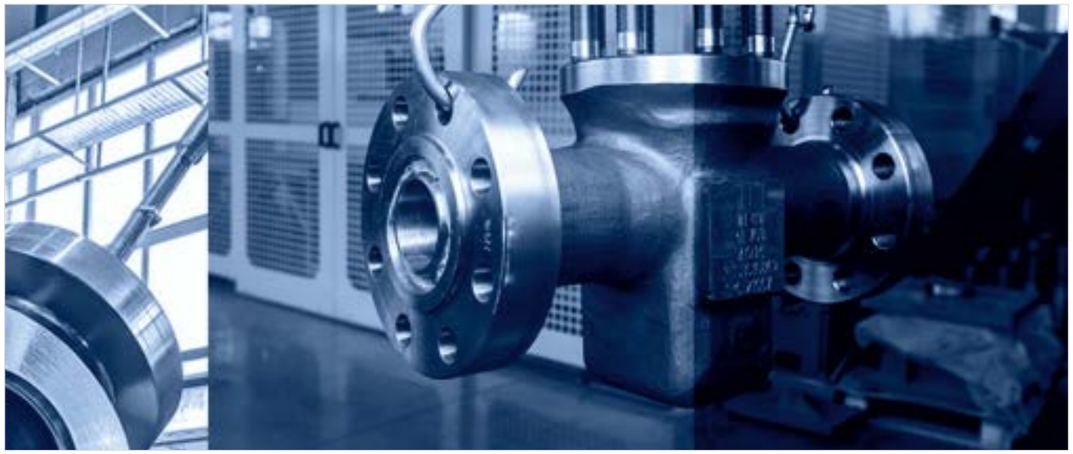


Бережливое производство как точка роста ГК «Некст Трейд»

Руководители крупных и средних российских предприятий считают, что участие в национальном проекте «Производительность труда и поддержка занятости» позволит пережить последствия экономического кризиса, спровоцированного пандемией коронавируса. Такое мнение они высказали в ходе опроса, проведенного Федеральным центром компетенций в сфере производительности труда (ФЦК) в период с 1 по 8 апреля 2020 года.

По итогам исследования ФЦК, который является оператором нацпроекта, 95% руководителей компаний-участников национального проекта считают, что мероприятия по повышению эффективности на предприятиях необходимы в период экономического кризиса. А 88% управленцев уверены, что внедрение инструментов бережливого производства совместно с экспертами ФЦК помогает компаниям выжить в кризис.

«Те компании, которые задолго до кризиса начали повышать производительность труда и собственную эффективность, сейчас чувствуют себя уверенней, они способны быстро реагировать на падение спроса и перестраивать производство, избегая убытков», - прокомментировал результаты опроса предпринимателей директор ФЦК Николай Соломон.



БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО — КАК ЭТО РАБОТАЕТ

Бережливое производство — управленческая концепция непрерывных улучшений, максимально ориентированная на конечного потребителя выпускаемой продукции. В основе — повышение качества продукции при одновременном сокращении расходов и активное вовлечение персонала в управленческие процессы. Идея непрерывных улучшений сама по себе не нова — программы повышения эффективности деятельности компании за счет устранения всех видов потерь в отдельных бизнес-процессах действуют, наверное, в каждой развитой компании любой сферы деятельности.

В зависимости от специфики предприятия делают акцент на разных инструментах повышения эффективности и трансформации культуры. Внедрение философии бережливого производства воздействует как на экономические показатели, так и на результаты производственно-хозяйственной деятельности организации — себестоимость продукта, рентабельность производства, прибыль, размер оборотных средств, объемы незавершенного производства.

Однако, для многих организаций важнейшим остается вопрос эффективности производственных процессов с позиции сложности и продолжительности производственного цикла. Чем он длиннее, тем больше задействовано в нем дополнительных производств, тем меньшей эффективностью отличается производство вообще. К тому же приходится прилагать массу усилий, чтобы координировать процесс и обеспечивать бесперебойную работу. В связи с этим возникает вопрос о возможности применения технологий бережливого производства предприятиями, чей производственный цикл не является повторяющимся, а выпускаемая продукция уникальна.

СЛОЖНО — НЕ ЗНАЧИТ НЕВОЗМОЖНО

Как показал опыт работы российских нефтегазовых гигантов, бережливый подход вполне может быть применен и к неповторяющейся производственной среде. Флагманы нефтегазовой индустрии давно и успешно используют принципы и методы бережливого производства, несмотря на то, что типичный жизненный цикл активов намного короче, а сложность инструментов намного выше по сравнению с другими отраслями.

Более 5 лет назад на предприятиях нефтегазового комплекса начали успешно реализовывать программы повышения производительности труда, включающие внедрение методов процессного и проектного управления, а также технологий бережливого производства, максимально используя внутренние резервы предприятия без серьёзных капиталовложений.

Так, на протяжении нескольких лет в ОАО «Сургутнефтегаз» действует комплексная программа сокращения затрат. Основные ее направления — повторное использование оборудования, внедрение энергосберегающих технологий, инноваций и проведение мероприятий по повышению эффективности производственных мощностей и основных фондов — приобретают особую значимость для компании в современных экономических условиях.

В ПАО «Татнефть» проводится мониторинг производственных процессов, который осуществляется проектной командой. Проектная команда определяет алгоритм действий, разрабатывает и внедряет систему планирования, в основе которой лежит не жесткий план, а система выявления и вовлечения резервов. Это комплекс мероприятий по повышению технологичности и снижению стоимости пусконаладочных работ, например, отказ от проведения ряда последовательных операций, позволяющий сократить потери при перемещении технологического оборудования и персонала.

В блоке разведки и добычи «Газпром нефть» несколько лет успешно работает собственный программа внедрения системы непрерывных улучшений ЛИНиЯ. В ходе запуска и реализации программы ЛИНиЯ был изучен и обобщен международный и российский отраслевой опыт развития систем улучшений. Дальнейшая работа была выстроена уже с учетом лучших практик и специфики «Газпром нефть». Программа состоит из трех блоков. Первый — «Операционная система» — направлен на внедрение и использование в повседневной деятельности инструментов выявления и устранения потерь. Второй блок — «Лидерство и культура» — объясняет людям, что устранение потерь зависит от каждого и каждый может реализовать свой творческий потенциал. Третий блок — «Система управления» — обеспечивает непрерывность улучшений, и это уже задача, лежащая в зоне ответственности менеджеров всех уровней, определяющих цели улучшений и контролирующих их достижение в цикличеcком режиме.

Сергей Давыдов, директор по производству ГК «Некст Трейд»:

— Группа компаний «Некст Трейд» более 20 лет выпускает уникальное оборудование для эксплуатации на газовых месторождениях в условиях опасных агрессивных сред. Подобное оборудование в России, по некоторым позициям, больше не производит ни одно предприятие. Нашими заказчиками являются ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Новый Уренгой», Нижневолжский филиал компании «Лукойл», АО «Арктикгаз» и другие не менее значимые участники нефтегазового рынка России. Разумеется, все производимое нами оборудование уникально, инженерные решения полностью адаптированы под потребности заказчика и условия эксплуатации на каждом промысле. Как следствие, мы сталкиваемся с постоянной необходимостью перестройки производственных цепочек, что, неизбежно ведет к снижению рентабельности производства в целом. Внедрение технологий бережливого производства для нас назревшая необходимость и реальная точка роста. В «Некст Трейд» есть все необходимые предпосылки с точки зрения организации менеджмента предприятия, чтобы надеяться на успешное внедрение «бережливых» инструментов.

Во-первых, основой нашего предприятия являются люди. Они играют роль созидательной силы в производственном процессе. Оборудование и технологии в свою очередь — лишь средство достижения цели. Ни одна технология, стратегия или теория не способны сделать компанию успешной, привести ее к высоким результатам могут только люди со своим творческим и интеллектуальным потенциалом.

Во-вторых, производственные системы ГК «Некст Трейд» всегда были сфокусированы на максимальном исключении потерь и постоянном совершенствовании производственных процессов. И все сотрудники предприятия, от рабочих до высшего руководства, всегда принимали в этом процессе активное участие.

И, в-третьих, при принятии решений мы традиционно ориентируемся на перспективы дальнейшего развития в большей степени, чем на проблемы сегодняшнего дня. Менеджмент компании стремится своевременно обнаруживать, решать и предупреждать проблемы.

В ближайшее время мы планируем систематизировать работу через максимально четко прописанные и визуализированные стандарты предприятия , например, стандарты продолжительности производственного цикла, стандарты последовательности действий в течение одного цикла, стандарты количества материалов для работы и т.д. Также для нас очень актуальным является внедрение технологии «вытягивающего» производства - организации потока производства, который исключает потери, связанные с ожиданием (пока завершится предыдущий этап работ) и перепроизводством.

В качестве ближайшей задачи мы рассматриваем внедрение системы 5S– управленческой методики, позволяющей эффективно организовать рабочее пространство. Как показал первый опыт внедрения изменений, работа с оптимизацией пространства дает быстрый, наглядный и легко отцифровываемый результат. Недавно на предприятии работала проектная группа студентов и преподавателей Воронежского опорного вуза. Целью работы группы было определение узких мест, возможностей оптимизации производственного процесса и точек роста при выпуске одной из серийных номенклатурных позиций. Как показало исследование, наибольшие потери происходят именно в зоне логистике процесса, а не технологий.

ВМЕСТЕ — СИЛА

Идею непрерывных улучшений поддержало и руководство «Кластера производителей нефтегазового и химического оборудования Воронежской области». В ближайшее время предполагается организовать образовательный семинар по бережливому производству для предприятий Кластера.

Александр Дудецкий, директор Ассоциации «Кластер производителей нефтегазового и химического оборудования Воронежской области»:

— Для успешного внедрения бережливого производства необходимо создать достаточные предпосылки, в частности, обучить топ-менеджеров предприятий и руководителей служб по развитию производственной системы основным принципам и инструментам.

Внедрение бережливого производства всегда предполагает комплексный подход, так как состоит из ряда мероприятий, без реализации которых заметных улучшений не достичь. Поэтому и обучение данному процессу захватывает направления по совершенствованию рабочих мест, организации сбалансированного производства, работу с отклонениями и потерями, создание и развитие команды, эффективные принципы мотивации и другое.

Производство высокотехнологичного нефтегазового оборудования является сложным процессов, предполагающим немалое количество технологических переделов, которые проводятся как силами самого предприятия, так и на производстве субподрядчиков и контрагентов. Поэтому для нас актуальными остаются вопросы по управлению запасами и исполнению сроков выполнения заказов.

Ежегодно крупные нефтегазовые компании, являющиеся ключевыми заказчиками нашего Кластера, повышают требования к качеству самой продукции и к тем процессам, которые реализуются на предприятиях для ее производства. Внедрение бережливого производства на предприятиях Кластера – это обязательное условие сохранения конкурентоспособности наших компаний.

Думаю, что инициатива внедрения бережливого производства, начавшаяся с одного из флагманских предприятий Кластера производителей нефтегазового и химического оборудования Воронежской области — ГК Некст Трейд, будет поддержана и продолжена другими воронежскими производителями.

НЕКСТ НТ ТРЕЙД
ГРУППА КОМПАНИЙ

ГК «Некст Трейд»
394038, РФ, г. Воронеж
Ул. Дорожная, д.17, лит «З»
Тел./факс: +7 (473) 260-50-05
e-mail: mail@nt-group.ru
www.nt-group.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10091

УДК 551 | Научная статья

Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа

С.А. Пунанова[1], М.В. Родкин[1 2], Т.А. Рукавишникова[2]
[1]Институт проблем нефти и газа РАН, [2]Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН ,
punanova@mail.ru

Аннотация
В статье на основе корреляционного анализа рассмотрены зависимости между микроэлементным (МЭ) составом нафтидов, куда включены углеродистое вещество отложений (битумоиды), нефти различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ), асфальтово-смолистые компоненты нефтей и твердые природные битумы, и составами земной коры разного уровня и биоты. Для сравнения приводятся также корреляционные связи МЭ состава углей и сланцевых формаций. Выявлены новые соотношения между величинами коэффициентов корреляции составов исследованных природных субстанций, позволяющие использовать МЭ метку как генетический ориентир для характеристики природных процессов на эволюционной шкале нефтеобразования.

Ключевые слова
микроэлементы, нефти, нафтиды, биота, природные битумы, коэффициенты корреляции, земная кора разного уровня

Материалы и методы
Материалы исследования: Нафтиды различного генезиса — битумоиды органического вещества пород, нефти, смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей НГБ, природные битумы, земная кора, сланцы и биота.
Методы исследования: Методами математической статистики вычисляли коэффициенты корреляции между МЭ составом вовлеченных объектов, основываясь на аналитической базе данных большого числа исследователей. Составление таблиц и графиков.

Для цитирования:
С.А. Пунанова, М.В. Родкин, Т.А. Рукавишникова. Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 30-34. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10091

Поступила в редакцию: 28.07.2020

UDC 551 | Original Paper

Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis

Svetlana A. Punanova[1], Mikhail V. Rodkin[1 2], Tatyana A. Rukavishnikova[3]
[1]Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, [2]Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics,
[3]Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics
punanova@mail.ru

Abstract
Based on the correlation analysis, the article examines the relationship between the trace element (TE) composition of naphthides, which includes the carbonaceous matter of sediments (bitumoids), oils of various oil and gas basins (OGB), asphalt-resinous components of oils and solid natural bitumens with the compositions of the Earth's crust at different levels and biota. For comparison, similar correlations of the TE composition of coals and shale formations are also given. New relationships have been revealed between the values of the correlation coefficients of the compositions of the studied natural substances, which make it possible to use the TE tag as a genetic reference for characterizing natural processes on the evolutionary scale of oil generation.

Keywords
Trace elements, oils, naphthides, biota, natural bitumens, correlation coefficients, the earth's crust at different levels

Materials and methods
Research materials: naphthides of various genesis — bitumoids of organic matter of rocks, oil, resinous-asphaltene components of oil in the oil and gas basin, natural bitumen, earth crust, shale and biota.
Research methods: Using the methods of mathematical statistics, we calculated the correlation coefficients between the TE composition of the objects involved, based on the analytical database of a large number of researchers. Drawing up tables and graphs.

For citation:
Svetlana A. Punanova, Mikhail V. Rodkin, Tatyana A. Rukavishnikova. Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 30-34. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10091

Received: 28.07.2020

Введение

Настоящее исследование является продолжением работ [1–3], посвященных значимости МЭ составляющей природных объектов для решения всевозможных геолого-геохимических задач. На основе корреляционных зависимостей между МЭ составами нефтей, биоты и земной коры (средней, верхней и нижней её частей), было показано, что состав МЭ нафтидов имеет полигенный источник, связанный как с органическим веществом (ОВ) осадочных образований, так и с влиянием глубинных процессов. Кроме того, были выявлены различные корреляционные связи МЭ состава нефтей некоторых регионов с химическим составом основных георезервуаров земной коры, ряда типов пород и типов ОВ (наземное или водное, животные или растения). На основе такого сравнения, проведенного для возможно большого разнообразия анализов различных нефтей, делаются содержательные выводы о характере нефтегенерационного процесса и его различии в разных условиях нефтегенерации.

Задача настоящего исследования проанализировать величины коэффициентов корреляции (КК) логарифмов содержаний МЭ в нафтидах с химическим составом земной коры разных уровней и биоты. В сферу рассмотрения были вовлечены битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород), нефти, смолисто-асфальтеновые компоненты нефти и асфальты с целью выявления основных источников МЭ в нафтидах и характера их превращений в процессе эволюции нефтяных систем. Этот ряд нафтидов представляет собой генетическую последовательность изменения систем от исходных углеродистых веществ осадочных пород к нефтям, и далее при их гипергенном или термальном вторичном преобразовании к природным битумам. Кроме того, в отличии от ранее проводимых исследований, были более детально изучены МЭ составы различных сланцевых формаций [4]. Аналитические данные нами почерпнуты из многочисленных литературных источников (Готтих, Писоцкий, 2006; 2010; Ясыгина и др., 2006; Федоров и др., 2007; Готтих и др., 2008; 2009; Винокуров и др., 2010; Маслов и др., 2015; Szatmari et al., 2011, Каюкова и др., 2018 и др.). Всего в расчетах задействованы данные примерно 100 анализов в ряде случаев по более чем 40 МЭ.

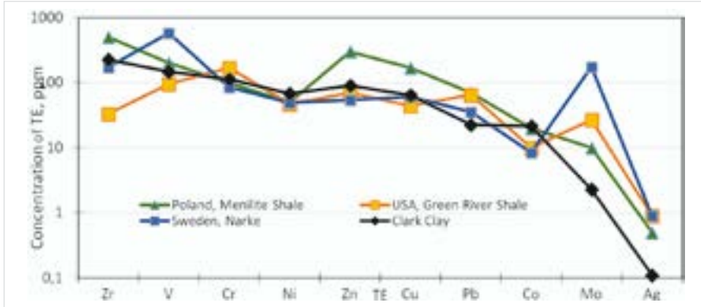


Рис. 1 — Распределение микроэлементов в сланцах различных регионов
Fig. 1 — Distribution of trace elements in shale of different regions

Таб. 1 — КК между составами элементов глинистых разностей пород, земной коры и биоты
Tab. 1 — KK between the compositions of the elements of clay differences of rocks, the earth's crust and biota

Глины и сланцевые формации	Континентальная кора			Биота			
				Растения		Животные	
	верхняя	средняя	нижняя	водн.	наземн.	водн.	наземн.
Глины кларк	0,93	0,93	0,91	0,63	0,49	0,22	0,43
Горючие сланцы							
Хуадянь, Китай	0,92	0,94	0,89	0,80	0,73	0,53	0,42
Туровские, Беларусь	0,87	0,88	0,84	0,74	0,39	0,42	0,33
Грин Ривер, США	0,78	0,78	0,75	0,70	0,24	0,26	0,49
Черные сланцы							
Барнетт Верхний, США	0,91	0,91	0,91	0,81	0,59	0,61	0,64
Нарке, Швеция	0,72	0,71	0,66	0,42	-0,07	-0,13	-0,15
Менилиты, Польша	0,57	0,59	0,54	0,64	0,53	0,23	0,58

Таб. 2 — КК между составами элементов битумоидов, земной коры и биоты
Tab. 2 — KK between the compositions of the elements of bitumoids, the earth's crust and biota

Регион, площадь, автор	Образ-цы, воз-раст	Земная кора			Биота			
		верхн.	средн,	нижн.	Растения		Животные	
					морск.	наземн.	морск.	наземн.
Волго-Урал	D3psh	0,41	0,41	0,40	0,49	0,35	0,41	0,26
Абдрахмановская	D2gv	0,58	0,59	0,58	0,61	0,64	0,59	0,31

Таб. 3 — КК между составами одновозрастных нефтей и битумоидов
Tab. 3 — KK between compositions of coeval oils and bitumoids

Исследуемые нафтиды, возраст	Битумоид № 1, D3psh	Нефть № 2, D2gv	Битумоид № 2, D2gv
Нефть № 1, D3psh	0,97	0,98	0,87
Битумоид № 1, D3psh	1	0,97	0,83
Нефть № 2, D2gv		1	0,89
Битумоид № 2, D2gv			1

Результаты и обсуждение

Приведем результаты корреляционного анализа для проанализированных выборок.

В выборку вошли аналитические данные по сланцевым формациям различных регионов мира [4]. По горючим сланцам, слабокатагенетически преобразованным глинистым отложениям с содержанием Сорг выше 20%, черным сланцам глинисто-кремнисто карбонатного состава с содержанием Сорг от 5 до 20% и стадией преобразования от МК1 до МК3 и по глинистым породам с невысоким содержанием Сорг. Сравнение МЭ данных сланцевых отложений по различным регионам приведено на рис.1, по которому можно проследить МЭ характеристику различных сланцев и довольно повышенные концентрации в них определенных элементов по сравнению с кларками глин (по А.П. Виноградову).

Выявлены более высокие КК МЭ состава сланцев с составами биоты, и с верхней и средней корой, по сравнению с нижней (лишь для черных сланцев свиты Барнетт США отмечены одинаково высокие КК для кор разных уровней), что отражает их связь с отложениями верхних слоев земной коры. Для менее преобразованных горючих сланцев эта тенденция выражена значительнее. Корреляционные связи МЭ состава сланцев с составом биоты и земной коры в основном соответствуют ранее выявленным закономерностям, основанным только на средних содержаниях, без с привязки к определенным сланценосным бассейнам.

Результаты по выборкам сопоставительного изучения одновозрастных комплексов битумоидов и нефтей Татарского свода представлены в табл. 2 и 3 (по аналитическим данным [5]). Образцы битумоидов ОВ пород являются предшественниками нефти по представлениям многих геохимиков. И часто сравнительный анализ УВ и МЭ составов нефтей и

битумоидов применяется для диагностики в разрезе нефтематеринских свит, а также для выявления фациальных условий нефтегазообразования. При близких КК между МЭ составом битумоидов и составами коры и биоты проявляется тенденция к более высоким величинам связи состава битумоидов именно с верхней, либо средней, но не нижней корой. И очень высоки связи битумоидов и нефтей между собой по составу изученных МЭ.

При анализе выборки смолисто-асфальтеновых компонент нефтей Татарского свода (табл. 4) для подавляющего количества проб отмечаются более высокие КК МЭ состава флюидов с составом средней или нижней коры и биоты, чем с верхней (по аналитическим данным [6]). При этом, вычисленные КК для нефтей оказались значительно ниже величин, выявленных для сланцев.

Подборка результатов по МЭ составу смолисто-асфальтеновых компонент нефтей и битумоидов нескольких регионов представлена в табл. 5. В ней же даны результаты по КК твердых битумов, в данном случае асфальтов (по аналитическим данным [7, 8]).

Достаточно отчетливо проявляется более высокая связь МЭ состава этих объектов с составами нижней коры, чем с верхней. Стоит отметить, что большинство МЭ в нефтях сосредоточено в их тяжелых, высокомолекулярных – смолисто-асфальтеновых компонентах (табл. 6).

Часто они представлены коллоидными частицами неорганической природы, которые сорбированы или связаны с полициклическими системами наиболее высокомолекулярной части нефти. Концентрация металлов в асфальтенах, как правило, выше, чем в смолах. Это относится к таким элементам, как V, Ni, Zn, Hg, Eu. Несмотря на более высокие абсолютные концентрации металлов в асфальтенах, считается, что смолы из-за гораздо большего их содержания в нефти, аккумулируют в своем составе преобладающую долю многих металлов [9].

Таб. 4 — КК между составами элементов смолисто-асфальтеновых компонент нефтей Волго-Уральского НГБ, земной коры и биоты
Tab. 4 — KK between the compositions of the elements of resinous-asphaltene components of the oils of the Volga-Ural OGB, the Earth's crust and biota

Площадь	Образцы, возраст	Земная кора			Биота			
		верхняя	средняя	нижняя	мор. раст.	назем. раст.	мор. жив.	назем. жив.
Куакбашская	C1, C2	0,47	0,47	0,48	0,53	0,42	0,49	0,28
Азнакаевская	D3dm	0,51	0,51	0,53	0,55	0,47	0,55	0,33
Березовская	D3kn+psh	0,56	0,57	0,55	0,61	0,56	0,52	0,33
	D2gv	0,55	0,55	0,55	0,53	0,40	0,39	0,35
Миннибаевская	D3psh	0,51	0,52	0,50	0,55	0,46	0,41	0,28
	D2gv	0,48	0,48	0,47	0,57	0,47	0,46	0,33
Альметьевская	D3psh	0,53	0,54	0,49	0,65	0,54	0,50	0,32
	D2gv	0,47	0,48	0,48	0,47	0,40	0,42	0,24
Северо-Альметьевская	D2gv	0,47	0,47	0,48	0,47	0,37	0,46	0,30

Таб. 5 — КК между составами элементов природного битума (асфальта), смолисто-асфальтеновых компонент нефтей, битумоидов, земной коры и биоты
Tab. 5 — KK between the compositions of elements of natural bitumen (asphalt), resinous-asphaltene components of oils, bitumoids, earth's crust and biota

Регионы	Земная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	Растения		Животные	
				морск.	наземн.	морск.	наземн.
Природные битумы							
Восточная Сибирь	0,67	0,70	0,78	0,43			
Смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей							
Днепровско-Донецкая впадина	0,81	0,82	0,82	0,42	0,59	0,76	0,82
Восточная Сибирь	0,79	0,80	0,79	0,51	0,67	0,79	0,92
Тимано-Печора	0,74	0,76	0,77	0,33	0,60	0,71	0,83
Западная Сибирь	0,74	0,75	0,74	0,24	0,68	0,68	0,83
Сахалин	0,80	0,81	0,82	0,50	0,66	0,82	0,84
Южно-Татарский свод	0,72	0,74	0,75	0,17	0,55	0,66	0,73
Смолисто-асфальтеновые компоненты битумоидов							
Южно-Татарский свод D_3dm	0,69	0,70	0,71	0,08	0,53	0,59	0,77
Сургутский свод J_3-C_1	0,58	0,60	0,64	-0,45	0,32	0,46	0,45

Остановимся детальнее на характере преобразования нафтидов от исходных нефтей до флюидов, измененных вторичными процессами. В зависимости от тектонической активности региона, перепада глубин вмещающих отложений (до выхода на поверхность), особенностей контактирующих с залежью пластовых вод существенно меняется ряд последовательных стадий окисления нафтидов: от легких нефтей к тяжелым, от тяжелых нефтей к асфальтитам, от мальт к керитам, что влечет за собой цепочку согласованных изменений УВ и МЭ состава. При этом происходит значительная потеря легких фракций, биодеградация парафиновых УВ, остаточное накопление и новообразование смолисто-асфальтеновых компонентов, осернение нефтей, накопление ряда тяжелых металлов, и в первую очередь ванадия, образование промышленно ванадиеносных провинций с рудными концентрациями металлов (табл. 7).

Эти закономерности подкреплены и лабораторными исследованиями [6, 10]. Отмечается [10, 11] пространственная связь промышленно ванадиеносных нефтей с выходами на дневную поверхность либо с неглубоким залеганием пород кристаллического фундамента, а также с орогенными поясами, в пределах которых породы также выведены на поверхность (Канадский щит, Гвианский щит, Украинский щит, складчатые сооружения Урала, Тянь-Шаня и др.). Здесь же, в непосредственной близости от скоплений тяжелых нефтей и битумов часто располагаются рудные залежи. С протерозойскими отложениями Канадского щита связаны магматогенные месторождения ванадиеносных титаномагнетитов. В докембрийских породах Гвианского щита расположено крупное железорудное месторождение Эль-Пао. Значительная часть Волго-Уральского НГБ совпадает с западной частью Уральской ванадиевой провинцией, в пределах которой формировались многочисленные рудные месторождения медистых (содержание меди достигает 4%) и волконскоитовых песчаников (V = 0,01-0,24%). В Тимано-Печорском регионе источником V могли быть титаномагнетитовые или ильменитовые песчаники, обогащенные Ti, V и Ni, а для нефтей Варандей-Ядзьвинской зоны – вулканогенный материал, обогащенный V и другими металлами. Г.П. Каюкова и др. [6], на основании многих геохимических исследований считают доказанным, что битумы гипергенного типа составляют основную массу продуктов преобразования первичных нефтей, и именно с ними связаны все известные крупнейшие и гигантские месторождения битумов. Нам представляется этот тезис несколько преждевременным, и связан он с лучшей изученностью этих битумных скоплений из-за их большей доступности и «приповерхностности» (термин Б.А. Клубова, 1999).

И.С. Гольдбергом [11], изучавшим закономерности процессов концентрирования металлов в тяжелых нефтях и битумах, предложено несколько генетических моделей формирования металлоносных углеводородных провинций. Один из типов связан с эндогенным привносом V, Mo, Hg и других элементов при воздействии интрузий и гидротерм на скопления асфальтовых битумов преимущественно в пределах складчатых областей (Уральская, Корякско-Камчатская, Андийская, Апеннинская и др.) и привносом Hg, Cd, Sb в нефть с газовыми эманациями в зонах глубинных разломов в пределах НГБ (Предкарпатский прогиб, бассейны Калифорнии и др.).

Исходя из изложенного, а именно о более сильных сорбционных свойствах смолисто-асфальтеновых фракций нефтей и битумоидов и сосредоточии большего количества и большего разнообразия элементов именно в этой части нефти при первичной нефтегенерации, а также о вторичном накоплении элементов при гипергенезе за счет потери легких фракций и взаимодействии с активными глубинными потоками и происходит увеличение корреляционных связей составов нафтидов с нижней корой и уменьшение связи с составом биоты.

В обобщенном виде результаты взаимосвязи между составами исследованных объектов представлены на рис. 2. По оси ординат отложены разность между КК содержаний элементов в нафтидах и в нижней и верхней коре, а по оси абсцисс – КК между содержанием элементов в нафтидах и в биоте. При значительном разбросе КК, на графике отчетливо проявляются определенные зависимости связей составов элементов для различных групп нафтидов с составами коры и биоты, которые на графике формируют три зоны. I зона отвечает природным битумам. Характерны высокие КК между содержаниями элементов нижней коры и асфальтов при низких КК с составом биоты; II зона – глины, углеродистые сланцы и угли. Для этих образцов выявлены наоборот низкие КК между содержаниями элементов в них и в нижней коре и высокие КК с составом биоты и верхней коры. III – центральная зона, промежуточная, здесь расположены точки, характеризующие КК между составами нефтей различных бассейнов и битумоидов с составом коры и биоты.

Итоги

Выявленные различия КК элементного состава нафтидов с составом коры и биоты подтверждают полигенность их источника, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (так называемые биогенные элементы по В.И. Вернадскому) и глубинными флюидами (абиогенные). Можно предположить, что глинистые сланцы, чисто осадочные породы, также, как и битумоиды наследуют в большей мере специфику состава верхней коры и биоты, тогда как преобразованные флюиды — асфальты, проявляют унаследованность состава МЭ в большей мере от нижней коры, теряя связь с биотой. А значительная часть нефтей, её смолисто-асфальтеновые компоненты имеют промежуточный состав элементов, на который влияет практически в равной мере состав разных уровней земной коры и биоты.

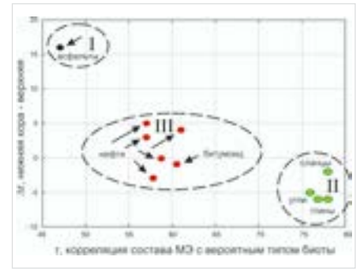


Рис. 2 — Связь КК содержаний элементов в нафтидах и осадочных образованиях с составами биоты и коры (верхней и нижней) (усредненные данные)
Fig. 2 — Relationship between the CC contents of elements in naphthides and sedimentary formations with the compositions of biota and crust (upper and lower) (averaged data)

Выводы

Если в предыдущих исследованиях полигенность состава МЭ нафтидов идентифицировалась чисто качественными методами, то в настоящем исследовании об этом свидетельствуют количественные показатели. Основной источник МЭ состава нафтидов это исходное живое вещество, однако в процессе миграции и нефтеобразования и за счет вторичных процессов начинают играть не меньшую роль и глубинные процессы в нижней коре, поставляющие дополнительные их количества в состав нафтидов. Корреляционные связи между составами изученных нафтидов, корой и биотой рекомендуется использовать как генетический показатель процессов эволюции нефтяных систем.

Литература

1. Пунанова С.А., Родкин М.В. Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 6 (66). С. 16–20.
2. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils // Geochemistry International, Pleiades Publishing, Ltd., 2016, Vol. 54, issue 11, pp. 989–995.
3. Podkin M., Punanova S. Results of examination of trace elements composition in oils. All abstracts. IMOG-EAGE. Gothenburg. Sweden, 2019.
4. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry, Allerton Press, 2018, Vol. 52, issue 6, pp. 396–405.
5. Галиева А.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В. Распределение металлов в асфальтенах нефтей и экстрактов из пород продуктивных комплексов Ромашкинского

Таб. 6 — Содержание МЭ, определенных непосредственно в смолах и асфальтенах нефтей Западной Сибири (по аналитическим данным [9]
Tab. 6 — The content of TE determined directly in the resins and asphaltenes of oils of Western Siberia (according to analytical data [9])

Месторождение, пласт	Фракция	Содержание МЭ во фракциях, г/т					
		Ag	Zn	Hg	Sc	V	Ni
Русское, ПК3	Смолы	*34,2 / 97	отсутствует		0,01 / 53	35,2 / 80	35,0 / 64
	Асфальтены	0,92 / 3	61,70 / 100	0,52 / 100	0,11 / 48	76,6 / 15	178,0 / 36
Советское, АВ1	Смолы	–	200,0 / 90	отс.	0,01 / 85	152,0 / 83	120,0 / 82
	Асфальтены	–	380,0 / 10	3,7 / 100	0,04 / 15	544,0 / 17	450,0 / 18

Месторождение, пласт	Фракция	Содержание МЭ во фракциях, г/т						V/Ni
		Sb	Cr	Mn	Fe	Co	Br	
Русское, ПК3	Смолы	0,01 / 10	0,42 / 26	0,72 / 74	не обн.	0,92 / 68	3,86 / 20	1,0
	Асфальтены	0,90 / 90	10,9 / 74	2,3 / 26	720,0 / 100	3,8 / 32	135,0 / 80	0,4
Советское, АВ1	Смолы	0,05 / 87	0,64 / 58	–	19,0 / 100	0,33 / 88	–	1,3
	Асфальтены	0,13 / 13	8,28 / 42	–	не обн.	0,76 / 12	–	1,2

*в числителе – содержание МЭ во фракциях; в знаменателе – доля МЭ в нефти, %

Таб. 7 — Изменение содержания отдельных МЭ (г/т) в тяжелых нефтях и природных битумах Урало-Поволжья [5]
Tab. 7 — Change in the content of individual ME (ppm) in heavy oils and natural bitumen of the Ural-Volga region [5]

Элемент	Тяжелые нефти	Мальты	Асфальтиты жильные
V	200–1400	230–2000	2350–4800
Ni	100–195	100–190	520–708
Mo	2,2–15	–	22
U	–	5,9	–

месторождения // Матер. Межд. конф. «Изменяющаяся геологическая среда». Изд-во Казанск. ун-та, 2007. С. 375–380.
6. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС, 2015. 343 с.
7. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Распределение вещества на начальной стадии дифференциации восстановленных флюидов //Руды и металлы. 2005. № 3. С. 23–33.
8. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакопления // ДАН. 2010. Т 433. № 4. С. 1–5.
9. Алешин Г.Н., Камьянов В.Ф., Филимонова Т.А. и др. Металлы в нефтях Западной Сибири. Препринт № 32. Новосибирск: СО АН СССР, 1986. 60 с.
10. Punanova S.A. Supergene Transformed Naphthides: Peculiarities of Trace-Element Composition// Geochemistry International Pleiades Publishing, 2014, Vol. 52. issue 1, pp. 57–67.
11. Гольдберг И.С. Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С. 2–7.

ENGLISH

Results

The revealed differences in the KK of the elemental composition of naphthides with the composition of the crust and biota confirm the polygenicity of their source associated with the living matter initial for oil formation (the so-called biogenic elements according to V.I. Vernadsky) and deep fluids (abiogenic). It can be assumed that clay shales, purely sedimentary rocks, as well as bitumoids, inherit to a greater extent the specificity of the composition of the upper crust and biota, while the transformed fluids — asphalts, show the inheritance of the TE composition to a greater extent from the lower crust, losing their connection with the biota. A significant part of oils, its resinous-asphaltene components have an intermediate composition of elements, which is influenced almost equally by the composition of different levels of the earth's crust and biota.

Conclusions

If in previous studies the polygenicity of the composition of ME naphthides was identified by purely qualitative methods, in this study this is evidenced by quantitative indicators. The main source of TE of the composition of naphthides is the original living matter; however, in the process of migration and oil formation and due to secondary processes, deep processes in the lower crust begin to play an equally important role, supplying additional amounts to the composition of naphthides. Correlation relationships between the compositions of the studied naphthides, bark and biota are recommended to be used as a genetically indicator of the processes of evolution of oil systems.

References

1. Punanova S.A., Rodkin M.V. S*ootnosheniye biogennykh i glubinnykh protsessov po dannym analiza mikroelementnogo sostava neftey* [The ratio of biogenic and deep processes according to the analysis of trace element composition of oils]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 6 (66), pp. 16–20.

2. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils. Geochemistry International, Pleiades Publishing, Ltd., 2016, Vol. 54, issue 11, pp. 989–995.

3. Podkin M., Punanova S. Results of examination of trace elements composition in oils. All abstracts. IMOG-EAGE. Gothenburg. Sweden, 2019.

4. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry, Allerton Press, 2018, Vol. 52, issue 6, pp. 396–405.

5. Galiyeva A.M., Kayukova G.P., Romanov G.V. R*aspredeleniye metallov v asfal'tenakh neftey i ekstraktov iz porod produktivnykh kompleksov Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Distribution of metals in asphaltenes of oils and extracts from the rocks of productive complexes of the Romashkino field]. Mater. Int. conf. "Changing geological environment" Publishing Kazansk. University, 2007, pp. 375–380.

6. Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspenskiy B.V. Svoystva tyazhelykh neftey i bitumov permskikh otlozheniy Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh. [Properties of heavy oils and bitumen of the Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic process]. M.: GEOS, 2015, 343 p.

7. Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. R*aspredeleniye veshchestva na nachal'noy stadii differentsiatsii vosstanovlennykh flyuidov* [Distribution of matter at the initial stage of differentiation of reduced fluids]. Ores and metals, 2005, issue 3, pp. 23–33.

8. Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. E*lementy-primesi kak indikatory geodinamicheskikh obstanovok neftenakopleniya* [Trace elements as indicators of geodynamic conditions of oil accumulation]. Dokl. RAS. 2010, T. 433, issue 4, pp. 1–5.

9. Aleshin G.N., Kamyanov V.F., Filimonova T.A. et all. Metally v neftyakh Zapadnoy Sibiri [Metals in oils of Western Siberia]. Preprint No. 32. Novosibirsk: SO AS SSSR, 1986. 60 p.

10. Punanova S.A. Supergene Transformed Naphthides: Peculiarities of Trace-Element Composition// Geochemistry International Pleiades Publishing, 2014, Vol. 52, issue 1, pp. 57–67.

11. Gol'dberg I.S. N*aftametallogenicheskiye provintsii mira i genezis rudnykh kontsentratsiy v tyazhelykh neftyakh i bitumakh* [Naphthametallogenic provinces of the world and the genesis of ore concentrations in heavy oils and bitumen]. Geology of oil and gas, 1990, issue 3, pp. 2–7.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пунанова Светлана Александровна, д. г.-м. н., ведущий научной сотрудник. Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
punanova@mail.ru

Родкин Михаил Владимирович, д. ф.-т.н., гл. научн. сотр. Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН Москва; вед. научн. сотр. Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
rodkin@mitp.ru

Рукавишникова Татьяна Александровна, научн. сотр., Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия
rukavishnikova_t@mail.ru

Svetlana A. Punanova, Sc.D., (Geology and Mineralogy), chief researcher; Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
punanova@mail.ru

Mikhail V. Rodkin, DSc (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics; Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences
rodkin@mitp.ru

Tatyana A. Rukavishnikova, Researcher, Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics
rukavishnikova_t@mail.ru

Программно-технический комплекс «АСУ-МТ»

Комплекс предназначен для построения систем контроля и управления объектами электроэнергетики, систем сбора и передачи оперативной информации подстанций, автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций с высшим уровнем напряжения 6-220 кВ, автоматизированных систем диспетчерского управления. Комплекс «АСУ-МТ» включает:

ШФК-МТ - шкаф функционального контроллера
Назначение: сбор, управление, обработка и передача данных на верхний уровень. Принимает до 288 ТС и выдает до 160 ТУ.

ШАСУ-МТ - шкаф автоматизированной системы управления
Назначение: сбор, управление, обработка и передача данных на верхний уровень. Без приема и передачи ТС и ТУ.

ШКП-МТ- шкаф контролируемого пункта
Назначение: расширение возможностей системы по сбору дискретной и цифровой информации.

Программный комплекс WebScadaMT
• Встроенный конвертер протоколов
• Формирование отчетов
• Прикладные алгоритмы АСУЭ

К шкафу ШФК-МТ можно подключить несколько ШКП-МТ

Возможность импорта SCL-файлов (SSD, BCC и/или CID)

Сопряжение с системами автоматизированного контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

ООО «НТЦ «Механотроника» более 30 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих устройств и решений и создает новые, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

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

реклама

Внутрискважинный вертлюг снижает силу трения при спуске и гарантирует достижение конечного забоя

Строительство скважины практически на всех этапах связано с разрушением разнородных горных пород. При бурении на многих месторождениях РФ наблюдаются осложнения со вскрытием нестабильных горизонтов. Часто имеющиеся технологии бурения и буровых растворов не позволяют контролировать нестабильные пласты полностью. В результате возникают осыпи, обвалы, набухание и кавернообразование пород. На этапе спуска обсадной колонны или хвостовика эти осложнения создают дополнительные сложности и увеличивают риски недопуска колонны или хвостовика до конечного забоя. Это в свою очередь чревато потерей дебета скважины и ухудшением экономических показателей, а также снижением окупаемости проекта.

Классические технологии спуска колонны или хвостовика подразумевают спуск без вращения, что не позволяет проходить осложненные участки скважины без переподготовки ствола. Это касается и дальнейших геофизических исследований скважины в открытом участке и многих последующих работ. Стоит отметить, что в последнее время наметилась тенденция к увеличению протяженности горизонтального участка. В таких участках увеличивается вероятность подлипания инструмента и оборудования к нижней стенке скважины. Растут коэффициенты трения и сопротивление волочению бурового инструмента.

Компания «Авангард Нефтесервис» предлагает новые решения в области спуска колонны/хвостовика с селективным вращением. Разработанные нашей компанией устройства, а именно внутрискважинные вертлюги позволяют устанавливать их практически на любом участке колонны или над подвеской хвостовика для селективного вращения при спуске. Основная идея заключается в том, что вращается только верхняя часть компановки и это позволяет снизить синусоидальные складывания инструмента и снижает эффект сопротивления волочению. В процессе вращения достигается эффект само центрирования и происходит возврат веса колонны/инструмента на поверхностный вертлюг. В дальнейшем снижение синусоидальных складываний позволяет более эффективно допустить оборудование до конечного забоя. Также компания обладает экспертизой в области математических расчетов потенциальных осложнений в зависимости от профиля скважины и коэффициентов трения и готова предложить свою экспертизу рынку. По запросу заказчиков мы проводим расчеты дохождения заканчивания до конечного забоя и рассчитываем рабочий вес во время спуска.

В данный момент оборудование проходит полевые испытания на нескольких месторождениях и в дальнейшем будет предложено нетфегазовым и нефтесервисным компаниям для применения на особо сложных проектах Российской Федерации и СНГ. Внутрискваженный вертлюг решает задачи по снижению рисков во время спуска колонны, хвостовика, а также позволяет улучшить качество во время цементирования скважины.

ООО «Авангард Нефтесервис»
450076, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Свердлова, 72/2
Тел.: 8 (347) 216-36-86, 8-800-2500-788
info@avosrv.cov

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10087

УДК 550.312 | Научная статья

О пространственной взаимосвязи геофизических параметров с залежами углеводородов в нижних этажах осадочного чехла западного склона Южно-Татарского свода

Е.Е. Андреева[1], А.С. Борисов[1], Н.А, Докучаева[1], М.Я. Боровский[2], А.В. Валеева[3], С.Е. Валеева[1]
[1]ИПЭН АН РТ, [2]ОАО «Геофизсервис», [3]ОАО «Татнефть»
aee8277@rambler.ru

Аннотация

Основополагающим геофизическим методом поиска залежей нефти на территории Волго-Урала является сейсморазведка; однако, не стоит недооценивать достоверность и простых геофизических методов, таких как грави- и магниторазведка при прогнозировании залежей нефти и газа на изучаемой территории. В настоящей работе в ходе анализа выявлены определенные пространственные взаимосвязи геофизических параметров с наличием залежей углеводородов в нижних этажах (верхний девон, нижний карбон) осадочного чехла Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: большинство ловушек находится в зонах положительных значений аномального магнитного поля и в зонах отрицательных значений локального магнитного поля

Ключевые слова
геофизические методы поиска, нефтяная залежь, магниторазведка, гравиразведка, сейсморазведка

Материалы и методы
Комплексная интерпретация данных, полученных методами: магниторазведки (поле ΔTa), гравиразведки (поле Δg) совместно с данными сейсморазведки.

Для цитирования:
Е.Е. Андреева, А.С. Борисов, Н.А, Докучаева, М.Я. Боровский, А.В. Валеева, С.Е. Валеева. О пространственной взаимосвязи геофизических параметров с залежами углеводородов в нижних этажах осадочного чехла западного склона южно-татарского свода // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 37-40. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10087

Поступила в редакцию: 29.06.2020

UDC 550.312 | Original Paper

Spatial relationship of geophysical parameters with hydrocarbon deposits in lower floors of sedimentary cover of western slope of South Tatar vault

Evgeniya E. Andreeva[1], Anatolij S. Borisov[1], Nina A. Dokuchaeva[1], Mihail Ya. Borovsky[2], Anna V. Valeeva[3], Svetlana E. Valeeva[1]
[1] IPEN AN RT, [2] OJSC Geophysservice, [3] OAO TATNEFT
aee8277@rambler.ru

Abstract

The fundamental geophysical method of searching for oil deposits on the territory of the Volga-Urals region is seismic exploration; however, one should not underestimate the reliability of simple geophysical methods, such as gravel and magnetic exploration, when predicting oil and gas deposits in the studied area. In the present work, the analysis revealed certain spatial relationships of geophysical parameters with the presence of hydrocarbon deposits in the lower floors (upper devon, lower carboniferous) of the sedimentary cover of the Volga-Ural oil and gas-bearing province: most of the traps are located in the zones of positive values of the anomalous magnetic field and in the zones of negative values of the local magnetic field

Keywords
geophysical search methods, oil deposit, magnetic exploration, engraving, seismic exploration

Materials and methods
Complex interpretation of data obtained by methods: magnetic exploration (field ΔTa), engraving (field Δg) together with seismic exploration data.

For citation:
Evgeniya E. Andreeva, Anatolij S. Borisov, Nina A. Dokuchaeva, Mihail Ya. Borovsky, Anna V. Valeeva, Svetlana E. Valeeva. Spatial relationship of geophysical parameters with hydrocarbon deposits in lower floors of sedimentary cover of western slope of south tatar vault // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 37-40. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10087

Received: 29.06.2020

Введение

Повышение эффективности поисков залежей в терригенных отложениях девона — старая проблема нефтяной геологии Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [5, 6, 10, 11]. Установленное [5] на многих участках несоответствие нижнекаменноугольных и верхнедевонских структурных планов, наличие неструктурных ловушек нефти снижает эффективность поисково-разведочного бурения. Основным геофизическим методом, обеспечивающим информационную базу разведочного бурения нефтеперспективных площадей, является сейсморазведка методом отраженных волн [6, 10, 12]. Материалы так называемых “легких” геофизических методов, а это в первую очередь магниторазведка и гравиметрия, остаются недооцененными в большинстве случаев на этапе освоения нефтегазовых месторождений.

Представляется целесообразным разработать определенные методические подходы для более эффективного использования материалов легких геофизических методов — магниторазведки (поле ΔTa) и гравиразведки (аномальное и локальное поле Δg) — в качестве дополнительного (к сейсморазведке и ГИС) информационного канала для выявления сложнопостроенных ловушек углеводородов в терригенных отложениях девона и нижних горизонтах карбона Южно-Татарского свода.

Объект исследований

В качестве опытной модели была выбрана хорошо разбуренная площадь с выявленными залежами нефти на западном склоне Южно-Татарского свода (по согласованию с недропользователем название месторождения и залежей не разглашается). Интерпретационный пакет процедур включал в себя анализ морфологических особенностей поведения сейсмических параметров Δtву, Δtуд, Vву, Vуд по отдельным профилям (рис. 1). Из потенциальных полей анализировались аэромагнитные данные (ΔTa), а также результаты высокоточной гравиметрии Δgлок.

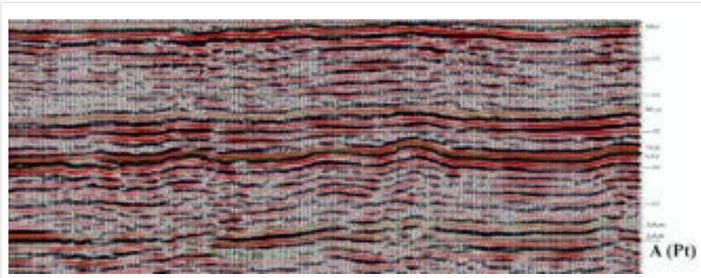


Рис. 1 — Характер сейсмического волнового поля при наличии дизъюнктивных нарушений в кристаллическом фундаменте (отражающая граница A_{Pt})
Fig. 1 — Nature of seismic wave field in case of disjunctive disturbances in crystal foundation (reflecting boundary A_{Pt})

Практика геофизических исследований показывает [1, 8], что высокоточная гравиметрия хорошо зарекомендовала себя при выявлении и трассировании деструктивных зон в фундаменте, при изучении антиклинальных ловушек, а также при непосредственном прогнозировании аномалий типа залежь. В свою очередь, в нефтегазоносных бассейнах магниторазведка находит применение при изучении вещественного состава фундамента, при выявлении и трассировании разрывных нарушений как в фундаменте, так и в перекрывающем осадочном чехле [2, 9, 13]. Многочисленны примеры непосредственного прогнозирования ареалов распространения ловушек углеводородов, генетически связанных с зонами тектонической трещиноватости. Дизъюнктивная тектоника приводит, как правило, к существенному изменению литологии, коллекторских свойств и мощности пластов терригенного девона, что, в свою очередь, способствует формированию залежей углеводородов [3, 4, 7].

Зона трещиноватости представляет собой объем пород, характеризующийся дефицитом плотности, соответственно в локальном поле силы тяжести будет наблюдаться отрицательная аномалия Δg лок., а в магнитном поле – повышенные значения напряженности поля ΔTa вдоль линии разрывного нарушения. На сейсмических временных разрезах в зонах разломов нарушается корреляция, наблюдается резкое изменение интервального времени прохождения между отражающими границами Д и А, а также присутствуют структурные локальные осложнения по горизонтам нижнего и среднего карбона (рис. 1).

Материалы и методы

Комплексная интерпретация данных магниторазведки (поле ΔT_a), гравиразведки (поле Δg) и сейсморазведки достаточно давно используется в разнообразных вариантах для прогнозирования залежей углеводородов [8, 13]. В нашей работе мы попытались сделать очередной шаг в этом направлении и выявить пространственные взаимосвязи геофизических параметров с наличием залежей углеводородов в нижних этажах (верхний девон, нижний карбон) осадочного чехла Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

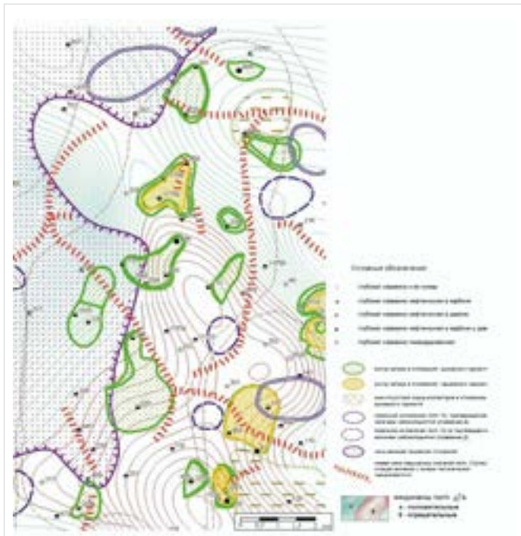


Рис. 2 — Распределение аномального магнитного поля ΔT_a модельной площади западного склона Южно-Татарского свода
Fig. 2 — Distribution of abnormal magnetic field ΔT_a on the model area of the western slope of the South Tatar arch

Рис. 3 — Распределение локального магнитного поля модельной площади западного склона Южно-Татарского свода
Fig. 3 — Distribution of local magnetic field on the model area of the western slope of the South Tatar arch

Результаты и обсуждения

Были построены карты аномального магнитного поля ΔT_a (рис. 2), карта локального магнитного поля (рис. 3), карта аномального поля силы тяжести $\Delta g_{лок}$ (рис. 4), а также структурная карта (рис. 5) по поверхности саргаевского горизонта.

Для выявления корреляционной связи между размещением в плане известных залежей нефти и гравимагнитными полями, выполнен статистический анализ по всей площади модельного месторождения. Анализ проводился раздельно для трех стратиграфических уровней: верхнедевонского, нижнекаменноугольного и среднекаменноугольного. При выполнении статистического анализа и качественной оценки гравимагнитных полей принимался во внимание характер аномальных полей: положительный (+), отрицательный (-), переходный (+ -). Кроме того, для аэромагнитного поля (ΔT_a) учитывались локальные осложнения положительного (+) и отрицательного (-) знака, а для локального гравитационного поля — фоновый (0) уровень.

Верхнедевонские залежи. Для определения корреляционных связей известных залежей с геофизическими полями использовались данные глубокого бурения и ГИС по 50 скважинам, в их числе присутствовало 23 промышленно нефтеносных пашийских и кыновских разрезов, 15 разрезов без промышленной нефтеносности в пласте $Д_0$ и 12 разрезов скважин без пластов-коллекторов $Д_0$+$Д_1$.

Промышленно нефтеносные разрезы тяготеют к приподнятым участкам залегания поверхности кристаллического фундамента (рис. 5) и характеризуются относительно сокращенной мощностью толщи между поверхностью кристаллического фундамента и кровлей саргаевского горизонта. В гравимагнитных полях (рис. 2, 4) промышленно нефтеносным толщам соответствуют преимущественно градиентные (переходные) и положительные поля. При этом вероятность обнаружения промышленно нефтеносных разрезов резко возрастает при наличии в локальном магнитном поле (рис. 3) отрицательных значений и положительных значений аномального магнитного поля ΔT_a (рис. 2). Локальными отрицательными осложнениями ΔT_a характеризуется 43% (10 из 23) кыновских нефтеносных разрезов скважин. Столь низкий эффект «узнаваемости» можно объяснить в основном тем, что на модельной площади не проводились целевые высокоточные магнитометрические исследования, без которых выделение залежей по магнитному полю является трудно разрешимой задачей.

Нижнекаменноугольные залежи. При анализе использовались разрезы 22 скважин, нефтеносные только в нижнекаменноугольных отложениях. Это же требование соблюдалось и при подборе 25 «пустых» (не нефтеносных) разрезов.

Нефтеносные разрезы контролируются участками с преимущественно увеличенной мощностью отложений между кровлей саргаевского горизонта и отражающей границей «У» (рис. 1) тульского горизонта, где она в среднем на 21 м больше, чем на участках без нефти. Нефтеносные нижнекаменноугольные разрезы, как правило, фиксируются отрицательными магнитным и гравитационным полями (рис. 2, 4), в которых вероятность их обнаружения возрастает соответственно в 3,0 и 1,4 раза.

Среднекаменноугольные залежи. Характерным является крайне неравномерная разбуренность башкирско-верейских отложений по площади. Всего анализировалось 43 нефтеносных и 25 «пустых» разреза. Выявлено, что глубина залегания кровли верейского горизонта (отражающая граница В, рис. 1) на нефтеносных разрезах в среднем на 20 м меньше, чем в разрезах без нефти. Нефтеносным разрезам отвечают преимущественно отрицательные локальные аномалии гравитационного поля (рис. 4). На участках распространения таких аномалий вероятность обнаружения нефти в среднекаменноугольных отложениях примерно в 4,5 раза выше, чем в не нефтеносных. Частота обнаружения нефтеносных залежей в положительном поле ΔT_a (рис. 2) примерно в 1,7 раза выше, чем в отрицательном. При наличии локальных отрицательных осложнений магнитного поля (рис. 3) вероятность обнаружения нефтеносных залежей на участках отрицательных аномалий $\Delta g_{лок}$ (рис. 4) и положительных аномалий ΔT_a магнитного поля (рис. 2) возрастает более чем в 3 раза.

Итоги

Выявлены определенные пространственные взаимосвязи геофизических параметров с наличием залежей углеводородов в нижних этажах (верхний девон, нижний карбон) осадочного чехла Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: большинство ловушек находится в зонах положительных значений аномального магнитного поля и в зонах отрицательных значений локального магнитного поля (рис. 2, 3).

При анализе распределения поля силы тяжести на территории западного склона ЮТС обращает на себя внимание факт практически повсеместного отсутствия залежей нефти в пределах линейно-вытянутых интенсивных локальных (более 1 мГал) аномалий отрицательного знака. Большинство залежей приурочено к локальным аномалиям поля силы тяжести Δg, интенсивность которых изменяется от -0,25 мГал до +0,25 мГал,т.е располагается в переходной зоне (рис. 4).

Рис. 4 — Распределение локального аномального поля силы тяжести $\Delta g_{лок}$ модельной площади западного склона Южно-Татарского свода
Fig. 4 — Distribution of local gravitational anomalies $\Delta g_{лок}$ on the model area of the western slope of the South Tatar arch

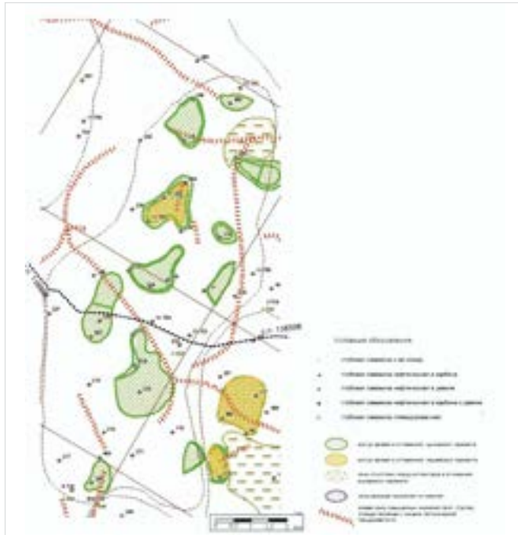


Рис. 5 — Структурная карта по кровле Саргаевского горизонта модельной площади западного склона Южно-Татарского свода
Fig. 5 — Structural map of the roof of the Sargaevsky horizon on the model area of the western slope of the South Tatar arch

Выводы

Комплексная интерпретация данных магниторазведки (поле ΔT_a), гравиразведки (поле Δg локальное) и сейсморазведки, с учетом указанных выше пространственных взаимосвязей с нефтеносностью, дает основание оценивать вероятность наличия залежей нефти и обосновывать заложение рекомендуемых скважин. Следует отметить, что в случаях совпадения структурных планов каменноугольных и пермских отложений при заложении скважин на нижне- и среднекаменноугольные залежи возможно расхождение статистических гравитационных признаков нефтеносности с конкретными характеристиками точек потенциального разбуривания, обусловленное интегральным свойством поля силы тяжести.

Литература

1. Березкин В.М. Применение гравиразведки для поисков месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1973. 263 с.
2. Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л. Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. Казань: Изд-во Казанского унта, 1982. 200 с.
3. Валяев Б.М. Роль разломов в нефтегазонакоплении // Разломы земной коры. М.: Наука, 1977. С. 43–45.
4. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1977. 257 с.
5. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П. Максимов, В.А. Киров и др. М.: Недра, 1970. 801 с.
6. Грунис Е.Б. Ускоренная разведка и освоение залежей нефти в сложнопостроенных ловушках (на примере востока Русской плиты). СПб: ВНИГРИ, 1995. 194 с.
7. Демидов В.А. Глубинные разломы и закономерности размещения месторождений нефти и газа в пределах древних платформ // Тектоника Восточно-Европейской платформы и ее обрамления. М.: Наука, 1975. С. 161–164.
8. Каратаев Г.И., Ватлин Б.П., Захарова Т.JI. Методика комплексной геологической интерпретации гравитационных и магнитных аномалий. Новосибирск: Изд. Наука СО АН СССР, 1973. 166 с.
9. Куликов Г.Н., Мавричев В.Г. Аэромагниторазведка на нефть и газ // Геофизика. 1995. №2. С. 37–42.
10. Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2013. 232 с.
11. Муслимов Р.Х. Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. Казань: Тат. кн. изд-во, 1985. 176 с.
12. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Новосибирск: Издательство СОРАН, НИЦ ОИГГМ, 1997, 229с.
13. Степанов В.П., А.В. Степанов, И.В. Степанов. Методология изучения кристаллического фундамента и осадочного чехла Волжско-Камской антеклизы по комплексу геолого-геофизических данных. Казань: Плутон, 2005. 428 с.

ENGLISH

Conclusions

Complex interpretation of data of magnetic exploration (field ΔTa), gravel exploration (field Δg local) and seismic exploration, taking into account the above mentioned spatial relationships with oil content, provides the basis to assess the probability of presence of oil deposits and to justify the location of recommended wells. It should be noted that in cases of coincidence of structural plans of coal and Permian sediments when laying wells on lower and middle coal deposits, it is possible to diverge statistical gravitational features of oil content with specific characteristics of potential drilling points due to integral property of gravity field.

References

1. Berezkin V.M. The use of engraving for the search for oil and gas fields. M.: Nedra, 1973, 263 p.
2. Boronin V.P., Stepanov V.P., Holstein B.L. Geophysical study of the crystalline foundation of Tataria. Kazan: Publishing House of the Kazan Unt, 1982, 200 p.
3. B.M. Valyaev. The role of faults in oil and gas accumulation//Earth trough faults. M.: Science, 1977, Pp 43–45.
4. Gavrilov V.P. The influence of faults on the formation of oil and gas accumulation zones. M.: Science, 1977. 257 p.
5. Geology of oil and gas fields of the Volga-Ural oil and gas province/S.P. Maksimov, V.A. Kirov and others. M.: Nedra, 1970, 801 p.
6. Grunis E.B. Accelerated exploration and development of oil deposits in complex traps (using the example of the east of the Russian plate). SPb: VNIGRI, 1995, 194 p.
7. Demidov V.A. Deep faults and patterns of placement of oil and gas deposits within the ancient platforms//Tectonics of the East European platform and its framing. M.: Science, 1975, Pp. 161–164.
8. Karataev G.I., Vatlin B.P., Zakharova T.JI. Method of complex geological interpretation of gravitational and magnetic anomalies. Novosibirsk.: Ed. Science of the Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences, 1973, 166 p.
9. Kulikov G.N., Mavrichev V.G. Aeromagnetic exploration for oil and gas//Geophysics, 1995, issue 2, pp. 37–42.
10. Larochkina I.A. Concept of system geological analysis during the search and exploration of oil fields in Tatarstan. - Kazan: Feng Publishing House of the RT Academy of Sciences, 2013, 232 p.
11. Muslimov R.Kh. Improving the efficiency of development of Tataria's oil fields. Kazan: Tat. kN. Publishing House, 1985, 176 p.
12. Puzirev N.N. Methods and objects of seismic research. Novosibirsk. Publishing House SORAN, Research Center OIGGM, 1997, 229 p.
13. Stepanov V.P., A.V. Stepanov, I.V. Stepanov. Methodology for the Study of the Crystalline Foundation and Sedimentary Cover of the Volga-Kama Antheclysy according to the Complex of Geological and Geophysical Data. Kazan: Pluto, 2005, 428 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андреева Евгения Евгеньевна, с.н.с. лаб. геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
aee8277@rambler.ru

Борисов Анатолий Сергеевич, профессор ИГиНГТ К(П)ФУ, с.н.с. лаб. геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
basgeo49@mail.ru

Докучаева Нина Абрамовна, с.н.с. лаб. геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань

Боровский Михаил Яковлевич, генеральный директор ОАО «Геофизсервис», г. Казань

Валеева Анна Валентиновна, зав. отделом ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», г. Бугульма

Валеева Светлана Евгеньевна, н.с. лаб. геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
ssalun@mail.ru

Evgeniya E. Andreeva, senior researcher, Lab. geological and ecological modeling IPEN AN RT, Kazan
aee8277@rambler.ru

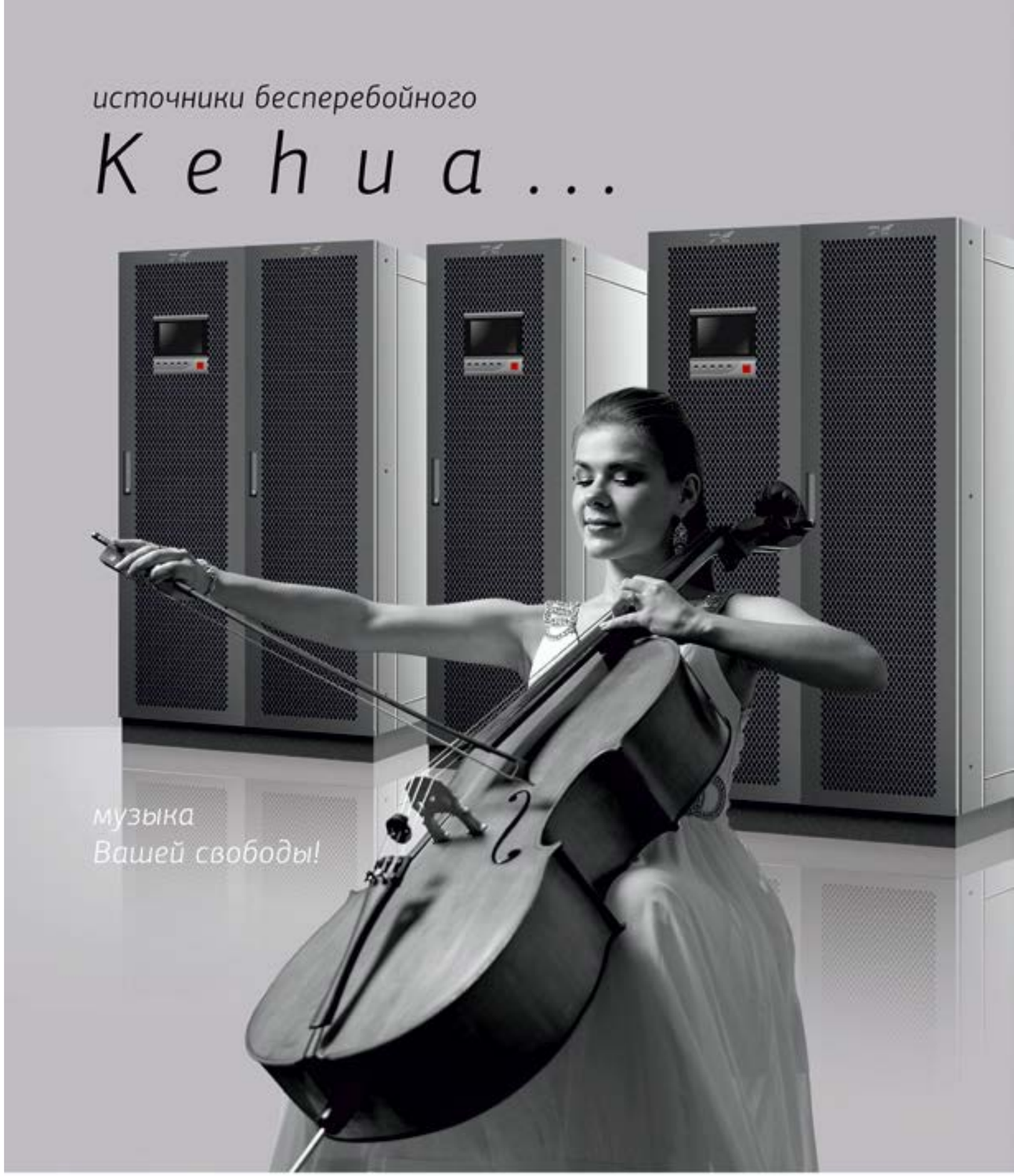
Anatolij S. Borisov, Professor IGiNGT K(P)FU, senior researcher lab. geological and ecological modeling of IPEN AN RT, Kazan
basgeo49@mail.ru

Nina A. Dokuchaeva, senior researcher lab. geological and ecological modeling IPEN AN RT, Kazan

Mihail Ya. Borovsky , General Director of OJSC Geophysservice, Kazan

Anna V. Valeeva, Head of TatNIPIneft Department of OAO TATNEFT, Bugulma

Svetlana E. Valeeva, researcher lab. geological and ecological modeling IPEN AN RT, Kazan
ssalun@mail.ru



Официальное представительство Kehua Tech на территории Российской Федерации:
ООО «Продукция компании Кехуа Хенгшенг торговый офис»

Московская область, г. Химки
Вашутинское шоссе, д. 200, стр. 1
E-mail: info@kehuatech.ru
Телефон/Факс:+7 (495) 103-18-88
www.kehuatech.ru

KEHUA TECH

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

Ультраскан 2004М

ПРЕДНАЗНАЧЕНИЕ

Дистанционное бесконтактное определение мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередач, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, воздушных линий электропередач для электроснабжения силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, линий электропередач районных распределительных сетей.

Прибор пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ. Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6–35 кв.

ОТОБРАЖЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ НА ЖК-ИНДИКАТОРЕ

Основная частота полезного сигнала | Уровень сигнала | Напряжение батареи

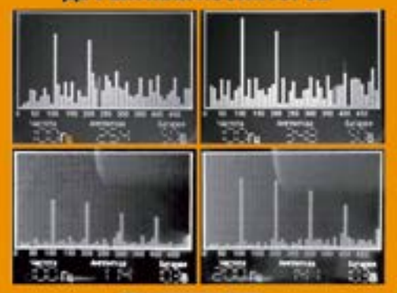
Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала. Также на индикаторе отображается уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.
Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.
По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

ХАРАКТЕРИСТИКИ

Максимальная дальность определения дефекта	15 м
Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7 не более	5 град
Диапазон принимаемых частот	37-42 кГц
Длительность записи сообщений*	не менее 2 часов
Кратность оптического визира	4
Диапазон рабочих температур	-10...+40 °С
Время непрерывной работы от одной зарядки	не менее 8 часов
Габаритные размеры	380x250x80 мм
Вес	не более 2,5 кг

* в зависимости от комплектации.

ВНЕШНИЙ ВИД СПЕКТРОГРАММ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ



Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц. Характерный вид спектра приведен на рисунке. Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ

ДИАГНОСТИКА

Применение прибора «Ультраскан-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

НПП МЕТАКОН

В наши дни все мы настолько зависим от бесперебойной подачи электроэнергии, что любая авария на линиях электропередачи может привести к серьезнейшим проблемам не только отдельно взятого предприятия или населенного пункта, но и целого региона. Поэтому контроль состояния самих линий электропередачи, особенно высоковольтных, остается одной из первоочередных задач. Томским научно-производственным предприятием «Метакон» для контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением был разработан и выпускается прибор «Ультраскан 2004», о котором и идет речь в данной статье.

Энергоснабжение силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, как правило, обеспечивается за счет вдольтрассовых воздушных линий электропередач (далее — ВЛ) с номинальным напряжением от 6 до 20 кВ. Эти линии отличаются от аналогичных районных электрических сетей значительной протяженностью: до сотен километров с отсутствием возможности резервирования. Чаще всего эти объекты расположены вдали от населенных пунктов и в труднодоступных заболоченных местах, что существенно осложняет их обслуживание и возможность оперативного устранения эксплуатационных повреждений. Основное назначение вдольтрассовых линий — обеспечение надежного контроля и управления линейного кранового оборудования, а также гарантированной электрохимической защиты трубопроводов за счет бесперебойной работы станций катодной защиты. Следовательно, повреждения на питающих линиях вызывают серьезные проблемы, связанные с необходимостью скорейшего их устранения для восстановления надежности эксплуатации всего комплекса транспортной магистрали.

Наиболее распространенное повреждение на ВЛ — однофазное замыкание «на землю» — происходит вследствие повреждения линейных изоляторов, загрязнения их сажей от пожаров, обрыва проводов, падения на провода деревьев и других посторонних предметов.

Время поиска повреждений зависит от протяженности линий, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности местности. К осложняющим факторам, при устранении повреждений, следует отнести тяжелые метеоусловия (ветер, дождь, снегопад и др.), поскольку именно погодные условия чаще всего провоцируют аварийные повреждения и отключения линии.

При этом выявление причин, вызвавших отключение, остается возможным только при визуальном осмотре всей линии. При снятом напряжении выявить повреждения опорных и подвесных изоляторов затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время недостаточно проработаны. Поэтому поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами.

Для предотвращения подобных ситуаций на помощь энергетикам приходят средства дистанционного контроля изоляции. Данные приборы позволяют эффективно выявлять повреждения изоляции на ранней стадии их развития, во время выполнения плановых обходов с осмотром воздушных линий и высоковольтного линейного оборудования (комплектных трансформаторных подстанций, реклоузеров и т.п.). Основным достоинством подобных средств диагностики является отсутствие необходимости отключений линий, малые габариты устройств и безопасность для оператора.

Для линейных подразделений, эксплуатирующих участки магистральных трубопроводов протяженностью до сотен километров, экономически наиболее оправдано использование ультразвуковых средств контроля, одним из которых является прибор «Ультраскан-2004». Прибор позволяет с достаточной точностью локализовать место повреждения и измерить уровень сигнала утечки, что в свою очередь делает возможным оценить степень опасности каждого выявленного дефекта и определить срочность его устранения (неотложно или при плановом ремонте). Эксплуатация прибора дает возможность выполнять контроль состояния изоляции ВЛ и связанных с ней высоковольтных устройств двумя способами:

- проведение регулярных плановых обследований линий, что позволяет своевременно выявить дефекты изоляции на стадии их первоначального появления;
- поиск мест повреждения изоляции при подаче напряжения на поврежденный участок либо от испытательных установок, либо от РУ подстанций (при возможности включения линии с выведенной защитой от однофазного замыкания на землю).

Прибор оснащен оптическим и лазерным визиром для локализации места повреждения по условию поиска максимального уровня сигнала. Это позволяет точно определять источник сигнала с расстояния до 15 метров в любую погоду и в любое время суток. Оптический визир, кроме своей основной функции наведения на объект, также позволяет более тщательно разглядеть видимые дефекты изоляции линии. Следует заметить, что при рабочем напряжении от 6 до 35 кВ наличие «чувствительной» для прибора утечки по изоляции устройств электроснабжения свидетельствует о снижении их надежности.

Кроме локализации места повреждения прибор позволяет оценить основную спектральную составляющую сигнала с помощью встроенного в прибор спектроанализатора. Значение основной спектральной составляющей, характерное для поврежденной изоляции, соответствует 100 Гц. Характер спектрограммы позволяет при обследовании объекта отбросить сигналы от механических источников (например, вибрация проводов и т.д.) и достоверно определить, что источником сигнала является дефект изоляции.

Кроме этого, существует возможность записи сигнала в память цифрового диктофона, входящего в комплект прибора, для накопления базы данных различных сигналов, их более тщательной обработки с помощью дополнительных программных и аппаратных средств. Наличие диктофона позволяет вести оперативную запись сообщений оператора о дефектировке изоляторов с привязкой к местности, что облегчает работу оператора особенно в неблагоприятных погодных условиях (дождь, ветер, туман, снегопад), когда использование блокнота и ручки практически невозможно.

Постоянное совершенствование прибора, тесное сотрудничество со специалистами, эксплуатирующими его в настоящее время, вывели прибор «Ультраскан-2004» на мировой конкурентный уровень. По своим измерительным характеристикам прибор не уступает импортным аналогам. Положительные отзывы от энергетиков ОАО «РЖД», угольных разрезов, районных электрических сетей России и Казахстана доказывают эффективность применения прибора для поиска неисправностей в сетях до 35 кВ.

ООО НПП «Метакон» 634034, Россия, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, кв. 2.
Тел./факс: (3822) 562 780

Многофункциональные установки подготовки газа «ЭНЕРГАЗ»: опыт надежной эксплуатации

Первый блочный пункт подготовки газа производства ГК ЭНЕРГАЗ был введён в эксплуатацию восемь лет назад на 5-м энергоблоке Южно-Сахалинской ТЭЦ-1. Этот проект дал старт внедрению в эксплуатацию многофункциональных установок газоподготовки. С тех пор накоплен значительный опыт поставок такого технологического оборудования, раскрыты его универсальные возможности, доказана эффективность и надежность.

Александр Рубанов,
ведущий специалист Департамента развития ООО «ЭНЕРГАЗ»

Группа компаний ЭНЕРГАЗ ежегодно реализует десятки проектов и получает новые подтверждения тому, что подготовка газа (Upstream, Midstream) – это выверенный и согласованный инженерный расчет комплексного технологического процесса, позволяющего достигать и устойчиво поддерживать установленные значения газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и другим параметрам.

По своему типу установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» делятся на комплектные и многоблочные.

Компактные комплектные установки состоят из 1-2 модулей, внутри которых оборудование интегрировано на единой раме. Это:

- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (природного);
- системы подготовки топливного и пускового газа;
- газоприемные станции;
- газорегуляторные пункты блочные;
- автоматизированные газораспределительные станции.

Многоблочные установки применяются в сложных и масштабных проектах. Они отличаются высокой производительностью (расходом подготавливаемого газа) и состоят из нескольких обособленных блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже стыкуются в единое здание (фото 1). При этом ряд элементов могут иметь внешнее исполнение.

Эти установки функционируют на генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо одновременно снабжать качественным газом (с отличающимися параметрами) сразу несколько основных и вспомогательных объектов.

Фото 1. Отдельные блок-боксы при монтаже создают общее технологическое пространство многоблочной установки (панорамный вид)

В целом, комплектные и многоблочные установки в автоматическом режиме непрерывно обеспечивают очистку, осушку, подогрев, редуцирование, определение состава и измерение различных параметров газа, одоризацию, технологический или коммерческий учет, контроль качества газа перед его подачей в газоиспользующее оборудование:

- газовые турбины;
- газопоршневые установки;
- котельные;
- печи прямого нагрева нефти;
- газоперекачивающие агрегаты и др.

Многофункциональные установки «ЭНЕРГАЗ» характеризуются максимальной степенью заводской готовности при поставке (98%), высокой ремонтопригодностью и длительным сроком службы – не менее 25 лет. Коэффициент технического использования составляет 0,92+, подтвержденный показатель надежности в эксплуатации – 0,95+.

БАЗОВАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Минимальный (базовый) функционал технологических установок «ЭНЕРГАЗ» – это фильтрация и учет газа. Такое оборудование включает пять обязательных элементов.

Система фильтрации

Стандартная система состоит из двух линий фильтрации с пропускной способностью 100% потока или трех линий с пропускной способностью по 50% потока каждая. В особых проектах применяется каскадная схема, включающая блок предварительной фильтрации (фото 2) и блок тонкой очистки газа.

Газовые фильтры выбираются в зависимости от состава подаваемого на объект газа, а также содержания в нем механических примесей и жидких фракций. Преимущественно в оборудовании «ЭНЕРГАЗ» используются высокоэффективные двухступенчатые фильтры-коалесцеры со сменными элементами. Варьирование типов картриджей и их комбинирование оптимизирует очистку при изменении состава и характеристик поступающего газа.

В случае повышенной влажности газа применяются фильтры с вихревой решеткой на первой ступени фильтрации и последующей завершающей очисткой фильтрующими элементами. Прохождение потока газа через вихревую решетку первой ступени фильтра создает завихрения, вызывает срыв потока и последовательное снижение и повышение давления газа с последующей конденсацией жидких примесей газа. Высокая эффективность очистки газа достигается использованием в качестве абсорбента собственного газового конденсата.

В многофункциональных установках степень очистки достигает 100% для твердых частиц величиной не менее 3 микрон и капельной влаги не менее 5 микрон. Для частиц размером от 0,5 до 3 микрон эффективность составляет 98...99%.

Узел дренажа конденсата

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит в автоматическом режиме. Как правило, дренажный резервуар расположен под землей. Если позволяют климатические условия, применяется наземное исполнение (фото 2), а резервуар оснащается электрообогревом.

Уровень конденсата в накопительном баке устанавливается и поддерживается на заданном значении системой автоматизированного управления. Узел дренажа укомплектован устройством контроля уровня и оборудованием для удаления продуктов очистки в передвижную емкость.

Блок учета газа

После очистки газ попадает в блок учета, который имеет одну или несколько измерительных линий нормального расхода, линию малого расхода, а также линию байпаса (в случае одной измерительной линии или по требованию заказчика). Относительная погрешность блока учета – не более 1%.

Коммерческий или технологический учет газа осуществляется путем измерений объема и объемного расхода газа в рабочих условиях и автоматического приведения полученных значений к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Преимущественно применяются турбинные и ультразвуковые первичные преобразователи расхода (расходомеры). Используются также ротационные, вихревые, диафрагменные, кориолисовые или термоанемометрические расходомеры. Данные с преобразователей поступают на корректоры-вычислители.

Блок коммерческого учета газа (фото 3) позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать расход и эффективность использования топлива.

Система автоматизированного управления

Многофункциональные установки газоподготовки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Система управления (САУ) выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения и коммутационного оборудования. Она размещена внутри блок-модуля комплектной установки (или внутри блок-здания многоблочной установки) – в отсеке, отделенном от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой (фото 4).

Основные компоненты САУ имеют резервирование, что гарантирует непрерывность

Фото 2. Внешний блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата

Фото 3. Узел коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами

Фото 4. Отсек САУ комплектной установки

управления. В случае потери напряжения собственные источники бесперебойного питания поддерживают автономную работу программно-технического комплекса от 1 до 3 часов.

Локальная САУ интегрируется с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивает дистанционное управление установкой, автоматические защиты и сигнализацию, контролирует технологические параметры и загазованность в помещениях, обрабатывает параметры рабочего процесса и аварийных событий, выводит информацию на панель оператора.

Системы жизнеобеспечения и безопасности

Наряду с системами жизнеобеспечения (освещение, обогрев, вентиляция) установки «ЭНЕРГАЗ» обязательно имеют системы безопасности: пожаро- и газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Установки в базовой комплектации на практике применяются редко. Как правило, для эффективного решения проектных задач в технологическую схему встраиваются дополнительные узлы и системы.

Системы сепарации и осушки

Подготовка попутного нефтяного газа предполагает включение в состав оборудования сепаратора-пробкоуловителя (рис. 1) для приема залповых выбросов жидкости и сглаживания пульсации газовой смеси.

Также может устанавливаться узел осушки газа на базе адсорберов. Эта мера необходима в том случае, когда возможностей базовой системы фильтрации недостаточно для достижения установленных проектных параметров газа по влажности.

Узел подогрева газа

Для достижения проектной температуры газа установка оборудуется узлом подогрева.

При наличии стороннего теплоносителя (горячей сетевой воды) этот технологический блок включает кожухотрубные теплообменники различного типа, действующие по прямой схеме «вода/газ» или по схеме с промежуточным контуром – «вода/антифриз + антифриз/газ».

При отсутствии внешнего источника тепла применяются два решения: 1) используются взрывозащищенные электрические подогреватели газа (фото 5) с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева; 2) многофункциональные установки оснащаются собственными блочно-модульными котельными.

Блочно-модульная котельная

Блочно-модульная котельная обеспечивает подготовку теплоносителя для узла подогрева газа. Компактная БМК размещается в специальном отсеке внутри установки (фото 6). Количество водогрейных котлоагрегатов и их тепловая мощность устанавливаются с учетом объемов подготавливаемого газа и необходимости резервирования.

БМК комплектуется собственными устройствами для редуцирования и измерения расхода газа, системой безопасности, а также резервуаром для слива теплоносителя. Работа котельной автоматизирована, локальная система управления БМК интегрируется с САУ установки.

Система редуцирования

Если давление газа в питающем трубопроводе выше уровня, необходимого для корректной работы сопряженных газоиспользующих агрегатов, то оборудование газоподготовки оснащается узлом редуцирования, который имеет одну-две нитки с резервированием.

В состав многоблочной установки «ЭНЕРГАЗ» входит многолинейная система редуцирования. Это требуется для параллельного снабжения газом (с отличающимися параметрами по давлению) нескольких объектов на одной производственной площадке. Число ниток редуцирования зависит от количества объектов-потребителей.

Узел одоризации

Узел одоризации с емкостью для хранения одоранта (вещества, придающего газу предупреждающий запах – от лат. odor «запах») является обязательным элементом технологических установок, используемых в автоматизированном процессе отбора магистрального газа и его подготовки для транспортировки конечному потребителю.

Блок контроля качества газа

По специальным проектным требованиям заказчика в технологическую схему установки встраивается оборудование для измерения и анализа различных параметров газа.

Например, потоковый газовый хроматограф непрерывного действия (калориметр) с устройством отбора проб. Его функционал – определение компонентного состава газа, измерение теплотворной способности, вычисление плотности и относительной плотности, вычисление числа Воббе.

Измерение температуры точки росы газа по воде и углеводородам обеспечивает анализатор влажности с устройством для отбора проб.

Помимо манометров, термометров, датчиков давления и температуры на выходных коллекторах могут устанавливаться анализаторы содержания примесей – для контроля соответствия подготовленного газа расчетным параметрам.

Фото 5. Система газоподготовки для ДКС «Алан» (Узбекистан). Здесь применены электрические подогреватели газа

Фото 6. Отсек блочной котельной встроен в общий технологический модуль

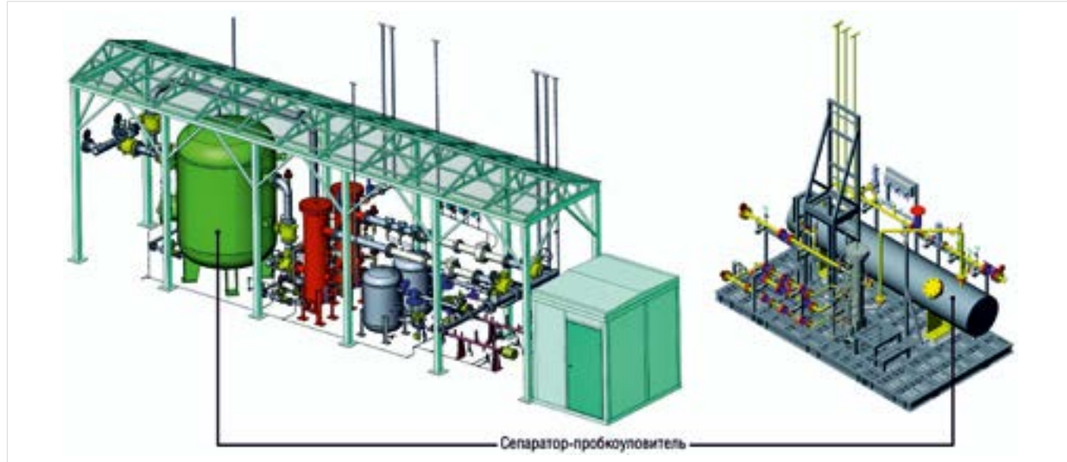


Рис. 1. Компоновка сепаратора-пробкоуловителя в технологических установках для подготовки ПНГ

ПРИМЕРЫ ДЕЙСТВУЮЩИХ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Проекты Группы ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе и электроэнергетике дают представление о технологических особенностях и возможностях оборудования газоподготовки. Рассмотрим применение установок «ЭНЕРГАЗ» на примерах практической подготовки природного и попутного нефтяного газа для газоиспользующего оборудования разного типа и назначения.

Многоблочная установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК Восточно-Уренгойского лицензионного участка

Установка комплексной подготовки газа и конденсата АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) оснащена многоблочной установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ».

УПТГ предназначена для фильтрации, учета, подогрева, редуцирования газа и параллельного снабжения им основных и вспомогательных объектов УКПГиК. Среди них: газотурбинная электростанция, котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, узлы входных шлейфов, установка низкотемпературной сепарации, горелочное устройство для сжигания промстоков, установка регенерации метанола, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка стабилизации конденсата. Для каждого потребителя подаваемый газ имеет индивидуальные параметры по давлению, температуре и расходу.

УПТГ включает 8 блоков различного назначения, объединенных в два модуля (фото 7) – основной (МПТГ-1) и резервный (МПТГ-2). Максимальная производительность МПТГ-1 по газу составляет 90 400 нм3/ч. Номинальный расход газа МПТГ-2 – 32 612 нм3/ч.

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС «Александровка»

АГРС «Александровка» (фото 8) осуществляет отбор газа из магистрального газопровода, очистку, коммерческий учет, контроль качества, снижение давления, подогрев и одоризацию газа перед его транспортировкой на отдаленную теплоэлектростанцию.

Комплектация АГРС: 2 линии фильтрации с фильтрами-коалесцерами; узел дренажа конденсата (с резервуаром 3 м3); 2 измерительные линии с расходомерами ультразвукового типа; узел подогрева газа из двух кожухотрубных теплообменников; 2 нитки редуцирования; калориметр; анализатор влажности; узел одоризации (с емкостью для хранения одоранта объемом 2,1 м3); система автоматизированного управления; системы жизнеобеспечения и безопасности; резервный генератор.

Подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа обеспечивает блочно-модульная котельная, укрытие которой пристыковано к модулю АГРС. Основа котельной – 2 водогрейных котлоагрегата общей (полезной) тепловой мощностью 1 МВт.

Блок подготовки ПНГ для газотурбинного энергоцентра Усинского месторождения

На Усинском нефтяном месторождении (ЛУКОЙЛ-Коми) действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель».

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭЦ выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в составе трех компрессорных установок и блока подготовки попутного газа (БППГ).

БППГ (фото 9) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Подготавливается также топливо для котельной собственных нужд месторождения.

Фото 7. Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое - основной (слева) и резервный модули

Фото 8. Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ

Фото 9. Блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения ЛУКОЙЛ-Коми

Для этого БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования.

Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге

В городе Елабуга (Республика Татарстан) действует ГТУ-ТЭС электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой – 28 Гкал/час. Основное оборудование состоит из 4-х газотурбинных установок Taurus 60 GS (Solar) с котлами-утилизаторами. Топливо для турбин – природный газ.

На электростанции функционирует система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» в составе дожимной компрессорной станции и блочного пункта очистки газа. БПОГ – это типичный пример компактной установки в базовой комплектации. Всё технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Комплектный пункт имеет небольшую производительность (8 240 м3/ч), обусловленную малой мощностью сопряженных газовых турбин.

БПОГ (фото 10) обеспечивает очистку газа от твердых частиц и капельной влаги до проектных требований производителя турбин, сбор уловленной жидкости в дренажный резервуар с перекачкой в передвижную емкость или спецтранспорт, измерение расхода газа, определение и регистрацию состава газа и его изменений, определение теплоты сгорания, измерение температуры точки росы газа.

Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов на месторождении «Алан»

На месторождении «Алан» в Узбекистане (НХК «Узбекнефтегаз») действует дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа в составе двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» (КМПО). ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 5).

СПТПГ – это многофункциональная установка для очистки, нагрева и редуцирования газа. На открытой раме размещено следующее технологическое оборудование: коалесцирующие фильтры-сепараторы (степень фильтрации газа 99,98%), блок автоматического дренажа конденсата, электрические подогреватели с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Проект реализован в максимально сжатые сроки – проектирование, производство, заводские испытания и поставка были выполнены за 2 месяца.

Многоблочный пункт подготовки газа для парогазовых энергоблоков Прегольской ТЭС

Самый крупный объект новой калининградской генерации - Прегольская теплоэлектростанция мощностью 455,2 МВт - состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паротурбинную установку («Силовые машины»), котёл-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»: пункт подготовки газа (ППГ), дожимная компрессорная станция и модуль управления.

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 нм3/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Это технологическая установка из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые состыкованы в единое здание. Исключение составляют блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата, имеющие внешнее исполнение на открытой раме.

Помимо внешних элементов ППГ оснащен системой тонкой очистки газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования и блоком контроля качества газа.

Установка подготовки ПНГ для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского месторождения

На Барсуковском месторождении («РН-Пурнефтегаз», Роснефть) в Ямало-Ненецком автономном округе действует автономный энергоцентр из 10 газопоршневых агрегатов Cummins мощностью по 1,5 МВт. Электростанция, построенная ООО «Альянс Генерация», снабжает электрической энергией инфраструктурные и технологические объекты промысла.

Топливо – попутный нефтяной газ. Проектные параметры ПНГ по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 12) номинальной производительностью 5 000 м3/ч.

В состав этого многофункционального комплекса входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами (степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм); узел дренажа конденсата с подземным резервуаром; блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами; узел подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника; двухлинейная система редуцирования; блочно-модульная котельная тепловой мощностью 0,19 МВт.

Во всех проектах полный цикл предпусковых мероприятий (шефмонтаж, наладка, собственные и интегрированные испытания, обучение эксплуатационного персонала) выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», входящей в Группу ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры ведут здесь и техническое обслуживание оборудования газоподготовки.

Фото 10. Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге - компактная установка в базовой комплектации

Фото 11. Газорегуляторный пункт обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

Фото 12. УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (слева) в составе газопоршневой электростанции Барсуковского месторождения Роснефти

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ

Среди проектов, реализуемых в настоящее время, отметим наиболее значимые.

Установка подготовки топливного газа для энергоцентра Харасавэйского месторождения

При обустройстве Харасавэйского месторождения ПАО «Газпром» на Ямале создается энергоцентр для обеспечения электричеством объектов строительства. Здесь применены восемь газопоршневых электростанций MWM мощностью от 1,2 до 2 МВт и четыре передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 мощностью по 2,5 МВт.

Топливо для энергоцентра – добываемый здесь природный газ. Его рабочие параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечит установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ», которая уже доставлена на эксплуатационную площадку. Многофункциональный комплекс состоит из двух отдельных модулей (рис. 2), действующих по каскадной схеме. Максимальная производительность установки – 8 000 м3/ч, в том числе расход газа на газопоршневые агрегаты – 5 000 м3/ч, на турбины ПАЭС – 3 000 м3/ч.

Газорегуляторный пункт на установке подготовки нефти «Уса-Тяжелая нефть»

В рамках технического перевооружения УПН Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми) оснащается газорегуляторным пунктом (фото 11). ГРП «ЭНЕРГАЗ» – это модульная технологическая установка для очистки, подогрева и редуцирования газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. ГРП также осуществляет измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность системы фильтрации ГРП – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 2 мкм. Система редуцирования снижает давление газа с 1,6...2,5 МПа до 0,6 МПа. Взрывозащищенные электрические подогреватели обеспечивают расчетную температуру газа на уровне +25°С. Блочный газорегуляторный пункт готовится к монтажу на объекте.

Газоприемные станции для турбин пиково-резервных ГТЭС в Республике Беларусь

В Республике Беларусь создаются пиково-резервные энергетические источники на базе 16-ти газотурбинных установок Siemens SGT-800. На Минской ТЭЦ-5 будет действовать газотурбинная электростанция мощностью 300 МВт из 6 ГТУ, на Березовской ГРЭС – ГТЭС-254 МВт (5 турбин), на Лукомльской ГРЭС – ГТЭС-150 МВт (3 турбины), на Новополоцкой ТЭЦ – ГТЭС-100 МВт (2 турбины).

ЭНЕРГАЗ поставит комплект оборудования газоподготовки и топливоснабжения. Это четыре газоприемные станции (по одной ГПС на каждую пиковую ГТЭС), которые смонтируют на питающих трубопроводах для фильтрации, подогрева и коммерческого учета топливного газа, поступающего в турбины энергоблоков.

В заключение констатируем, что многофункциональные установки – это состоявшийся фактор в технологической сфере комплексной газоподготовки. Опираясь на мировой опыт и наращивая собственную практику, Группа ЭНЕРГАЗ совершенствует возможности оборудования подготовки газа для проектов различной сложности и масштаба.

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

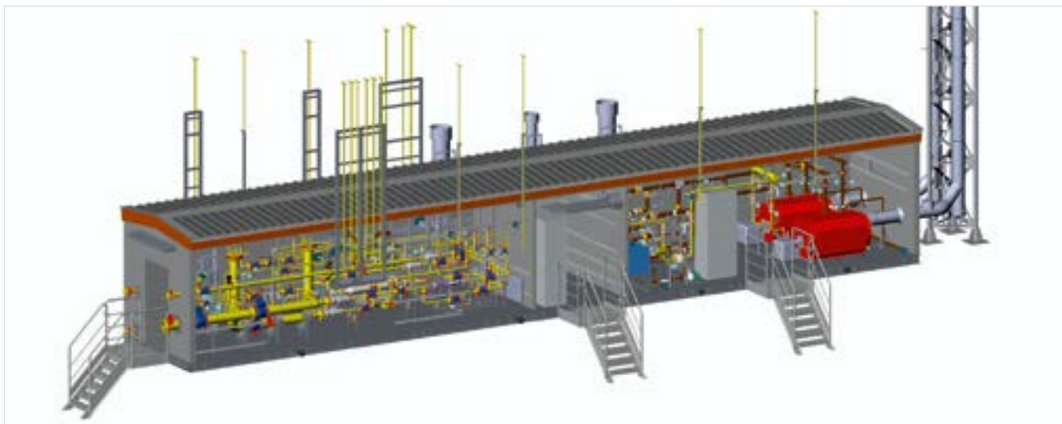


Рис. 2. Модуль №2 УПТГ для энергоцентра Харасавэйского месторождения состоит из технологической части, котельной и отсека управления

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10092

УДК 622.276 | Научная статья

Определение технологических параметров тепловой обработки скважины через полые штанги глубинно насосного оборудования

А.В. Лекомцев[1], П.Ю. Илюшин[1], В.С. Баканеев[1], Г.Ю. Коробов[2]
[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет
[2]Санкт-Петербургский горный университет

Аннотация
Одним из основных осложнений, возникающих при эксплуатации добывающих скважин, является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). В условиях низких межочистных периодов работы скважин (менее 30 суток) и высокой прочности структурно-механических связей в АСПО, образующихся в насосно-компрессорных трубах (НКТ) выше насоса, наиболее экономически и технологически целесообразным способом борьбы с осложнениями являются промывки скважин теплоносителем. В работе рассмотрены вопросы расчета теплового состояния скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом при проведении тепловой обработки через полые штанги с перепускной муфтой. По результатам расчетов отмечено, что температура закачиваемого агента (горячей нефти или воды) влияет на температуру внутренней стенки НКТ в меньшей степени, чем расход теплоносителя.

Ключевые слова
Осложнения при добыче нефти, полые штанги, тепловая обработка скважин, моделирование промывки скважины, борьба с АСПО

Материалы и методы
Оценка теплового состояния скважины в процессе тепловой обработки через полые штанги и определения наиболее оптимальных условий эффективного удаления АСПО.

Для цитирования:
А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, В.С. Баканеев, Г.Ю. Коробов. Определение технологических параметров тепловой обработки скважины через полые штанги глубинно насосного оборудования // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 50-54. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10092

Поступила в редакцию: 22.06.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Determination technological parameters of wellbore heat treatment for a deep pump with hollow rods

Aleksandr V. Lekomtsev[1], Pavel Y. Ilyushin[1], Vitalii S. Bakaneev[1], Grigorii Y. Korobov[2]
[1]Perm National Research Polytechnic University, [2]Saint Petersburg Mining University

Abstract
One of the main complications, being during the exploitation of production wells, is the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD). In conditions of low inter-cleaning periods of well work (less than 30 days) and high strength of structural-mechanical bonds in ARPD, formed in tubing above the pump, the most economically and technologically expedient way to combat complications are flushing-out of well. The calculation of the thermal state of a well equipped with a sucker rod pump during heat treatment through hollow rods with a bypass clutch are considered in the paper. Based on the results of the calculations, it was noted that the temperature of the injected agent (hot oil or water) affects the temperature of the inner wall of the tubing lower than the coolant flow rate.

Keywords
Complications at oil producing, hollow rods, flushing-out of well, modeling of well flushing, struggle with ARPD

Materials and methods
Assessment of the thermal state of the well during heat treatment through hollow rods and determination of the most optimal conditions for effective removal of asphaltenes, resins and paraffins.

For citation:
Aleksandr V. Lekomtsev, Pavel Y. Ilyushin, Vitalii S. Bakaneev, Grigorii Y. Korobov. Determination technological parameters of wellbore heat treatment for a deep pump with hollow rods // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 50-54. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10092

Received: 22.06.2020

Введение
На территории Пермского края основной проблемой, возникающей при эксплуатации скважин, является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности глубинно-насосного оборудования (ГНО) [1]. При этом происходят преждевременные отказы насосного оборудования и остановки скважин, сопровождающиеся уменьшением добычи нефти. Известные методы прогнозирования парафиноотложений подразделяются на две основные группы — методы, направленные на определение глубины начала образования АСПО (начала кристаллизации парафина) и методы, определяющие интенсивность (скорость) образования АСПО [2].

Основой для определения глубины начала образования парафиновых отложений служат физико-химические свойства нефти и термодинамические условия ее добычи. На практике интенсивность выпадения твердых органических веществ оценивается с помощью величины межочистного периода работы (МОП) скважины. В условиях низкого значения МОП (менее 30 суток) и высокой прочности структурно-механических связей в АСПО [3], образующихся в насосно-компрессорных трубах (НКТ) выше насоса, наиболее экономически и технологически целесообразным способом борьбы с осложнениями являются промывки скважин теплоносителем [4, 5]. В качестве теплоносителя (агента) выступают горячая нефть и пресная вода. В практике эксплуатации штанговых глубинных насосов (ШГН) актуальным становится вопрос проведения тепловых обработок через полые штанги без остановки скважины. В настоящее время накоплен теоретический материал и промысловый опыт проведения обратных промывок скважин с подачей теплоносителя в затрубное пространство [6], однако системных представлений об эффективности промывок через полые штанги не представлено.

В данной работе рассмотрен вопрос оценки теплового состояния скважины в процессе тепловой обработки через полые штанги и определения наиболее оптимальных условий удаления АСПО.

Постановка и решение задачи
В скважину (рис. 1) на НКТ спущен ШГН. Перемещение плунжера насоса осуществляется через полые штанги. На заданной глубине установлена муфта для перепуска теплоносителя из штанговой колонны в НКТ. Во время работы скважины осуществляется подача теплоносителя в полые штанги, проходя через которые агент нагревает поток скважинной продукции, выходит через муфту, далее смешивается с основным потоком и поднимается на устье скважины. Важным преимуществом данной технологии перед промывкой скважины через затрубное пространство является снижение тепловых потерь в окружающую среду, тем самым повышается плотность теплового потока в зоне удаления АСПО. Основными задачами при этом являются определение температуры теплоносителя, при которой происходит полное расплавление парафина, и оценка влияния технологических характеристик работы скважины на эффективность промывки.

Поставленные задачи решались численно, методом конечных элементов с учетом модели турбулентного тепломассопереноса (уравнения Навье-Стокса, осреднённые по Рейнольдсу). Взаимодействие продукции скважины и теплоносителя описывалось уравнением конвекции-диффузии. В работе учитывалась естественная конвекция. Задачи решались стационарные, теплофизические свойства твёрдых материалов не зависели от температуры, бесконечный массив земли заменен ограниченной областью, нефтяная жидкость рассматривалась как однофазная среда. Инженерные расчеты выполнены в программном продукте ANSYS Fluent.

При проведении численного эксперимента в качестве исходных данных приняты следующие характеристики глубинно-насосного оборудования: диаметр и толщина стенки обсадной колонны — 146 и 8 мм; диаметр и толщина стенки НКТ — 73 и 5,5 мм; длина, диаметр и толщина стенки 1-ой ступени штанговой колонны — 500 м, 37 и 4 мм; длина, диаметр и толщина стенки 2-ой ступени штанговой колонны — 300 м, 34 и 3,5 мм; глубина установки перепускной муфты ($H_{муф}$) — 800 м; температура скважинной продукции на глубине установки муфты — 15 °С; геотермический градиент — 0,02 град/м; температура плавления парафина — 52 °С (на устье скважины), 60 °С (на уровне муфты) [7]; дебит скважины по нефти — 20 м³/сут. Теплофизические характеристики материалов и сред приведены в таблице 1.

Для оценки возможности удаления (расплавления) АСПО в НКТ в процессе тепловой обработки через полые штанги построено распределение температуры (на внутренней стенке НКТ (добываемой продукции в стволе скважины) в зависимости от расхода и температуры теплоносителя — 120, 200, 300 °С. Температуры 200 и 300 °С приняты для теоретических расчетов и оценке возможнºСтей тепловой обработки.

Проведенные расчеты проводились с учетом объема одной промывки, принятого из опыта эксплуатации и равного 30 м³. При этом, операция продолжается в течение 2–3 часов. Указанного времени достаточно для

Таб. 1 — Свойства материалов и сред
Tab. 1 — Properties of materials and media

Материал	Плотность ρ, кг/м³	Теплоемкость С, Дж/(кг·К)	Тепло-проводность λ, Вт/(м·К)	Вязкость μ, мПа·с
Грунт	1900	1680	1,82	-
Сталь	7850	502	16,27	-
Вода	998,2	4200	0,6	1
Нефть	761,5	2000	0,15	10
Попутный нефтяной газ	1,225	1006	0,0242	0,0018

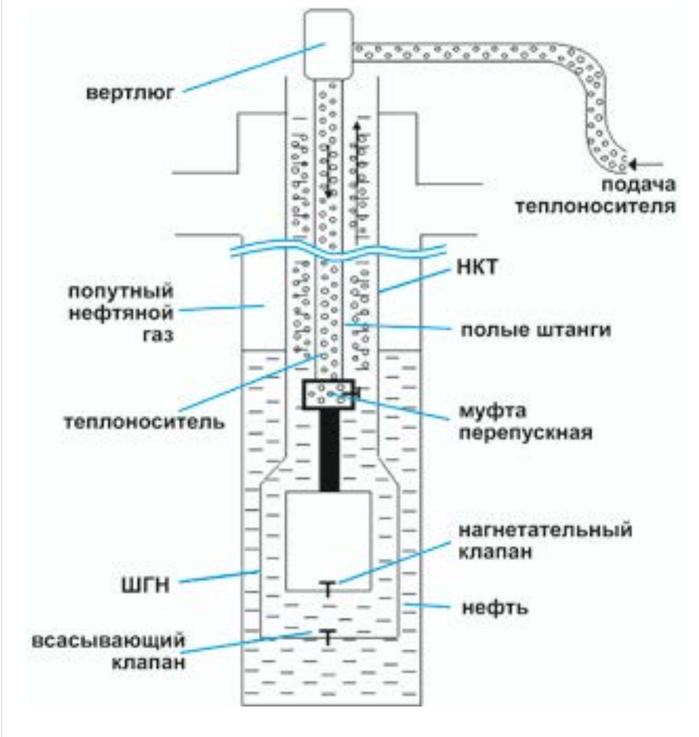


Рис. 1 — Геометрическая модель скважины, оборудованной ШГН с полыми штангами
Fig. 1 — Geometric model of a well equipped with a shgn with hollow rods

Таб. 2 — Результаты расчета гидравлических потерь давления при промывке горячей водой
Tab. 2 — Results of calculation of hydraulic pressure losses during hot water flushing

№ п/п	Характеристика	Движение горячей воды по штангам	
1	Длина штанги, м	500	300
2	Внутренний диаметр штанги, мм	29	27
3	Расход, м³/сут	300	300
4	Кинематическая вязкость, мм²/с	0,326	0,326
	Результаты расчетов		
1	Скорость течения, м/с	6,1	5,3
2	Число Рейнольдса, д.ед.	502524	467867
3	Коэффициент гидравлических сопротивлений, д.ед.	0,0295	0,0290
4	Потери напора на трение, м	604	692
5	Потери давления на трение, МПа	6,0	6,9
6	Общие потери давления, МПа	12,9	

Таб. 3 — Результаты расчета гидравлических потерь давления при промывке горячей нефтью
Tab. 3 — Results of calculation of hydraulic pressure losses during hot oil flushing

№ п/п	Характеристика	Движение горячей нефти по штангам	
1	Длина штанги, м	500	300
2	Внутренний диаметр штанги, мм	29	27
3	Расход, м³/сут	300	300
4	Кинематическая вязкость, мм²/с	1,71	1,71
	Результаты расчетов		
1	Скорость течения, м/с	6,1	5,3
2	Число Рейнольдса, д.ед.	95803	89196
3	Коэффициент гидравлических сопротивлений, д.ед.	0,0303	0,0299
4	Потери напора на трение, м	620	714
5	Потери давления на трение, МПа	6,2	7,1
6	Общие потери давления, МПа	13,3	

полной промывки и удаления отложений с поверхности глубинно-насосного оборудования (в частности — штанг и труб). Результаты проведения подобных операций на скважинах Урало-Поволжья свидетельствуют о практической применимости и высокой успешности операции с расходом 12–16 м³/ч (288–384 м³/сут) с использованием агрегата депарафинизации скважин (типа АДП, АДПМ) без дополнительной насосной техники [8].

Кроме того, при закачке теплоносителя в скважину по полым штангам неизбежны потери напора на преодоление гидродинамических сопротивлений. Оценка потери давления на сопротивления при движении теплоносителя проводилась согласно уравнению Дарси-Вейсбаха:

$$P_{тр} = \lambda_{тр} \frac{L}{d} \frac{V^2}{2} \rho \qquad (10)$$

где $\lambda_{тр}$ — коэффициент гидравлических сопротивлений, который определяется с учетом режима течения потока (турбулентный и ламинарный) и значения числа Рейнольдса для данного скоростного режима течения, $Re=f(V, d, \nu)$; L — характерная длина; d — характерный диаметр проходного сечения; V — линейная скорость потока; ρ, ν — плотность и кинематическая вязкость теплоносителя.

Ниже приведены результаты расчетов для промывки нефтью и водой для расхода 300 м³/сут и условий задачи (таблица 2, 3).

При использовании значения эквивалентной шероховатости в пределах 0,15-0,3 мм, что соответствует поверхности труб после нескольких лет эксплуатации, общие потери давления согласно формуле Альтшуля $\lambda=0,11(\Delta_э/d)^{0,25}$ составляют 13,2–15,7 МПа, где $\Delta_э$ — эквивалентная абсолютная шероховатость.

Оценочные расчеты по определению гидравлических сопротивлений, связанных с потерей напора на преодоление сил трения по длине штанговой колонны, также подтверждают применимость в заданных условиях, лишь в диапазоне расходов до 300 м³/сут с привлечением АДП без дополнительной техники. Потери давления при доставке агента на прием муфты на глубину 800 м в указанном диапазоне расходов не превышают 16 МПа.

Из рисунка 2 видно, что даже при температуре закачиваемой горячей нефти, равной 300 °С (кривая 1), температура на уровне муфты опускается ниже значения плавления парафина и составляет 47 °С, в то время как при температуре теплоносителя равной 120 °С, на приеме муфты она равна 36 °С (кривая 3). По результатам расчета можно отметить, что температура теплоносителя слабо влияет на температуру внутренней стенки НКТ на глубине 800 метров. Изменяя данный параметр в пределах технических возможностей нефтепромыслового оборудования (не более 150 °С), эффективного прогрева скважины добиться не представляется возможным. Как было указано выше, перепускная муфта полых штанг находится на глубине 800 м. от

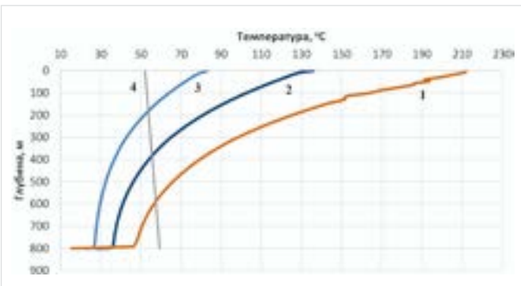


Рис. 2 — Распределение температуры на внутренней стенке НКТ от глубины при различной температуре теплоносителя. Динамический уровень — 0 м. Теплоноситель - нефть, подаваемая с расходом 150 м³/сут и температурой: 1 — 300 °С; 2 — 200 °С; 3 — 120 °С; 4 — температура плавления парафина
Fig. 2 — Temperature distribution on the inner wall of the tubing from the depth at different temperatures of the coolant. The dynamic level is 0 m. Heat carrier-oil supplied with a flow rate of 150 m3/day and a temperature: 1 — 300 °C; 2 — 200 °C; 3 — 120 °C; 4 — the melting point of paraffin

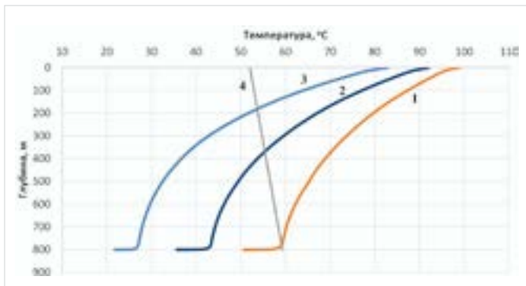


Рис. 3 — Распределение температуры на внутренней стенке НКТ от глубины при различном расходе теплоносителя. Динамический уровень — 0 м. Теплоноситель нефть, нагретая до 120 °С при закачки: 1 — 300 м³/сут; 2 — 250 м³/сут; 3 — 150 м³/сут; 4 — температура плавления парафина
Fig. 3 — Temperature distribution on the inner wall of the tubing from the depth at different flow rates of the coolant. The dynamic level is 0 m. Coolant oil heated to 120 °C during injection: 1 — 300 m3/day; 2 — 250 m3/day; 3 — 150 m3/day; 4 — melting point of paraffin

устья, поэтому на данной глубине происходит резкое падение температуры.

Тепловая мощность закачиваемого агента для прогрева скважины определяется не только его температурой и теплофизическими свойствами, но и расходом. Поэтому для оценки влияния указанного параметра решены задачи для условий закачки теплоносителя 150, 250 и 300 м³/сут соответственно. Результаты представлены на рисунке 3.

С увеличением расхода теплоносителя температура внутренней стенки НКТ на уровне муфты увеличивается более значительно, чем при увеличении температуры теплоносителя (рис. 3). Для случая, когда нефть, нагретая до 120о С, закачивается с расходом 300 м³/сут, температура на уровне муфты равна 59-60 °С, что соответствует плавлению парафина (рис. 3). Следовательно, на всем рассматриваемом участке парафин будет плавиться. При тех же расходах, когда в роли теплоносителя выступает вода, нагретая до 90 °С, на уровне муфты плавления парафина не происходит (рис. 4).

При данных технологических параметрах добычи, изменяя температуру теплоносителя, не удается добиться условия, соответствующего плавлению парафина. Технологически более эффективно изменять расход теплоносителя. Так, при температуре нефти равной 120 °С и расходе 300 м³/сут наблюдается процесс плавления парафина.

Степень прогрева скважинной продукции при тепловой промывке через полые штанги зависит от технологического режима работы скважины. Существенное влияние оказывает при этом величина динамического уровня жидкости в затрубном пространстве (Ндин). При увеличении Ндин возрастает высота столба попутного нефтяного газа, который по сравнению со столбом жидкости менее интенсивно отводит тепло в окружающие горные породы. Для условий эксплуатации скважин на территории Пермского края, динамический уровень поддерживается на 150-300 м выше глубины спуска штангового насоса, которая составляет, в среднем, 900-1200 м [9].

Кроме того, модель скважины можно разделить на зоны, отражающие этапы процесса депарафинизации, осуществляемого путем закачки теплоносителя в объеме 150 м³/сут в полые штанги, находящиеся в НКТ [9]:

зона I — температура на стенке НКТ не опускается ниже 52 °С, следовательно, можно утверждать, что на данном участке происходит полное расплавление парафина.

зона II — наиболее вероятно отслаивание парафиновых отложений. Нижнюю границу этой зоны определяет температура, при которой наблюдается сдвиг парафиновой массы — 30...32 °С [8].

зона III — зона ослабленного сцепления парафина с поверхностью трубы, является очень небольшой и принята равной 50 м.

зона IV — практически недосягаема для метода тепловой депарафинизации скважин.

На рисунке 5, показан пример по результатам расчетов зон вероятного (I–III) удаления АСПО с внутренней поверхности глубинно-насосного оборудования.

Для условий промывки горячей водой и нефтью при различных динамических уровнях жидкости в затрубном пространстве произведены расчеты вероятной глубины отмыва АСПО. Результаты приведены в таблице 4.

Итоги
Выполнение инженерных расчетов в программном продукте ANSYS Fluent.

Выводы
На основании полученных результатов можно сделать вывод, что в качестве теплоносителя для промывки скважин наиболее целесообразно использовать нефть, нагретую до 120 °С, чем воду с температурой 90 °С. Наилучшие показатели эффективности промывки скважины теплоносителем наблюдаются при условии Ндин>Нмуф, причем с увеличением динамического уровня в скважине эффективность тепловой промывки через полые штанги увеличивается.

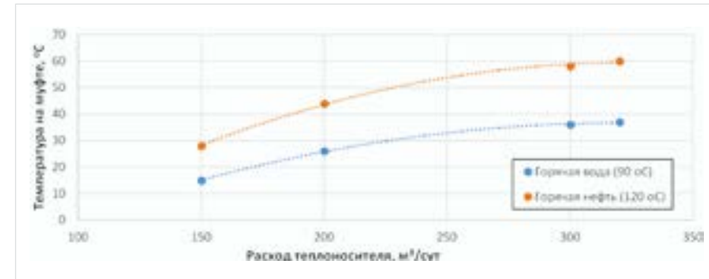


Рис. 4 — Зависимость температуры скважинной продукции на уровне муфты от расхода и вида теплоносителя
Fig. 4 — Dependence of the well product temperature at the coupling level on the flow rate and type of coolant

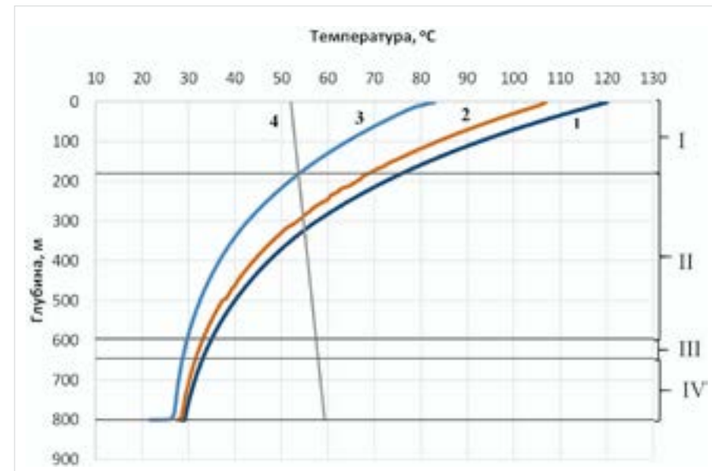


Рис. 5 — Распределение температуры в скважине по глубине. Теплоноситель — нефть с расходом 150 м³/сут; в затрубном пространстве — нефть, Ндин= 0: 1 — температура потока нефти в полой штанге; 2 — температура стенки полой штанги; 3 — температура стенки НКТ; 4 — температура плавления парафина
Fig. 5 — temperature Distribution in the well by depth. Heat carrier-oil with a flow rate of 150 m3 /day; in the annular space-oil, Ndin = 0: 1 — temperature of the oil flow in the hollow rod; 2 — temperature of the wall of the hollow rod; 3 — temperature of the tubing wall; 4 — melting point of paraffin

Таб. 4 — Вероятная глубина отмыва АСПО при различном Ндин и виде теплоносителя
Tab. 4 — Probable depth of washing of ARPD at different dynamic level and type of coolant

Динамический уровень, м	Горячая нефть (120° С)	Горячая вода (90°С)
0	645	360
300	698	427
500	более 800	500
800	более 800	596

Примечание: Технологическая эффективность и вероятная глубина отмыва обеспечиваются при производительности агрегата (типа АДП, АДПМ), работающего не ниже второй скорости.

Установлено, что при заданных технологических параметрах добычи и увеличении температуры теплоносителя не удается достичь условия плавления парафина на уровне установки муфты. Более интенсивно на этот параметр влияет расход теплоносителя. Так, например, при нагреве нефти до 120 °С и расходе 300 м³/сут температура на приеме муфты будет равна температуре плавления парафина. Повышение технологической эффективности промывки скважин через полые штанги может быть найдено в совершенствовании конструкции штанговой колонны и покрытия ее теплоизолирующими материалами.

Литература

1. Хижняк Г.П., Усенков А.В., Устькачкинцев Е.Н. осложняющие факторы при разработке Ножовской группы месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. №13. С. 59–68.
2. Турбаков М.С., Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. К определению глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 10. С. 62–65.
3. Злобин А.А. Экспериментальные исследования процессов агрегации и самосборки наночастиц в нефтяных дисперсных системах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т.14. №15. С. 57–72.
4. Мордвинов В.А., Турбаков М.С, Лекомцев А.В., Сергеева Л.В. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №8. С. 78–79.
5. Устькачкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложении // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т.15. №18. С. 61–70
6. Лекомцев А.В., Турбаков М.С. Оценка результатов промывок нефтедобывающих скважин теплоносителем и углеводородным растворителем на месторождениях Ножовской группы // Научные исследования и инновации. 2010. Т.4. №2. С. 31–32.
7. Турбаков М.С., Лекомцев А.В., Ерофеев А.А. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождений Верхнего Прикамья // Нефтяное хозяйство. 2011. №8. С. 123–125.
8. Лекомцев А.В. Оценка глубины подвески штанговых глубинных насосов в скважинах Уньвинского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2011. Т.10. №1. С. 85–93.
9. Каменщиков Ф. А. Тепловая депарафинизация скважин. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 253 с.

ENGLISH

Results

Performing engineering calculations in the ANSYS Fluent software product.

Conclusions

Based on the results obtained, it can be concluded that it is more appropriate to use oil heated to 120 °C as a coolant for flushing wells than water with a temperature of 90 °C. The best indicators of the efficiency of well flushing with a heat carrier are observed under the condition of Nd›Nm, and with an increase in the dynamic level in the well, the efficiency of thermal flushing through hollow rods increases.

References

1. Hizhnjak G.P., Usenkov A.V., Ust'kachkincev E.N. Complicating factors in the development of the Nozhov group of fields of «LUKOIL-PERM LLC». Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2014, issue 13, pp. 59–68.
2. Turbakov M.S., Erofeev A.A., Lekomcev A.V. To determine the depth of the beginning of formation of asphaltene-tar-paraffin deposits during the operation of oil-producing wells. Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij, 2009, issue 10, pp. 62–65.
3. Zlobin A.A. Experimental studies of nanoparticle aggregation and self-Assembly processes in oil dispersed systems. Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2015, issue 15, pp. 57–72.
4. Mordvinov V.A., Turbakov M.S, Lekomcev A.V., Sergeeva L.V. Effectiveness of measures to prevent the formation and removal of asphaltene-tar-paraffin deposits during the operation of oil wells in «LUKOIL-PERM LLC». Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij, 2008, issue 8, pp. 78–79.
5. Ust'kachkincev E.N., Melehin S.V. O*predelenie jeffektivnosti metodov preduprezhdenija asfal'tenosmoloparafinovyh otlozhenii* [Determining the effectiveness of methods for preventing asphaltene-tar-paraffin deposits]. Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2016, issue 18, pp. 61–70
6. Lekomcev A.V., Turbakov M.S. °Cenka rezul'tatov promyvok neftedobyvajushhih skvazhin teplonositelem i uglevodorodnym rastvoritelem na mestorozhdenijah Nozhovskoj gruppy [Evaluation of the results of flushing of oil producing wells with a heat carrier and a hydrºCarbon solvent at the Nozhovskaya group fields]. Nauchnye issledovanija i innovacii, 2010, issue 2, pp. 31–32.
7. Turbakov M.S., Lekomcev A.V., Erofeev A.A. O*predelenie temperatury nasyshhenija nefti parafinom dlja mestorozhdenij Verhnego Prikam'ja* [Determining the saturation temperature of paraffin oil for the fields of the Upper Kama region]. Neftjanoe hozjajstvo, 2011, issue 8, pp. 123–125.
8. Lekomcev A.V. °Cenka glubiny podveski shtangovyh glubinnyh nasosov v skvazhinah Un'vinskogo mestorozhdenija [Evaluation of the depth of suspension sucker rod pumps in wells Unvinskoye field]. Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2011, issue 1, pp. 85–93.
9. Kamenshhikov F. A. *Teplovaja deparafinizacija skvazhin* [Thermal dewaxing of wells]. M. Izhevsk: NIC «Reguljarnaja i haoticheskaja dinamika», 2005, 253 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лекомцев Александр Викторович, к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ, Россия, Пермь
alex.lekomtsev@mail.ru

Lekomtsev A.V., Ph. D., associate Professor of the Department of "Oil and Gas technologies" PNRPU, Perm, Russia
alex.lekomtsev@mail.ru

Илюшин Павел Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ, Россия, Пермь

Ilyushin P.Y., Ph. D., associate Professor of the Department of "oil and Gas technologies" PNRPU, Perm, Russia

Баканеев Виталий Сергеевич, аспирант ПНИПУ, Россия, Пермь

Bakaneev V.S. , postgraduate student of PNRPU, Perm, Russia

Коробов Григорий Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского Горного университета, Россия, Санкт-Петербург

Korobov G.Y., Ph. D., associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of the Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

Анвар Яруллин, Директор УК ООО «ТМС групп»:

«Мы помогаем Заказчику повысить эффективность бизнеса, предоставляя сервис, продукцию и технологии высокого уровня. Мы ценим каждого работника и помогаем ему расти вместе с компанией»

УК ООО «ТМС групп» была создана в 2005 году, как база обслуживания наземного нефтепромыслового оборудования. Сегодня это целый холдинг с диверсифицированным бизнесом. Компания является производителем изолированной трубной продукции повышенной надежности, глубинно-насосного и бурового оборудования, продукции станочного парка, в том числе, высокоточного машиностроения. А также оказывает услуги по ремонту и обслуживанию нефтепромыслового, глубинно-насосного и бурового оборудования.

«ТМС групп» использует самые современные методы управления производством — проектный и процессный подходы, систему Бережливого производства и занимает заметную позицию на рынке промышленных компаний Республики Татарстан и России в целом.

На путь Лин-технологий «ТМС групп» вступила в 2008 году. Благодаря внедрению методик Бережливого производства компания повысила свою производительность более чем в 2 раза и снизила общие затраты на 30%.

За 15 лет «ТМС групп» из небольшого сервисного предприятия трансформировалась в производителя продукции и услуг не только для нефтегазовой промышленности, но и для машиностроительного и авиационного рынков. Вся деятельность компании распределена по трем дивизионам: машиностроительному, трубному и сервисному.

Первый изготавливает металлоконструкции, нефтепромысловое, буровое, глубинно-насосное оборудование, обсадные трубы и продукцию высокоточного машиностроения. Второй — трубный — производит трубную продукцию и фасонные изделия в антикоррозионном исполнении с наружным и внутренним покрытием, а также изготавливает теплоизолированные трубы, фасонные изделия и полиэтиленовые трубы. Третий дивизион — сервисный — ремонтирует и обслуживает глубинно-насосное, нефтепромысловое, буровое оборудование и занимается арендой и прокатом оборудования. В компании также функционирует собственное конструкторское бюро, которое активно разрабатывает новую продукцию и оборудование для нефтяной и машиностроительной промышленности.

Одним из ключевых заказчиков «ТМС групп» является ПАО «Татнефть». Компания обслуживает более 17 тысяч скважин, эффективно решая при этом задачи заказчика по минимизации потерь в добыче нефти.

Ежегодно компания расширяет как свое присутствие на рынке, так и круг партнеров. На сегодняшний день «ТМС групп» сотрудничает с более чем 270 заказчиками в Российской Федерации и за её пределами, действует почти во всех регионах России, включая Западную и Восточную Сибирь, и наладила активное сотрудничество с компаниями Республики Казахстан. Постоянными деловыми партнерами компании являются крупные лидеры отрасли: «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть» и независимые нефтяные компании.

Сегодня «ТМС групп» - это высококвалифицированный коллектив профессионалов, насчитывающий более 3,5 тысячи человек; 8 управляемых обществ со своей специализацией; гибкий и клиентоориентированный подрядчик; современный менеджмент, не уступающий лучшим мировым практикам процессного и проектного управления, решающий нестандартные, новые задачи бизнеса; полный спектр логистических услуг.

Компания постоянно занимается обучением сотрудников методам повышения качества, охраны труда, проектного и процессного управления. При этом социальная политика ориентирована на содействие молодежи, профессиональный и карьерный рост сотрудников, а также помощь и поддержку ветеранов компании.

Опыт «ТМС групп» по внедрению системы постоянного совершенствования признан одним из лучших в России. Компания является абсолютным победителем многих национальных конкурсов по производительности и качеству в Российской Федерации и Республике Татарстан. «ТМС групп» является обладателем золотой медали в номинации «Товарный знак ЛИДЕР» на международном московском салоне изобретателей и новаторов. Эта награда означает международное признание высокого уровня развития УК ООО «ТМС групп» в области интеллектуальной деятельности и способствует продвижению бренда компании в целом.

Ежегодно разные виды продукции награждаются знаками качества конкурсов «Лучшие товары и услуги Республики Татарстан» и «100 лучших товаров России». Работы специалистов признаются лучшими инновационными проектами Российской Федерации и получают кубок «Новая идея» за лучшие разработки среди молодёжи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса.

В 2016 году компания получила аккредитацию центра коллективного пользования ООО «Технопарк «Сколково», а в 2017 году освоило новую продукцию для авиастроения, активно работает в области импортозамещения с созданием российских продуктов. В 2017 и 2018 годах Общий центр обслуживания ТМС-БизнесСервис признан лучшим в России. В 2018 году УК ООО «ТМС групп» стала победителем республиканского этапа Всероссийского конкурса «Российская организация высокой социальной эффективности» сразу в 4-х номинациях - «За развитие кадрового потенциала в организациях производственной сферы», «За создание и развитие рабочих мест в организациях производственной сферы», «За развитие социального партнерства в организациях производственной сферы» и «За содействие занятости инвалидов». А в 2019 году директор компании Анвар Яруллин признан «Руководителем года».

За 15 лет с момента образования УК «ТМС групп» выросла из небольшого сервисного предприятия в крупный холдинг с диверсифицированным бизнесом. Это прогрессивная, динамично развивающаяся и, главное, открытая компания, которая активно продвигает свой бренд на рынке Республики Татарстан и Российской Федерации.

15 ЛЕТ ВМЕСТЕ ТМС ГРУПП

УК ООО «ТМС групп»
423450 Республика Татарстан
г. Альметьевск
Ул. Герцена 1 «Д»
Телефон: (8553) 300-442

AS Arbeitsschutz GmbH

Ваш надёжный партнёр в области СИЗ и рабочей одежды с 1986 года.

История предприятия началась в маленьком гараже недалеко от Кёльна, в 1986 году. Основным ассортиментом стали рабочие перчатки. Качественные перчатки AS Arbeitsschutz быстро завоевали популярность и в связи со стремительным ростом продаж, фирме пришлось несколько раз переезжать, пока в 2005 году главный офис AS Arbeitsschutz не обосновался в Бедбурге. Из маленького гаража вырос современный офис и пять складских помещений с площадью более 10.000 кв.м., оснащённых новейшей логистикой. Единовременно на складах находится более миллиарда изделий, что гарантирует быстрые сроки поставок.

Здание центрального офиса в Бедбурге.

Основной ассортимент, состоящий почти исключительно из защитных перчаток, со временем преобразовался в широкий спектр состоящий из перчаток, спецобуви, рабочей одежды, респираторов, защитных комбинезонов, очков и аксессуаров. Бурный рост фирмы продолжается по сей день.

Рабочая одежда NITRAS

NITRAS MEDICAL

Несмотря на многолетнее присутствие на рынке, фирма до сих пор управляется собственниками, и гордится своей семейной структурой. Результатом деятельности AS Arbeitsschutz стало появление торговой марки Nitras.

Торговая марка Nitras, под которой стала известна компания AS Arbeitsschutz, была зарегистрирована в середине 90-х годов и с течением времени стала достаточно известной маркой среди специалистов по защите и охране труда.

Наличие собственного бренда очень важно для престижа и узнаваемости фирмы. Благодаря многолетнему опыту, экспертным знаниям в области сертификации и технической документации, марка NITRAS ассоциируется с проверенным качеством.

Чтобы гарантировать стабильно высокое качество продукции, AS Arbeitsschutz GmbH постоянно поддерживает тесные отношения с партнёрами, производителями и поставщиками во всём мире. География деятельности охватывает всю Европу, страны СНГ и Россию, большую часть Азии и ряд африканских стран. Офисы, расположенные в Германии, Австрии и Китае имеют свои специализации и поддерживают связи с партнерами в своих регионах. Головной офис в Германии, обеспечивает общее руководство, информационную поддержку всех филиалов и отвечает за развитие продаж по всему миру. Вопреки общему тренду на уменьшение рабочих кадров, в Германии постоянно растет количество менеджеров в разных регионах страны. В первую очередь, Nitras обеспечивает своих сограждан всей необходимой продукцией. Закупочный офис в Шанхае (Китай), организует коммуникацию с производителями и предприятиями, и контролируют производство на соблюдение немецких стандартов. Тщательный контроль качества на месте производства гарантирует, что ни один контейнер не будет отправлен без проверки. Очень низкие показатели рекламаций подтверждают правильность этой практики. Офис в Вене (Австрия), заботится о клиентах в центральной и восточной Европе. Для России был назначен собственный бренд-менеджер, который проводит презентации продукции, выезжает на предприятия с целью подбора нужных СИЗ, организовывает тестовые испытания продукции, проводит семинары, поддерживает контакты с клиентами и проводит презентации новой продукции. Тесный и личный контакт с клиентами и партнёрами во всём мире всегда были и будут неотъемлемой частью успеха фирмы.

В связи с повышенным спросом на одноразовую продукцию, в 2015 году была создана дочерняя фирма MCD Medical Care Dental GmbH, под торговой маркой NITRAS MEDICAL. Эта марка снабжает медицинскую, лабораторную, лечебную, косметическую, стоматологическую и пищевую промышленность, соответствующей одноразовой продукцией, в том числе одноразовыми перчатками, дезинфицирующими средствами и медицинскими масками.

Полноценный менеджмент качества AS Arbeitsschutz и MCD Medical Care Dental задокументированы сертифакатами ISO 9001 и EN 13485 (только MCD Medical Care Dental).

Современная логистика в главном офисе Bedburg. Роботизированная складская система, работающая с помощью AutoStore®. О ней мы подробно расскажем в следующем номере.

Главная цель логистики — гарантировать поставки в максимально короткие сроки. Чтобы эффективно использовать имеющиеся складские площади и справляться с постоянно растущим ассортиментом товара, была внедрена инновационная система автоматического складирования и комиссионирования с помощью AutoStore®, современного программного обеспечения. Мы расскажем о ней в следующем номере «Экспозиции».

AS Arbeitsschutz GmbH зарекомендовал себя надёжным партнёром в области средств индивидуальной защиты, а также защитной и профессиональной рабочей одежды. Предприятие специализируется на снабжении оптовой торговли и поставляет продукцию своим партнёрам во всём мире. Для обращения и запросов можете напрямую обращаться к нашим региональным представителям.

Антон Зайцев
бренд-менеджер по России
тел. +7(915)392-24-99
az@nitras.de

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10093

УДК 622.276 | Научная статья

Анализ эффективности барьерного заводнения на Киенгопском месторождении

М.Б. Полозов, С.Г. Зайникаев, С.Ю. Борхович
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск
michael999@inbox.ru

Аннотация
Проблемы разработки нефтяных оторочек известны и актуальны. Опережающее обводнение и увеличение загазованности продукции ведет к снижению относительной фазовой проницаемости по нефти, что ведет к снижению нефтеотдачи залежи и низкой выработке запасов. Барьерное заводнение — один из самых эффективных способов воздействия, применяющихся при добыче нефти из подгазовых зон. Одной из главных проблем при данном виде заводнения является правильность ее организации. Сложная система двухфазной фильтрации нефти и газа, а также неоднозначность нахождения газонефтяного контакта (ГНК) в залежи должны быть учтены при вводе барьерного заводнения в качестве основного воздействия на нефтяную оторочку. В статье была проанализирована система барьерного заводнения, введенная на верейском объекте Киенгопского месторождения. На основе анализа промысловых данных представлено технологическое решение по повышению эффективности барьерного заводнения за счет предотвращения прорыва газа из газовой шапки, снижения газового фактора по добывающей скважине.

Ключевые слова
барьерное заводнение, газовый фактор, нефтяная оторочка, газовая шапка, прорыв газа, нагнетательная скважина

Материалы и методы
На основании практических данных

Для цитирования:
М.Б. Полозов, С.Г. Зайникаев, С.Ю. Борхович. Анализ эффективности барьерного заводнения на Киенгопском месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 60-63. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10093

Поступила в редакцию: 8.07.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Analysis of efficiency of barrier flooding of Kiengopskoe field

Michail B. Polozov, Sergey G. Zaynikaev, Sergey Y. Borchovich
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev, at the Udmurt State University
michael999@inbox.ru

Abstract
The problems of developing oil rims are well known and relevant. Advance watering and an increase in the gas content of the production leads to a decrease in the relative phase permeability for oil, which leads to a decrease in oil recovery of the reservoir and a low recovery of reserves. Barrier flooding is one of the most effective methods of stimulation used in oil production from gas cap zones. One of the main problems in this type of waterflooding is the correctness of its organization. The complex system of two-phase filtration of oil and gas, as well as the ambiguity of the location of the gas-oil contact (GOC) in the reservoir should be taken into account when introducing barrier flooding as the main impact on the oil rim. The article analyzes the barrier waterflooding system introduced at the Vereisky site of the Kiengopskoye field. Based on the analysis of field data, a technological solution is presented to improve the efficiency of barrier flooding by preventing gas breakthrough from the gas cap, reducing the gas factor in the production well.

Keywords
barrier flooding, GOR, oil rim, gas cap, gas breakthrough, injection well

Materials and methods
Based on practical evidence

For citation:
M.B. Polozov, S.G. Zaynikaev, S.Y. Borchovich. Analysis of efficiency of barrier flooding of Kiengopskoe field // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 60-63. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10093

Received: 8.07.2020

Таб. 1 — Эффективность барьерного заводнения по элементам разработки. Верейский объект Киенгопской площади
Tab. 1 — Efficiency of barrier flooding by development elements. Vereysky object of Kiengop square

Место-рождение	Номер ячейки	Срок реализации барьера, после начала добычи	Зона расположения нагнетательных скважин барьерного заводнения	Эффект, тыс. т
Киенгопское	3	3 года	газонефтяная и нефтяная	36
Киенгопское	1	9 лет	газонефтяная и газовая	0
Киенгопское	2	5 лет	газонефтяная и нефтяная	0
Киенгопское	5	2 года	газонефтяная	0
Киенгопское	6	1 месяц	газонефтяная и нефтяная	0
Киенгопское	7	6 месяцев	газонефтяная и нефтяная	0
Киенгопское	4	–	–	нет ППД

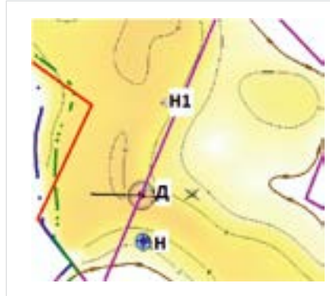


Рис. 1 — Карта текущих отборов. Район скважины Д
Fig. 1 — Map of current selections. Well D area

Введение

Разработка нефтяных оторочек с каждым годом увеличивает свою актуальность. Многие месторождения, разрабатываемые в России осложнены наличием газовой шапки. Барьерное заводнение применяется, в основном, в случае краевых нефтяных оторочек, что было освещено в работе [1]. На Киенгопском месторождении газовая шапка имеет большие размеры по сравнению с краевой нефтяной оторочкой, средняя эффективная толщина которой по объекту составляет 3 м. Кроме того, близкое расположение поверхностей газ-нефть и нефть-вода, расстояние между которыми равно около 26 м по вертикали, способствуют образованию газовых и водяных конусов вблизи добывающих скважин. Средняя проницаемость 0,138-0,149 мД по данным ГДИ. Среднее значение динамической вязкости нефти верейских отложений Киенгопской площади составляет 12,88 мПа·с [2]. В условиях двухфазной фильтрации нефти и газа к забою добывающей скважины быстрее будет продвигаться газ — повышенная вязкость в данном случае имеет больший отрицательный эффект. Данные проблемы были изучены в работе [3]. Барьерное заводнение в данном случае должно предотвращать осложнения, негативно влияющие на стабильную добычу нефти.

Анализ барьерного заводнения на верейском объекте Киенгопской площади

Начальное пластовое давление по объекту составляет 118 атмосфер. По имеющимся данным пластовое давление оценивается на уровне 116 атмосфер. Пластовое давление по объекту остается стабильным, близким к значению начального пластового давления, барьерное заводнение в данном случае является наиболее эффективным [4].

Реализация системы барьерного заводнения началась в 2013 году. По состоянию на 01.01.2019 г. она насчитывает девять скважин.

Для систематизации анализа вся площадь была разделена на несколько ячеек, включающих в себя все скважины эксплуатационного фонда. Эффективность каждой из них была оценена отдельно. В ходе анализа были рассмотрены:

— технологические показатели работы нагнетательных скважин, а также реагирующих на них добывающих;
— зависимость расположения нагнетательных скважин в нефтяной или газонефтяной части залежи, а также сроки реализации барьера после ввода добывающих скважин.

Результаты оценки приведены в таблице 1. [5]

На основе данного анализа было сделано несколько выводов.

- Положительных эффект наблюдается только в одной из 7 ячеек. Нагнетательные скважины в данной зоне создают водный барьер, способствующий стабильной добыче нефти на добывающих скважинах.
- Основным недостатком введенной системы заводнения является неудачное расположение нагнетательных скважин; ограничить прорывы газа к добывающим скважинам не удалось.
- Если ввод барьерного заводнения в ячейках существенно отстает от начала добычи, эффективность его значительно снижается.
- Дополнительная добыча нефти в ячейке 3 оценивается примерно в 4 тонны в сутки, что дает эффект в 36 тыс. тонн дополнительно добытой нефти, что говорит об эффективности применения системы барьерного заводнения при правильной ее организации.

На основании данных выводов, можно дать некоторые рекомендации.

- Наиболее удачным является расположение скважин барьерного заводнения в газонефтяной зоне. При этом добывающие скважины не должны находиться за барьерной скважиной ближе к внутреннему контуру газоносности. Желательно следующее расположение скважин: нагнетательная

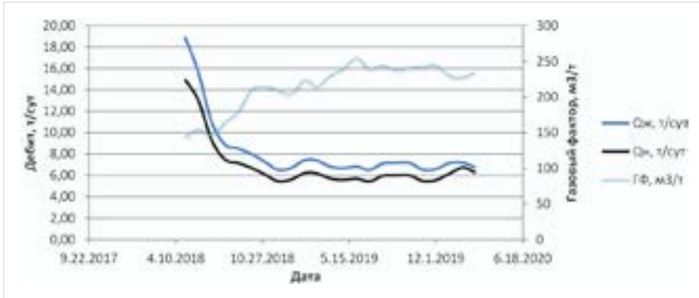


Рис. 2 — Зависимость дебита нефти от газового фактора скважины Д
Fig. 2 — Dependence of oil production rate on the gas factor of well D

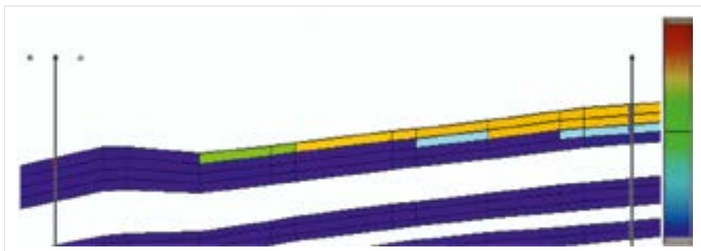


Рис. 3 — Геологический разрез, проходящий через скважины Д (слева) и Н (справа) на 01.01.2019 г.
Fig. 3 — Geological section passing through wells D (left) and N (right) as of 01.01.2019

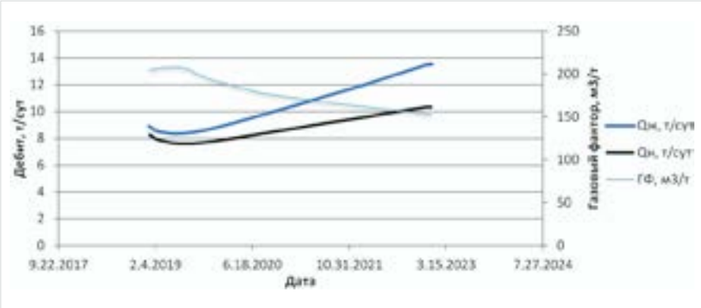


Рис. 4 — Динамика показателей скважины Д по прогнозу
Fig. 4 — Dynamics of well D indicators according to the forecast

Рис. 5 — Геологические разрез на 01.01.2023 г.
Fig. 5 — Geological section as of 01.01.2023

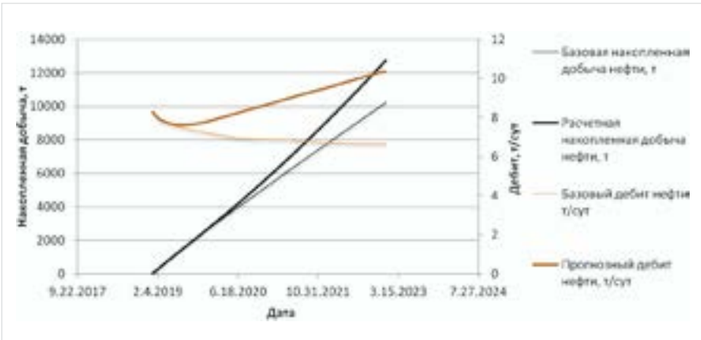


Рис. 6 — Сравнение базовых и расчетных показателей по нефти
Fig. 6 — Comparison of baseline and calculated oil indicators

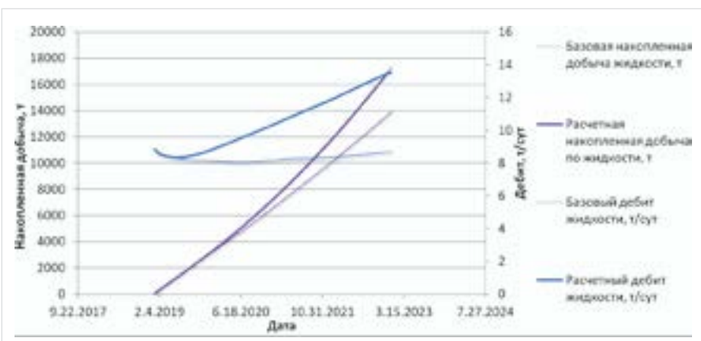


Рис. 7 — Сравнение базовых и расчетных показателей по жидкости
Fig. 7 — Comparison of basic and calculated indicators for liquid

должна находиться в нефтегазовой зоне, ближе к внешнему контуру газоносности, а добывающая скважина в нефтяной зоне.

- Реализация барьерного заводнения должна быть осуществлена до появления отрицательного влияния газа, в противном случае эффективность данного вида заводнения отсутствует. Прорыв газа к ПЗП приводит к тому, что скважина начинает работать с повышенным газовым фактором — это приводит к загазовыванию скважины, что может повлечь полную остановку добычи. Данная проблема актуальна и малоизучена.
- Добывающие скважины должны быть защищены барьером от газа со всех сторон, где присутствует газ. Необходимо систематически проводить исследования по определению пластового давления, давлений в газовой и нефтяной части пласта, оценке текущего положения ГНК.

В работе [6] был сделан вывод о том, что в пологозалегающих пластах с большой протяженностью поверхности контакта нефти и газа особый интерес представляет именно подход к разработке нефтяных оторочек созданием жидкостного (водяного) барьера на уровне ГНК для изолирования газовой шапки и поддержания пластового давления (ППД). В ходе анализа было выяснено, что нагнетательные скважины создают зоны повышенного давления, которые препятствуют продвижению газа. Это производит положительный эффект, в случае организованного подхода к выбору скважин и учета геологических особенностей района залежи.

Повышение эффективности барьерного заводнения на верейском объекте Киенгопской площади

В качестве опытного участка была выбрана ячейка 7, в которой также не было выявлено положительного эффекта от реализации барьерного заводнения. В данный момент в ячейке работает только одна вертикальная нагнетательная скважина Н, создающая барьер для единственной добывающей горизонтальной скважины Д с юга, основная же газовая шапка расположена на северо-востоке (рис. 1).

В ходе анализа работы скважины Д (рис. 2) было выявлено, что значения дебитов по нефти и жидкости с начала ее работы падают до 6 т/сут, а газового фактора увеличиваются со 144 до 225 м^3/т. При эксплуатации скважины с использованием штангового насосного оборудования загазовывание продукции является более негативным для добычи, чем обводнение, поскольку оно приводит к нестабильной добыче, возможному полному срыву подачи установки и необходимости ремонта оборудования.

Данный рост был вызван подходом газа из газовой шапки, что было выявлено при изучении геологического разреза на гидродинамической модели залежи (рис. 3), где цветом показана насыщенность газом, изменяющаяся по шкале от синего цвета (значение газонасыщенности равно 0) до красного (газонасыщенность равна 1).

Газ движется к забою добывающей скважины с северной, северо-восточной стороны, то есть со стороны основной газовой шапки. Для повышения эффективности барьерного заводнения необходимо учитывать выводы

Таб. 2 — Расчёт дополнительной добычи при внедрении барьерного заводнения
Tab. 2 — Calculation of additional production when introducing barrier flooding

Отчетный период	Дополнительная добыча жидкости, Qж, т	Дополнительная добыча нефти Qн, т
к 2020	62,5	70,61
к 2021	616,45	518
к 2022	1686,91	1349,53
к 2023	3328,72	2541

и рекомендации, сформулированные выше.

Скважина Н, расположенная южнее не может обеспечить барьер, поэтому необходимо ввести дополнительную нагнетательную скважину, создающую барьер для подхода газа. Для проектирования данного технологического решения была выбрана вертикальная скважина Н1, бывшая в консервации и удачно расположенная для создания барьера.

Прогноз эффективности технологических показателей

Технологическая эффективность была определена с помощью модели [7], в которой был создан прогнозный вариант разработки до 2024г.

Динамика работы скважины Д (рис. 4) по прогнозному варианту показывает, что создание барьера со скважины Н1 привело к положительному эффекту: значения газового фактора снизились, в связи с чем дебиты по нефти и жидкости возросли.

На геологическом разрезе (рис. 5) так же видно, что газ, который в 2019 году подходил к забою скважины 444В1 был вытеснен водой, газонасыщенность при этом уменьшилась.

Результаты сравнения прогнозного и базового варианта разработки представлены на рис. 6 и рис. 7. Динамика показателей работы скважины Д улучшилась, об этом свидетельствует дополнительная добыча по нефти и жидкости, которая к 2023 году составит 2541 тонны и 3329 соответственно (табл. 2).

Выводы

Обосновано использование барьерного заводнения на основе анализа геолого-физической характеристики и текущего состояния разработки Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского месторождения.

Согласно выполненным на гидродинамической модели расчетам создание зоны повышенного давления способствует сохранению стабильной добычи нефти и образованию условий для увеличения добычи по рассматриваемой скважине.

Литература

1. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Чутырско-Киенгопского газонефтяного месторождения Удмуртской Республики. ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», ОАО «Удмуртнефть», 2019.
3. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений: обз. инф. М.: ИРЦ Газпром, 1994. 96 с.
4. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук, ИПНГ РАН, ГАНГ им. Губкина, 1996.
5. Свод анализ барьерного заводнения по месторождениям ОАО «Удмуртнефть». ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» отдел контроля энергетического состояния пластов, ОАО «Удмуртнефть», 2019.
6. Топал А.Ю., Фирсов В.В., Зорин А.М., Цепелев В.П. Особенности разработки карбонатных нефтяных оторочек с наличием обширных газовых шапок с использованием барьерного обводнения месторождений ОАО «Удмуртнефть» // Нефтяное хозяйство. 2019. №6. С. 46–50.
7. Бадыков И.Х., Байков В.А., Борщук О.С. Программный комплекс "РН-КИМ" как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недропользование XXI век. С. 96–103.

ENGLISH

Conclusions

The use of barrier flooding was substantiated on the basis of the analysis of the geological and physical characteristics and the current state of development of the Kiengopskaya area of the Chutyrsko-Kiengopskoye field.

Creation of a water barrier, by cutting off the flow of gas from the gas cap, contributes to the maintenance of stable oil production at the well under study.

References

1. Zakirov S. N. Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields. M.: Struna, 1998. 628 p.
2. Addendum to the technological project for the development of the Chutyrsko-Kiengop gas and oil field in the Udmurt Republic. Izhevsk Oil Research Center CJSC, Udmurtneft OJSC, 2019.
3. Panfilov M.B. A unified concept for the development of complex oil and gas fields: review. Inf. M .: IRTs Gazprom, 1994, 96 p.
4. Zakirov I.S. Improving the development of oil and gas deposits with layered heterogeneous reservoirs. Dissertation for the degree of candidate of technical sciences, IPNG RAS, GANG named after Gubkin, 1996.
5. Summary analysis of barrier waterflooding for the fields of OAO Udmurtneft. ZAO Izhevsk Oil Research Center, Department for Monitoring the Energy State of Formations, OAO Udmurtneft, 2019.
6. Topal A.Yu., Firsov V.V., Zorin A.M., Tsepelev V.P. Features of the development of carbonate oil rims with the presence of extensive gas caps using barrier watering of the fields of OAO Udmurtneft // Oil Industry, 2019, issue 6, pp. 46–50.
7. Badykov I.Kh., Baikov V.A., Borshchuk O.S. RN-KIM software complex as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits // Subsoil use XXI century. p. 96–103.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Полозов Михаил Брониславович, к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет

Зайникаев Сергей Генрихович, студент 4 курса, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет

Борхович Сергей Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет
michael999@inbox.ru

Michail B. Polozov, Ph. D., Associate Professor, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev, at the Udmurt State University

Sergey G. Zaynikaev, 4th year student, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev, at the Udmurt State University

Sergey Y. Borchovich, Ph. D., Associate Professor, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev, at the Udmurt State University
michael999@inbox.ru

ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»: формула лидера

Миссия ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»: повышение эффективности заказчика путём предоставления в срок инновационных продуктов и услуг высокого качества.

Современные бизнес вызовы требуют кардинальной трансформации бизнес-процессов, что привело к необходимости поиска новых направлений развития системы продвижения технологий, продукции и услуг Группы «Татнефть». С этой целью в структуре ПАО «Татнефть» в 2001 году было создано ООО «Торгово-технический дом Татнефть».

19	>140	>190	>50
Лет на рынке	Видов реализуемой продукции	Крупных контрактов	Основных заказчиков

В рамках ООО «Торгово-технический Дом» успешно выстраивается уникальная система реализации технологий, продукции и услуг предприятий Группы «Татнефть». Мы предлагаем:

1. Индивидуальный подход к решению современных бизнес-вызовов заказчика;
2. Гибкую ценовую политику;
3. Оперативность выполнения заказов;
4. Развитие института партнерства

ООО «Торгово-технический Дом Татнефть» находится в непрерывном динамичном развитии и готово к новым формам сотрудничества.

Горизонт наших возможностей постоянно расширяется и на сегодняшний день в него входят:

- Геологоразведочные работы
- Научно-изыскательские работы
- Строительство и ремонт скважин
- Обустройство нефтегазовых месторождений
- Строительство НГПЗ (опыт-EPC контракт АО «ТАНЕКО»)
- Супервайзерское сопровождение
- Автоматизация производственных процессов
- Услуги в области повышения эффективности производственных процессов
- Нефтехимическая продукция
- Продукция металлургического и машиностроительного комплекса
- Сервис, гарантийное и постгарантийное обслуживание
- Автотранспортные услуги
- Обучение персонала и подготовка кадров
- Продукция из стекловолокна
- Шинная продукция
- Банковские услуги (кредит, факторинг, лизинг)
- Снабжение (комплектация заказов)

На сегодняшний день ООО «ТТД Татнефть» имеет широкую географию деятельности: Республика Беларусь, Казахстан, Узбекистан, Туркменистан, Куба. В 2019 г. организованы поставки нефтегазового оборудования в ЕС (Эстонская Республика).

Ежегодно наша компания получает множество положительных отзывов от наших партнеров и высокую оценку продуктов Группы «Татнефть».

TATNEFT

ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»

Электронный магазин: ttd.market

Адрес: 423250, Республика Татарстан
г. Лениногорск, ул. Чайковского, д.33
Тел./Факс: +7(85595) 2-62-91
Сот.: +7 (953) 407-33-33
e-mail: ttd@tatneft.ru
ttd.tatneft.ru

Реклама

УНИКОМ СЕРВИС
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

Полиуретановые комплектующие для ситогидроциклонных установок DERRICK, M-I SWACO, СГУ отечественного производства

- Изделия выполнены из высокопрочного износостойкого полиуретана, обеспечивающего продолжительный срок службы.
- Геометрические параметры в точности соответствуют оригиналу. Возможно изготовление по чертежам или образцам заказчика.
- Изделия устойчивы к щелочной среде, к ударным нагрузкам, к воздействию бурового раствора (PH 8-11).
- Температура эксплуатации: -60 ... +40°С.

СДЕЛАНО В РОССИИ

Приобретайте качественные детали быстрее и дешевле. Срок изготовления: 30 дней!

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ПЕСКООТДЕЛИТЕЛЯ

Улитка* | Конус большой* | Корпус* | Конус | Отвод Ду 150*

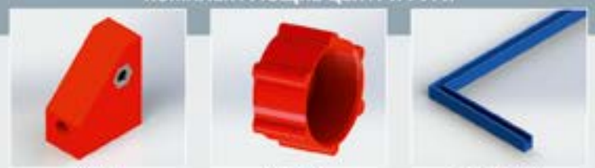
КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ИЛООТДЕЛИТЕЛЯ

Корпус | Конус | Отвод Ду 40*

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ВИБРОСИТА

Упор | Втулка | Втулка транспортная | Планка | Уплотнение ситовое

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ЦЕНТРИФУГИ



Клин | Колпак | Прокладка

*Изделие усилено закладными металлическими втулками

Научно-производственное предприятие «Уником-Сервис»
Россия, Свердловская область, г. Первоуральск
(3439) 66-87-10
sale@unikom-service.ru,
www.unikom-service.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10094

УДК 66.086 | Научная статья

Трубный кокс: фактор снижения производительности

Мюллер Р.Ф., Игнатьев В.В., Петунин А.М., Пасынков С.Г., Суетин А. Г.
ООО «Армарус», Москва, Россия
armarus.info@gmail.com

Аннотация

В процессе пиролиза углеводородов в трубчатых печах непрерывно отлагается кокс, что в свою очередь снижает экономические показатели эффективности. Применение Аппарата G4C-M20 для непрерывного декоксования позволяет снизить образование кокса до 40% между регламентными работами. В результате наблюдается экономия топочного газа, электроэнергии, времени регламентных работ. За счет увеличения времени пробега печей повышается выработка целевых продуктов на 10%.

Ключевые слова
пиролиз углеводородов, снижение коксообразования, электромагнитное поле сверхвысокой частоты (ЭМП СВЧ), микроволновые излучения (МВИ)

Материалы и методы
Поляризация диэлектрической среды потока технологической воды посредством изменения значения коэффициента стоячей волны. Измерение образования кокса и выхода продуктов пиролиза.

Для цитирования:
Мюллер Р.Ф., Игнатьев В.В., Петунин А.М., Пасынков С.Г. Трубный кокс: фактор снижения производительности // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 66–68. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10094

Поступила в редакцию: 27.08.2020

UDC 66.086 | Original Paper

Coke formation in pyrolysis furnace tubes: reduced productivity factor

Muller R.F., Ignatiev V.V., Petunin A.M., Pasynkov S.G., Suetin A.G.
LLC "Armarus", Moscow, Russia
armarus.info@gmail.com

Abstract

Coke is continuously deposited in the process of pyrolysis of hydrocarbons in tube furnaces, which in turn reduces economic efficiency. The G4C-M20 is used for continuous decoking. It can reduce coke formation by up to 40% between servicing pyrolysis furnaces. As a result, there is a saving of flue gas, electricity, and maintenance time. The production of target products is increased by 10% due to the magnification in the operating time of pyrolysis furnaces.

Keywords
pyrolysis of hydrocarbons, reduction of coke formation, the electromagnetic field of ultra-high frequencies, microwave radiation

Materials and methods
Polarization of the dielectric medium of the flow of process water by changing the value of the standing wave coefficient. Measurement of coke formation and pyrolysis products.

For citation:
Muller R.F., Ignatiev V.V., Petunin A.M., Pasynkov S.G. Coke formation in pyrolysis furnace tubes: reduced productivity factor // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 4, pp. 66–68. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10094

Received: 27.08.2020

Введение

Увеличение мировых потребностей в непредельных углеводородах [1] решается путем модернизации существующих установок применением интеллектуальной собственности (ИС), позволяющей снизить коксообразование и увеличить выработку целевых продуктов. Следует отметить, что поиск подобной ИС лежит целиком на плечах специалистов. Поэтому такая ИС должна быть выражена в простых технологических решениях и промышленных аппаратах, не требующих значительных изменений сложившейся технологической схемы и затрат на внедрение. Самым привлекательным вариантом модернизации пиролизного производства может быть установка аппаратуры, существенно снижающей образование кокса, что в дальней перспективе позволяет получить гарантированные выгоды.

Факторы снижения производительности

Отложения кокса препятствуют движению потока газов пиролиза, увеличивается перепад давления (вход-выход), уменьшается теплопередача через стенку трубы. Уменьшается эффективный объем реакционной зоны, выход продукта, при этом требуется значительное увеличение температуры сырья на входе и в змеевиках печи. Технический регламент требует очистки печи выжиганием кокса, на что расходуются ресурсы, сопоставимые с 10% прироста производительности печи.

Наложение ЭМП СВЧ на технологический поток пара разбавления

Аппарат G4C-M20 предназначен работать в составе оборудования подготовки воды, используемой в процессе пиролиза углеводородов [2]. Под подготовкой воды мы понимаем процесс наложения ЭМП СВЧ в технологических узлах Аппарата для насыщения поляризуемости. Степень насыщения поляризуемости потока осуществляют посредством контроля изменения значения коэффициента стоячей волны (КСВ) в волноводном тракте Аппарата.

Диэлектрическая постоянная потока изменяет собственные свойства и тем самым изменяет реологические свойства потока в той мере, что необходима и достаточна для ослабления действующих физических сил улучшающего условия ориентации полярных групп и боковых концевых ответвлений молекулярной цепи вдоль силовых линий напряженности электрического поля. Это приводит к значительному снижению плотности, вязкости и поверхностного натяжения, с увеличением транспирации и смешивания.

Использование предварительно обработанной технологической воды ЭМП СВЧ для разбавления углеводородов приводит к ускорению первичных реакций расщепления углеводородов с замедлением скоростей вторичных реакций [3]. При этом наблюдается значительное снижение образования кокса на стенках трубного пучка печи.

Насыщение поляризуемости технологического потока происходит в полых цилиндрических резонаторах Аппарата. Полость цилиндрического резонатора заполняется технологическим потоком с физическими параметрами (температура, давление), обеспечивающими минимальное значение КСВ в рабочем участке спектра амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) резонатора.

Контролируя параметры спектра АЧХ резонатора, заполненного потоком технологической среды, и значение КСВ волноводного тракта, при изменениях температуры потока и/или давления, следует получить наилучшее согласование источника ЭМП СВЧ и полого резонатора. При значении КСВ должны иметь наименьшее значение на рабочей частоте резонатора.

Если изменений физических параметров технологического потока недостаточно, чтобы получить необходимый спектр АЧХ с минимально возможным значением КСВ при текущем значении частоты, имеется возможность настройки резонатора с помощью специально изготовленных узлов, и внешних устройств, обеспечивающих характеристики волноводного тракта изменением геометрических параметров резонатора заполненного технологической средой.

Воздействие наложенного ЭМП СВЧ на диэлектрическую постоянную совокупности веществ технологического потока, вызывает насыщение поляризуемости составных частей: электронной, структурной, резонансной, миграционной (в случаях содержания растворимых примесей - ионной, и ориентационной или дипольной).

Насыщение составных частей поляризуемости вызывает изменение реологических свойств потока (плотность, вязкость, поверхностное натяжение, температура замерзания и т.п.) при искомом значении диэлектрической постоянной, необходимой температуре и давлении потока [2].

Таб. 1 — Материальный баланс применения ЭМП СВЧ

Показатели	Без наложения ЭМП СВЧ		С наложением ЭМП СВЧ	
Взято:	грамм	% масс	грамм	% масс
Прямогонный бензин	1695	100	1720	100
Получено:				
Газовые продукты	1351,0	79,75	1512,2	87,92
Жидкие продукты	309,4	10,25	180,9	10,52
Осветленный пироконденсат к.к. 200°С	232,5	13,72	132,8	7,27
Тяжелые смолы н.к. 200 °С и выше	76,9	4,54	48,1	2,80
Кокс	2,6	0,15	1,5	0,09
Потери	31,2	1,04	25,4	1,48
ИТОГО	16,95	100	1720	100

Итоги

Применение технологии наложения поля на технологический поток пара разбавления в процессе пиролиза углеводородов, приводит к увеличению выхода газовой части продуктов на 8,1 % масс и к соответствующему снижению выхода жидкой части продуктов пиролиза. Жидкая часть уменьшается за счет снижения светлых углеводородов – пироконденсата – на 6,0 % масс и тяжелой смолы пиролиза на 1,7 % масс. Снижение образования тяжелой смолы сопровождается изменением показателя образования кокса с 0,15 до 0,09 % масс или на 40 % отн. (рис. 1)

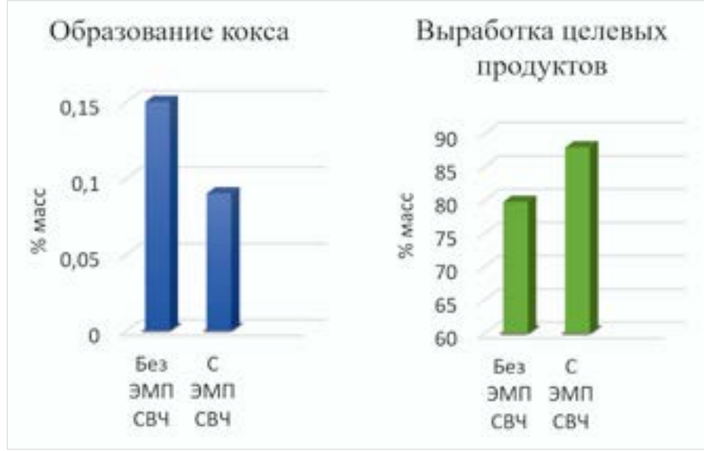


Рис. 1 — Динамика образования кокса и выработки целевых продуктов

Выводы

1. Доказана эффективность, экологичность и безопасность применения Аппарата G4C-M20 в промышленных условиях.
2. Отработана новая технология снижения коксообразования. Процесс полностью масштабируется для промышленных установок.
3. Возможно использование данной технологии в промышленных масштабах для модификации существующих технологических процессов, отработки новых регламентов и проведения новых промышленных исследований.

Литература

1. Макаров А.А., Митрова Т.А. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Москва, 2014.
2. Патент №2415901. Способ дегидрирования и пиролиза углеводородного сырья, приоритет от 16.06.2009, кл. C 10 G 9/00, 9/36.
3. Мухина Т.Н., Барабанов Н.Л., Бабаш С.Е.,. Меньщиков В.А. Аврех Г.Л. Пиролиз углеводородного сырья. М: Химия, 1987. 239 с.

ООО «Армарус»
+7(985)1473328
armarus.info@gmail.com
http://armarus.com

Поляризатор потока
Аппарат G4C-M20

Поляризатор – промышленная СВЧ-установка, может быть встроен в технологические комплексы различного назначения с целью получения новых потребительских свойств. Аппарат имеет серийную модификацию и может производиться малыми сериями, а по специальному заказу может иметь модификацию для конкретных целей.

Results

The application of the technology of superimposing the field to the process flow of dilution steam leads to an increase in the yield of the gas part by 8.1% of the mass. The liquid part is reduced due to the reduction of light hydrocarbons - pyrolysis condensate - by 6.0% of the mass and heavy pyrolysis resin by 1.7% of the mass. A decrease in the formation of heavy resin is accompanied by a change in the coke formation index from 0.15 to 0.09% of the mass, or by 40% rel.

Conclusions

1. The efficiency, environmental friendliness and safety of using the G4C-M2020 in an industrial environment have been proven.
2.A new technology for reducing coke formation has been developed. The process is fully scaled up for industrial equipment.
3. It is possible to use this technology on an industrial scale to modify existing technological processes, develop new regulations and new industrial research.

References

1. Makarov A.A., Mitrova T.A. *Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii do 2040 goda* [Forecast of energy development in the world and Russia until 2040]. Moscow, 2014.
2. Patent №2415901. Sposob degidrirovaniya i piroliza uglevodorodnogo sirya [Method for dehydrogenation and pyrolysis of hydrocarbon material]. Priority from 16.06.2009, kl. C 10 G 9/00, 9/36.
3. Muhina T.N.,Baranov N.L., Babash S.E., Menshicov V.A., Averh G.L. *Piroliz uglevodorodnogo sirya* [Hydrocarbon pyrolysis]. Moscow: Chemistry, 1987. 239 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мюллер Райэн Фридрихович, директор по науке ООО «Армарус»

Игнатьев Владимир Викторович, технический директор ООО «Армарус»

Пасынков Сергей Германович, генеральный директор ООО «Армарус»

Петунин Артем Михайлович, заместитель директора по проектной деятельности, патентовед

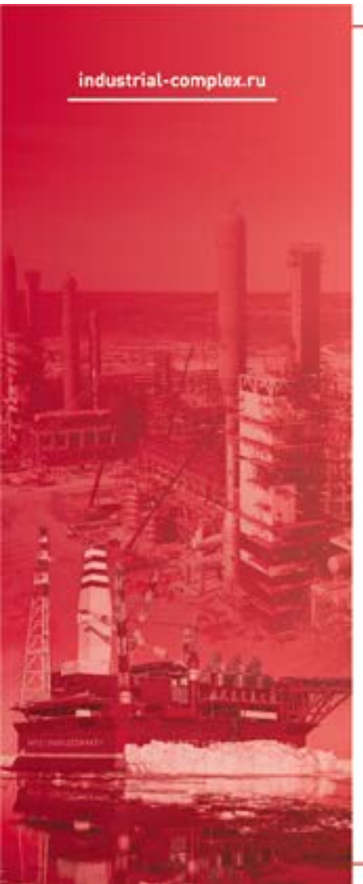
Суетин Артем Георгиевич, главный операционный директор

Ryan F. Muller, Director for Science of LLC "Armarus"
Vladimir V. Ignatev, technical director of LLC "Armarus"

Sergei G. Pasynkov, General Director of LLC "Armarus"

Artem M. Petunin, project Manager, patent engineer

Artem G. Suetin, chief Operating Officer



ОБЪЕДИНЕННЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС
ПРИБЛИЖАЯ ПРОГРЕСС

УВАЖАЕМЫЕ ПАРТНЁРЫ И КОЛЛЕГИ, ВЕТЕРАНЫ ОТРАСЛИ!

От имени Объединенного промышленного комплекса и от себя лично поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности.

Этот праздник всегда был и остается заметным событием в жизни любого коллектива, работающего в сфере топливно-энергетического комплекса.

Нынешний праздник проходит в непростое для отрасли и страны время, но к суровым переменам нам не привыкать. Нефтяники и газовики всегда впереди – на передовой технологического процесса, на гребне волны экономических перемен.

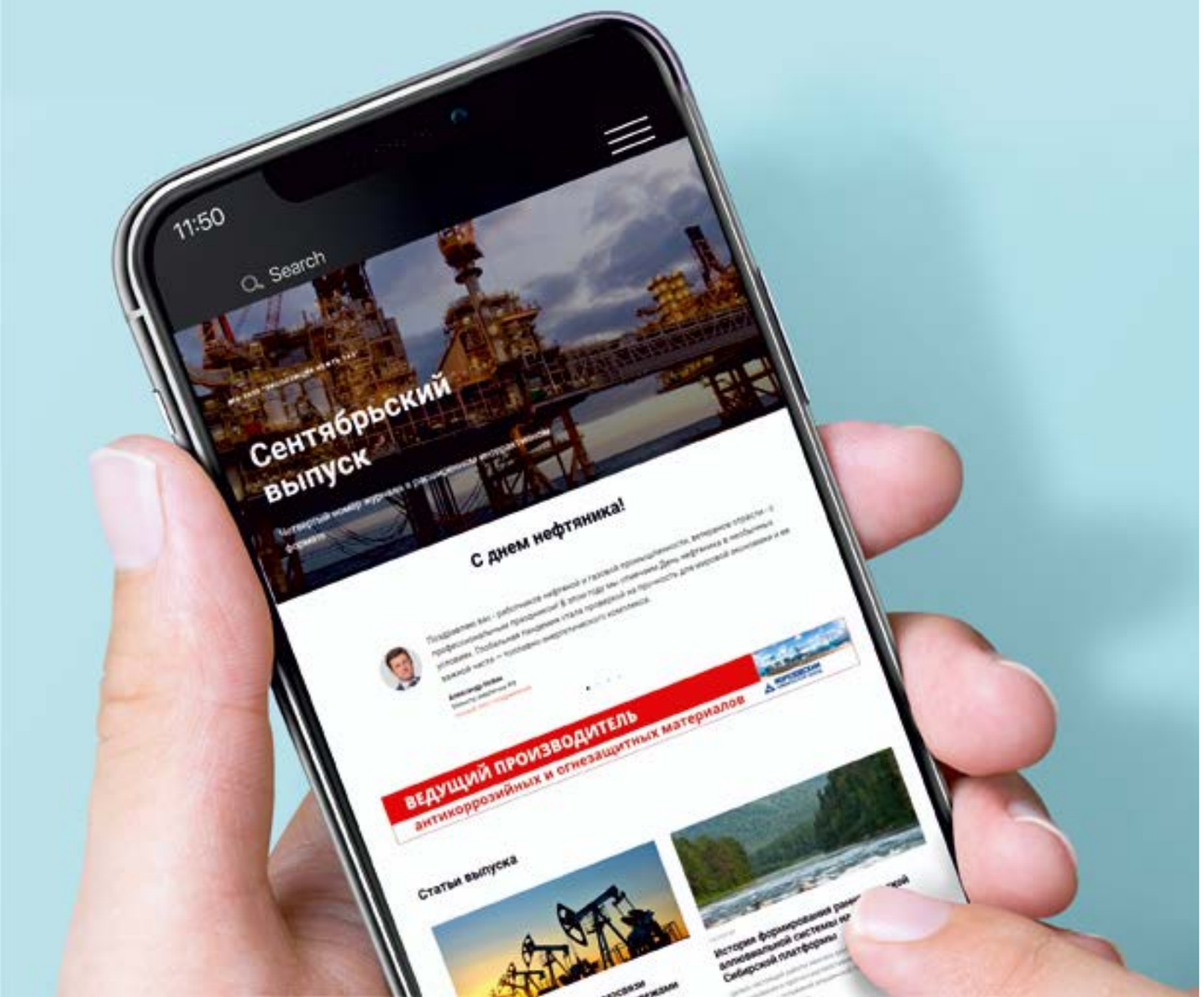
Уверен, впереди у нас новые горизонты сотрудничества. У нас одни цели и идеалы, общий вектор движения.

Желаем всем работникам и ветеранам отрасли крепкого здоровья, счастья и благополучия, новых свершений и побед!

Генеральный директор компании
«Объединенный промышленный комплекс»
Колпаков С.А.

СЕНТЯБРЬСКИЙ ВЫПУСК ЖУРНАЛА В РАСШИРЕННОМ ИНТЕРАКТИВНОМ ФОРМАТЕ

digital.runeft.ru



ПОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД
электромонтажных изделий

142115, Московская область,
г. Подольск, ул. Правды, дом 31
т. (499) 400-50-82
http://www.pzemi.ru
E-mail: fso@pzemi.ru

АО «Подольский завод электромонтажных изделий» —

крупнейшее электротехническое предприятие Московской области, которое работает с 1957 и специализируется на разработке и производстве электрощитового оборудования, кабельной термоусаживаемой арматуры (КТА), гермовводов электрических и систем присоединения к ним для атомных станций (АЭС).

По производству кабельной термоусаживаемой арматуры АО «ПЗЭМИ» является лидером в России и единственным отечественным производителем, аттестованным в ПАО «РОССЕТИ».

Наши преимущества:

Инициатор

АО «ПЗЭМИ» является одним из основных инициаторов по внедрению КТА в России.

Собственное производство

- Полностью собственное производство, оснащенное новым высокотехнологичным оборудованием, включая ускоритель мощностью 10 мегаэлектронвольт для радиационной «сшивки» термоусаживаемых изделий.
- На заводе разрабатываются и изготавливаются все многокомпонентные композиционные материалы из отечественного сырья в виде гранул, из которых производятся все термоусаживаемые трубки: однослойные, двухслойные, изоляционные, маслостойкие, электропроводящие, трекинг-эрозионностойкие, трубки стресс-контроля, трубки «НГ» не поддерживающие горение с низким дымо- и газовыделением, безгалогенные. Методом литья под давлением изготавливаются: перчатки, изоляторы на муфты наружной установки, межфазные распорки, герметики, то есть осуществляется полный технологический цикл производства на термопластавтоматах, экструзионных линиях, линиях непрерывного пространственного ориентирования, индукционных установках.
- Разрабатываются все конструкции муфт, включая конструкции при нестандартном соединении кабелей (изготавливаются по индивидуальным заказам).

Большой ассортимент КТА

- Производится большая номенклатура КТА, более 2,5тыс. наименования для всех видов кабелей с различной изоляцией на среднее напряжение 1-35кВ.
- Муфты производятся в 1996 года. Поставляются во все крупные компании: ПАО «РОССЕТИ», АЭС, метрополитены, монтажные организации, торговые сети и т.д.

  АО «ПЗЭМИ» является лидером в России по объему кабельных муфт, находящихся в эксплуатации в электросетевых компаниях, которые установлены во всех климатических зонах РФ и странах СНГ. Накоплен большой опыт монтажа, учитываются все замечания и пожелания заказчиков.

Надежность и качество

- Муфты зарекомендовали себя как надежное, качественное изделие с высокими физико-механическими характеристиками, что подтверждается многочисленными отзывами потребителями.Все изделия прошли полный цикл сертификационных испытаний в независимых испытательных центрах. .Муфты в исполнении «НГ» прошли дополнительные испытания на радиационную стойкость и пожарную безопасность.
- Завод имеет свою научно-техническую и испытательную базу с высококвалифицированным персоналом.
- Заводом разработаны Технические требования на КТА, в которых заложены характеристики, обеспечивающие надежность и безопасность эксплуатации кабельных муфт

Продвижение продукции

- Специалисты завода проводят обучающие семинары, оказывают информационную и техническую поддержку, предоставляют каталоги на продукцию и обучающие фильмы по монтажу муфт.

  По всей России создана дилерская сеть со складскими запасами на местах.

Комплексная автоматизация нефтедобычи от скважины до товарного парка

Программный комплекс АДКУ 4.0

АДКУ 4.0: Решение масштабных задач АСУ ТП. Общая информация, обзор новых возможностей.

И.А.Шайнуров
Главный специалист ПКБ АСУ-нефть, Тюмень, Россия
info@pkbasu.ru

Аннотация
Компания ПКБ АСУ-нефть – одна из ведущих российских компаний-разработчиков автоматизированных систем управления для нефтедобывающего производства. Компания имеет многолетний опыт разработки автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУТП), монтажа и наладки станций управления (СУ). В настоящее время произведено более 2500 СУ для самых различных задач, инсталлировано более 120 программных комплексов АДКУ 2000+ и АДКУ WEB. Появление новых требований в области быстродействия, безопасности, импортозамещения со стороны нефтедобывающих компаний, новые финансово-экономические условия, техническое развитие вычислительной техники, средств измерения, оборудования связи и коммутации приводят к обновлению программных продуктов, а также линейки выпускаемого оборудования. Портфель решений компании ПКБ АСУ-нефть пополнился программным продуктом АДКУ 4.0.

Ключевые слова
АСУТП, WEB, многопоточность, массовая запись, ReactJS, графический анализ.

АДКУ 4.0 (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020617051) – современный программный комплекс АСУ ТП с богатым функционалом и обширными возможностями. Включает в себя систему визуализации, драйвера обмена, систему хранения данных, систему отчетов, прикладное программное обеспечение от нижнего до верхнего уровней, компоненты разработки, наладки и диагностики.

АДКУ 4.0 представляет собой мощный программный пакет, позволяющий создавать АСУ ТП различного масштаба – от нескольких параметров до крупного производства и распределенных систем. Программный комплекс востребован в сферах добычи нефти и газа, переработки, транспортировки продуктов добычи и других производственных отраслях. Предназначен для операторов технологического процесса, геолого-технологических служб, руководителей различного звена.

АДКУ 4.0, пришедший на смену АДКУ-Web, от последнего отличается наличием новых функций, более высокой производительностью за счет использования многопоточного обмена, новых механизмов хранения данных и нового каркаса web-приложения. Программный комплекс АДКУ поддерживает и занимает лидирующее положение на рынке российского ПО в своей области.

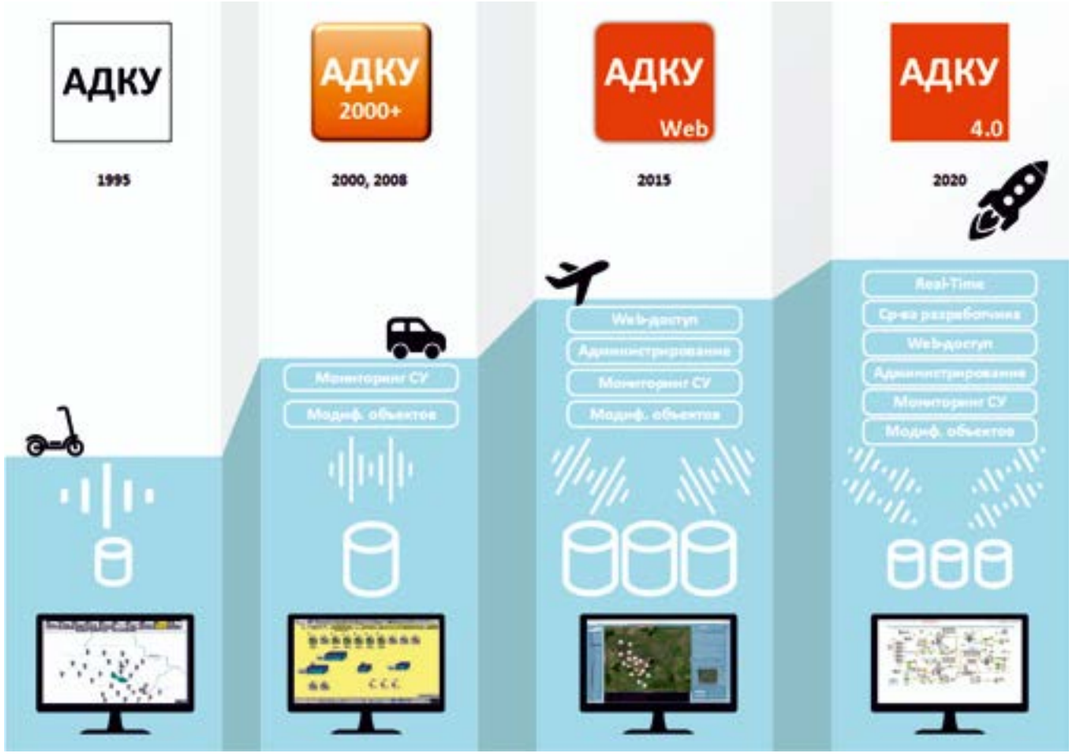
Наиболее заметное усовершенствование состоит в реализации многопоточного обмена и повышении скорости расшифровки данных. Не менее важным по значимости улучшением стал механизм массовой записи исторических данных, благодаря которому скорость опроса увеличилась, а потребность в дисковом пространстве и прочих ресурсах, уменьшилась на порядок.

Новый интерфейс с поддержкой технологии React позволяет мгновенно отображать ход технологического процесса в реальном масштабе времени, навигация по мнемосхемам стала значительно удобнее за счет предварительной загрузки данных и распределения задач между сервером и клиентом.

Особое внимание уделено инструментам разработчика. Учтены пожелания специалистов, занимающихся обслуживанием, сопровождением и разработкой систем. Проведен анализ хода разработки во время совместных обучающих семинаров.

При обновлении приложения обеспечивается полная совместимость со всеми предыдущими версиями. Для заказчиков, эксплуатирующих более ранние версии АДКУ предусмотрен плавный переход на новую версию, а также особые условия при приобретении лицензии. Для новых заказчиков, решивших заменить ПО других производителей, либо установить АСУТП впервые, предусмотрен целый ряд программ, таких как льготный демонстрационный период, расчет стоимости лицензий от количества объектов, позволяющие более эффективно распределить бюджет.

Компоненты АДКУ 4.0 уже опробованы на технологических объектах заказчика во время тестовых испытаний и пилотных программ. Система АСУ ТП достигла ожидаемых показателей и характеристик.



Новые возможности АДКУ 4.0:

- Многопоточный сервер обмена. Увеличенная скорость расшифровки данных.
- Быстрые процедуры обновления оперативной и сохранения исторической информации.
- Переработанная система отчетов. Возможность корректировки столбцов, режимов отображения.
- Новый пользовательский интерфейс. Каркас приложения построен с использованием библиотек ReactJS.
- Расширенные возможности предоставления данных – табличные представления, графический анализ, использование топооснов, продвинутые визуализаторы (плоское дерево, пузырьковое дерево, каскадная диаграмма).
- Поддержка новых общестанцинных контроллеров, сенсорных панелей оператора. Система резервирования данных. Полное резервирование всех компонентов системы.
- Новая система хранения архивных данных. Механизм массовой записи.
- Единый продукт для любых задач (АСУТП, Система телемеханики, MES).
- Обновленные инструменты разработчика. Web-дизайнер, генератор текстовых отчетов, конфигураторы шаблонов базы данных.
- Новая система инсталляции и обновления. Версионность продукта. Все в комплексе обеспечивает информационную безопасность и безопасность процесса.
- Структурирование уникальных возможностей программ нижнего уровня (архивы с меткой времени, перебор архива замеров и прочее).
- Гибкая система лицензирования, ориентированная на масштабе АСУТП. Программы лояльности, скидки для преданных пользователей.

ООО «ПКБ АСУ-нефть»

625000, г.Тюмень, ул. Герцена 86 «А»
Тел. (3452) 790-714, 790-795, 790-814
info@pkbasu.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10089

УДК 65.011.56 | Научная статья

Решение задач раннего обнаружения нештатных событий на линейной части многониточного магистрального газопровода средствами системы линейной телемеханики

С. В. Евсеев
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»
telemeh@niiis.nnov.ru

Аннотация

Целью данной работы является дополнение системы телемеханики методами определения места утечки из многониточного магистрального газопровода. В работе предлагаются алгоритмы выявления перепада давления газа на датчике, возникающего в начале утечки, и модернизация математической карты многониточного магистрального газопровода. Проведён анализ действий диспетчеров при ликвидации реальной аварии с неполным разрывом газопровода на границе двух линейно-производственных управлений. В результате анализа предлагается решение для точного определения места утечки в границах ЛПУ на основе организации дополнительного канала связи между крайними контролируемыми пунктами.

Ключевые слова
Телемеханика, система обнаружения утечек, ликвидация аварии

Материалы и методы
В работе представлен алгоритм определения перепадов давления на контролируемом пункте телемеханики, показан способ формирования единой информационной карты многониточного магистрального газопровода, рассмотрен пример реальной аварии и сделан вывод о необходимости информационного взаимодействия между системами линейной телемеханики соседних участков магистрального газопровода

Для цитирования:
Евсеев С. В. Решение задач раннего обнаружения нештатных событий на линейной части многониточного магистрального газопровода средствами системы линейной телемеханики // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 74–77. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10089

Поступила в редакцию: 12.03.2020

UDC 65.011.56 | Original Paper

Problem solving for emergency early detection at gas-main multi-pipeline linear part by linear telemechanics systems

Sergey V. Yevseyev
FSUE “RFNC-VNIIEF”
telemeh@niiis.nnov.ru

Abstract

The present work object is to add the telemechanics system by methods for detecting gas-main multi-pipeline points of leakage. There are proposed algorithms for detecting gas pressure decrease at the sensor arising at the beginning of the leak and updating mathematical map of gas-main multi-pipeline (GMMP). Analysis of dispatcher actions when eliminating real breakdown in case of gas-pipeline partial break at the boundary of two linear production areas (LPA) was carried out. As a result of the analysis there is proposed a solution for accurate defining the point of leakage within LPA at the basis of providing additional communication channel between the end supervised stations.

Keywords
Telemechanics, leak detection system, fault isolation

Materials and methods
The work presents the algorithm for detecting pressure decrease at telemechanics supervised stations, the method for generating an integrated information card of gas-main multi-pipeline, an example of the real breakdown is studied and a conclusion was drawn about the necessity of interaction between the adjacent sections of the gas-main pipeline

For citation:
Sergey V. Yevseyev Problem solving for emergency early detection at gas-main multi-pipeline linear part by linear telemechanics systems // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 74–77. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10089

Received: 12.03.2020

Введение

В предыдущей статье [1], посвященной созданию подсистемы обнаружения утечек на базе системы телемеханики, были рассмотрены основные требования к системе телемеханики и основные пути построения данной подсистемы. Однако в процессе разработки подсистемы возникла необходимость применения дополнительных алгоритмов, касающихся определения мест утечек посредством поиска и фиксации перепада давления на датчике («волн давления»), возникающих при разрыве магистральных газопроводов (МГ) и доработки математической карты многониточных магистральных газопроводов (ММГ). Изложенный в [1] метод, позволяющий не только определять наличие утечки, но и выявлять нештатные перестановки запорной арматуры, которые тоже являются нештатными ситуациями на ММГ, путем анализа изменений основного информационного элемента, страдает весьма существенным недостатком, влияющим на точность и время определения утечки газа [2]. Одновременное использование двух алгоритмов выявления повышает надежность выявления мест утечки газа на ММГ.

1. Алгоритм определения перепадов давления на КП

Поскольку для определения места утечки газа на линейной части МГ важным является определение точного времени возникновения перепада давления на каждом датчике давления контролируемого пункта (КП) телемеханики, сформулируем алгоритм определения перепадов давления (рис. 1). Цель данного алгоритма – зафиксировать перепад давления на основном информационном объекте [1] КП с точностью не менее 1с и передать информацию о нем на пункт управления (ПУ). Обычно информация с каждого датчика давления считывается контроллером КП с частотой от 10 до 1000 Гц и усредняется ежесекундно, что позволяет достаточно точно определить время возникновения перепада давления и, как следствие, место возникновения утечки с точностью до ±1км.

Определим условия фиксации перепада давления как:

$$dPp = Pold\text{-}Pnew$$

где: Pold - значение давления в предыдущем цикле измерения;

Pnew - значение давления в текущем цикле измерения.

При фиксации резкого уменьшения давления на датчике $dPp>0{,}1$ кг/см^2 между опорным и текущим давлением необходимо запомнить реальное время возникновения события и перейти в режим подтверждения для исключения ложных обнаружений. В алгоритм должна быть включена проверка тенденций изменения датчиков давления в течение определенного времени Тт, например 5с.

Определим критерии ежесекундных тенденций изменения показания давления газа по каждому датчику Дi на КП, на котором зафиксирован возможный перепад как:

$$Ti=A1+A2+A3$$

$$A1=\begin{cases} 0 - Pst=Pold \\ 2 - Pst<Pold \\ -2 - Pst>Pold \end{cases}$$

$$A2=\begin{cases} 0 - Pold=Pnew \\ 2 - Pold<Pnew \\ -2 - Pold>Pnew \end{cases}$$

$$A3=\begin{cases} 0 - Pst=Pnew \\ 1 - Pst<Pnew \\ -1 - Pst>Pnew \end{cases}$$

$$St=\frac{\sum_{i=1-5} Ti}{5}<-3$$

где: Pst - значение давления опорное;

Pold - значение давления в предыдущем цикле измерения;

Pnew – значение давления в текущем цикле измерения;

Тт – количество секунд проверки тенденций (например, 5с);

N – критерий подтверждения (определен эмпирическим путём как -3);

St – средняя величина тенденций изменения за последние К секунд.

Если средняя величина тенденций изменения давления меньше заданного критерия, то это является свидетельством наличия перепада давления вызванного утечкой. Если есть подтверждение по 2-м датчикам основного информационного объекта для открытого крана или по одному для закрытого, то на пункт управления должна передаваться информация в виде экстренного аварийного сообщения с меткой времени, типом события, величиной изменения и номером крана.

2. Модернизация карты ММГ

Как было сказано в [1], для обработки сообщений об утечках от КП на ПУ должна быть разработана карта ММГ в виде матрицы или взвешенного неориентированного графа. В карте ММГ устанавливаются связи основных информационных объектов с расстояниями между ними, что позволяет, посредством алгоритма Дейкстры, производить подсчет времени возможного распространения перепада давления между основными информационными объектами, с учетом состояния открытия перемычек.

При создании карты ММГ необходимо учесть состояние компрессорной станции (КС), которая является центральным элементом карты. В 90% случаев система телемеханики не контролирует охранные площадки КС и, следовательно, не имеет информации о состоянии линейных охранных кранов, перемычек между ними и работе компрессорных цехов.

Для получения информации о состоянии КС существуют два основных способа. Первый способ подразумевает передачу информации о состоянии охранных кранов и цехов в систему телемеханики по протоколу обмена данными. Но поскольку и телемеханика и АСУ ТП КС системы нижнего уровня, то требуется либо создание прямого канала связи, либо канала связи через верхний уровень линейно-производственного управления (ЛПУ) МГ, что весьма сложно осуществимо. Второй способ осуществляется прямым вводом информации диспетчером о состоянии объектов в базу данных подсистемы. Данный способ подразумевает «человеческий» фактор, что является существенным недостатком. Вследствие этого, самым простым способом является создание алгоритма прогнозирования состояния объектов КС.

Рассмотрим какие элементы КС значимы для обнаружения утечек системой телемеханики. Наиболее значимым элементом является состояние крана 20 компрессорного цеха, который определяет возможность прохождения волны давления от утечек через компрессорную станцию. При открытом кране 20 компрессорный цех находится в состоянии «на проходе», при закрытом волна давления не может пройти через цех вне зависимости от степени работы цеха. Важными элементами также являются перемычки между нитками, которые позволяют волне давления пройти в соседний трубопровод при их открытии. Таким образом, можно в упрощенном виде представить сегмент КС как обычную крановую площадку (рис. 2).

Используя данные о параметрах давления на крановых площадках, контролируемых телемеханикой и ближайших к обеим сторонам КС, можно спрогнозировать состояние кранов 20 и перемычек между нитками, применив простой алгоритм (рис. 3).

В случае необходимости, для подтверждения правильности определения алгоритмом состояния КС достаточно обеспечить воспроизведение схемы на видеомониторе ПУ с возможностью изменения состояния объектов диспетчером.

3. Пример реальной аварии на границе между ЛПУ МГ

Рассмотрим реальную аварию, возникшую на границе между ЛПУ. В этом случае подсистема выявления утечек сообщила бы только информацию о нахождении утечки в районе последнего линейного крана на нитке, поскольку карта ММГ не определена далее границ ЛПУ. Подобная ситуация с разрывом на границе между ЛПУ произошла на одном из участков ММГ.

Участок ЛПУ МГ, приведенный на рисунке 4, обслуживаются системами телемеханики УНК ТМ, разработки филиала РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова». На рисунке 4 стрелкой обозначено место утечки. Нитка МГ, на которой произошла утечка, стояла в резерве (давление по всей нитке одинаково) и была закрыта на охранной площадке КС1. На охранной площадке КС2 была открыта перемычка между нитками. Работал только компрессорный цех (КЦ) на первой нитке.

Хронология событий представлена на рисунке 5.

В 2ч 17м на участке между КП 101 одного ЛПУ и КП 203 другого ЛПУ произошло неполное раскрытие МГ без возгорания в виде трещины на стыке труб.

Информация в виде волны давления размером 0,2 кг/см^2 прошла по всем КП телемеханики на данном участке. Диспетчерские службы обоих ЛПУ не приняли во внимание данное событие. Падение давления составило более 0,5 кг/см^2.

В 2ч 29м произошло повторное неполное раскрытие места утечки с возгоранием и отобразилось на обоих ПУ в виде аварийных сигналов.

В 2ч 38м диспетчерская служба КС2 перевела КЦ1 на «кольцо».

В 2ч 42м диспетчерская служба КС2 закрыла охранную перемычку между МГ.

В 2ч 45м диспетчерская служба КС2 закрыла линейный кран на КП101.

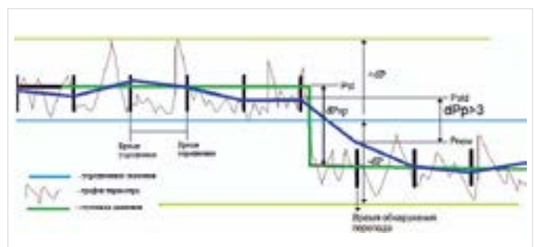


Рис. 1. – Алгоритм определения перепадов давления.

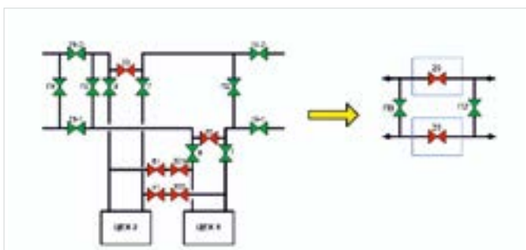


Рис. 2. – Представление схемы КС в виде упрощенного КП.

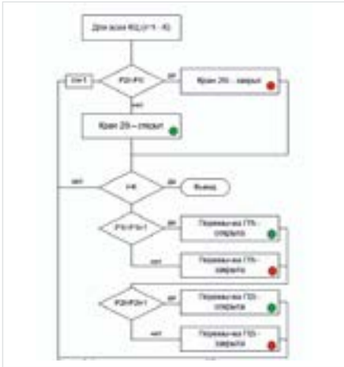


Рис. 3. – Алгоритм прогнозирования состояния КС.

В 2ч 51м диспетчерская служба КС1 закрыла линейный кран на КП301 и локализовала участок МГ длиной более 80 км.

В 2ч 53м диспетчерская служба КС1 закрыла линейный кран на КП203 и локализовала участок МГ длиной 10 км.

Таким образом, локализация данной аварии потребовала более 36 минут. При этом потеря давления газа на нитке 1 на участке МГ длиной более 120 км составила 9 кг/см^2, что привело к потере более 2 млн. м3 газа без учета газа потерянного из нитки 2.

Рассмотрим, что привело к неверным действиям ДС при локализации аварии и какие недостатки систем телемеханики желательно устранить.

При анализе суточных протоколов УНК ТМ было выявлено:

- ДС КС1 установила на КП 301, 201, 202, 203 для датчиков давления уставки предупредительной и аварийной сигнализации 25-75 кг/см2, что привело к отсутствию своевременного срабатывания сигнала тревоги, что в дальнейшем и привело к неверному определению места аварии;
- установленные службой телемеханики КС1 уставки передачи на ПУ аварийной информации об изменении давления газа размером ±1 кг/см^2, не позволили определить наличие аварийной ситуации на раннем этапе.

Так какие же проблемы и недостатки выявила данная авария, кроме недостатков перечисленных выше:

- несогласованность действий диспетчерских служб при локализации утечек на границах ЛПУ. Каждая из служб имела основания считать, что разрыв произошел не на их участке;
- отсутствие возможности определить точное место возникновения утечки при разрыве между ЛПУ даже системой обнаружения утечек.

Таким образом, наиболее оптимальным решением для точного определения места утечки в данном случае была бы организация дополнительного канала связи между соседними КП двух ЛПУ с возможностью быстрой передачи информации о состоянии их кранов и об обнаружении волн давления. Именно наличие данной информации позволяет подсистеме обнаружения нештатных событий точно определить место расположения аварии и принадлежность ее к зоне ответственности конкретного ЛПУ.

Итоги

Показана необходимость определения волн давления, а также организация информационного обмена между системами телемеханики соседних участков магистрального газопровода для использования в подсистеме определения нештатных событий.

Выводы

Дополнение подсистемы обнаружения нештатных событий алгоритмами выявления волн давления газа при разрыве магистрального газопровода и прогнозирования состояния компрессорного цеха, а также оперативной связью между соседними контролируемыми пунктами разных линейных производственных управлений позволяет на базе системы линейной телемеханики создать полноценную систему обнаружения утечек с точностью до километра.

Литература

1. Евсеев С.В. Проблема определения места утечки на многониточном магистральном газопроводе штатными средствами линейной телемеханики // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №6(73). С. 70–72.
2. Александров Д.В. Методы и модели поддержки принятия решений в нештатных ситуациях при эксплуатации магистральных трубопроводных сетей. М.: Финансы и статистика. 2013. 102 с.

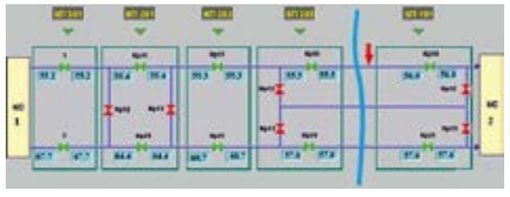


Рис. 4. – Схема участка контроля двух ЛПУ МГ.

Рис. 5. – Графики параметров реальной аварии.

ENGLISH

Conclusions

Addition of the algorithms for detecting gas pressure waves when GMP is broken and predicting CS state as well as operative communication between the neighboring SS of the different LPA to the emergency detection subsystem allows to create a full-blown leak detection system at SLTM basis having the accuracy up to one kilometer to the subsystem of detecting emergency events.

References

1. Yevseyev S.V. The problem of detecting leak point at gas-main multi-pipeline by standard linear telemechanics facilities// Exposition Oil Gas, 2019, Issue 6(73), pp. 70–72.
2. D.V. Alexandrov. Methods and models for supporting decision-making in case of emergencies when operating main pipeline systems. M.: Financies and statistics. 2013. 102 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Евсеев Сергей Владимирович, начальник научно-исследовательского отдела программно-технических комплексов и систем управления объектами ТЭК

ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» ФИЛИАЛ Федерального государственного унитарного предприятия «РОССИЙСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЯДЕРНЫЙ ЦЕНТР – Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» «НАУЧНО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ им. Ю.Е. Седакова».
telemeh@niiis.nnov.ru

Sergey V. Yevseyev, head of Research department for fuel-energy complex objects program-technical and control systems

FSUE "RFNC-VNIIEF" Branch of "Russian Federal Nuclear center – All Russian Research Institute of Experimental Physics" "Research Institute of Measuring Systems named after Yu. Ye.Sedakov"
telemeh@niiis.nnov.ru

РФЯЦ-ВНИИЭФ
РОСАТОМ

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»
«Научно-исследовательский институт
измерительных систем им. Ю.Е. Седакова»

Высокотехнологичные комплексные решения в области промышленной автоматизации

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «Научно-исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е. Седакова» – современный научно-производственный комплекс радиоэлектронного профиля. Основан 23 февраля 1966 года. Институт имеет развитую эффективную инфраструктуру с полным производственно-технологическим циклом: от проведения научных исследований, проектирования, изготовления и испытаний до комплектной поставки наукоемкой продукции заказчику «под ключ» и обеспечения сервисного сопровождения приборов и систем в течение всего жизненного цикла.

Исследование и разработка → Инжиниринг → Производство → Комплектная поставка

Директор НИИИС –
Андрей Юлиевич Седаков, лауреат премии правительства РФ в области науки и техники, д.т.н., профессор

Основные направления деятельности:

- Исследования, разработка, изготовление приборов и систем автоматики в интересах Росатома.
- Разработка, изготовление, внедрение программно-аппаратных средств и автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов топливно-энергетического комплекса, включая атомные электростанции.
- Проектирование и серийное изготовление изделий твердотельной микроэлектроники.

Решение вопросов безопасности предприятий энергетики

Безопасность транспорта газа — Подсистема обнаружения нештатных событий

Обнаружение в реальном масштабе времени и информирование оперативного диспетчерского персонала ЛПУ о нештатных событиях на многониточных магистральных газопроводах.

Безопасность электроэнергетики — Программно-технический комплекс мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования

Мониторинг и автоматизация процессов оценки состояния и диагностики трансформаторного оборудования.

Информационная безопасность — Российская программная платформа СКАДА АТОМ-НН

ПП СКАДА АТОМ-НН внесена в реестр отечественного ПО.
Поставляется на объекты дочерних обществ
ПАО "НК "Роснефть" в составе "верхнего уровня" АСУ ТП.
Успешно прошла сертификационные испытания на соответствие требованиям ПАО «Газпром нефть».

г. Нижний Новгород, Бокс № 486, 603951
Тел.: (831) 465-49-90 Факс: (831) 466-87-52 Телекс: 151 347 NIIIS RU
E-mail: niiis@niiis.nnov.ru www.niiis.nnov.ru

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 2–4 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС В РОССИИ**
Ялта, 7–11 сентября
ACADEMY.INTECHNOL.COM

Рассматриваются проблемы внутрискважинных работ и супервайзинга в горизонтальных и разветвленных скважинах, управление скважиной при ГНВП, противофонтанная безопасность.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ**
Геленджик, 7–11 сентября
EAGE.RU

Будут затронуты вопросы геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, что даст больше возможностей для профессионального общения и роста молодых специалистов.

РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ САММИТ 2020
Москва, 9–10 сентября
ENERGYSUMMIT.RU

Пройдут Конгрессы по стратегическим вопросам отрасли, будут разобраны практические примеры внедрения энергоэффективного оборудования и цифровых решений, а также другие важные вопросы энергетики России.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 11 сентября
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка, направленная на IT-профессионалов в ТЭК. Участвуют представители добывающих и сервисных компаний — лидеров IT-индустрии.

конференция **ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА**
Пермь, 14–18 сентября
EAGE.RU

Специалисты обменяются мнениями в рамках технических сессий, ознакомятся с разработками от ведущих производителей геофизической техники на выставке и полевой демонстрации.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Уфа, 15–18 сентября
GNTEXPO.RU

В мероприятии примут участие эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ — 2020
Уфа, 15–18 сентября
GNTFORUM.RU

Центральным событием станет сессия «Развитие газохимического комплекса в современных условиях: кризис или новые возможности?» с участием лидеров мнений и экспертов отрасли.

конференция **МОДЕРНИЗАЦИЯ РОССИЙСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**
Уфа, 16 сентября
NOVTEKBUSINESS.COM

Будут представлены новейшие в геофизике отечественные технологические разработки бизнес-класса, которые позволят вывести комплекс на мировой уровень и глобальный рынок.

саммит **ПРОМЫШЛЕННОСТЬ 4.0. ЦИФРОВОЙ ЗАВОД**
Москва, 17–18 сентября
SMARTPROM.ORG

В рамках саммита высшее руководство производственных предприятий получит пошаговый алгоритм и практические инструменты для перехода к Цифровому Заводу.

конференция **RUSSIA & CIS BBTC 2020**
Москва, 21–23 сентября
EUROPETRO.RU

Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки предоставит возможность ознакомиться с практическими примерами последних реализованных технологических разработок.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 21–26 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Основные темы конференции: проектирование строительства скважин, новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин, организация, контроль и супервайзинг буровых работ.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**
Анапа, 21–26 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы геолого-промыслового исследования скважин, технологии и оборудование для капитального ремонта горизонтальных скважин.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
Москва, 22 сентября
CREON-CONFERENCES.COM

Использование российских реагентов, новые рецептуры для разных категорий скважин, состояние и перспективы эксплуатационной и разведочной проходки, результаты импортозамещения.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС**
Тюмень, 22–24 сентября
EXPO72.RU

Содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий, расширение научно-технического сотрудничества и установление деловых связей.

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Тюмень, 22–24 сентября
OILGASFORUM.RU

ТНФ включает в себя различные форматы работы в рамках деловой программы, а также уникальную экспозицию инновационных технологий и разработок в области ТЭК.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 29 сентября
N-G-K.RU

Обсуждаются вопросы модернизации нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических мощностей, практика импортозамещения, стандарты и требования безопасности.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 30–02 октября
SNGEXPO.RU

Демонстрация последних разработок и достижений российских и зарубежных компаний в области добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**:
Сочи, 5–10 октября
OILGASCONFERENCE.RU

Передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна и интегрированное моделирование.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Сочи, 5–10 октября
OILGASCONFERENCE.RU

Проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Строительство промысловых и магистральных трубопроводов, техника и технология ГНБ.

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 6–9 октября
GAS-FORUM.RU

Приоритетная задача форума – создание площадки для эффективного взаимодействия лидеров газовой индустрии. Широкая выставочная программа, содержательная конгрессная часть.

выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**
Санкт-Петербург, 6–9 октября
ROSGASEXPO.RU

Отраслевое мероприятие в России, посвященное достижениям в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.

форум **РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ**
Москва, 13–16 октября
RUSENERGYWEEK.COM

Демонстрация перспектив российского топливно-энергетического комплекса и реализация потенциала международного сотрудничества в сфере энергетики.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**
Альметьевск, 14–16 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
Самара, 20–22 октября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 20–23 октября
OIL.EXPOPERM.RU

Межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности является частью «Пермского инженерно-промышленного форума».

конференция **SPE**
Москва, 26–29 октября
RCA.SPE.ORG

Крупное online-мероприятие SPE для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.

конференция **GPTC 2020**
Москва, 26–27 октября
EUROPETRO.RU

Различные технологии подготовки природного газа и его переработки в более ценные продукты нефтехимии, лучшие мировые практики, опыт внедрения технологий и оборудования на НХК.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 29 октября
N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.

конференция **RRTC 2020**
Москва, 29–30 октября
EUROPETRO.RU

Возможность ознакомиться с практическими примерами последних технологических разработок, а также узнать новости о проектах и планах развития нефтеперерабатывающих компаний.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 11–13 ноября
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Противокоррозионная защита технологического оборудования, трубопроводов и металлоконструкций ТЭК. Выставка проходит при участии крупных нефтегазовых предприятий.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ — 2020**
Нижневартовск, 12–13 ноября
SES.NET.RU

Выставка дает уникальную возможность участникам продемонстрировать свои достижения, представить свою продукцию на рынке одного из самых быстроразвивающихся регионов России.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 12–13 ноября
CTTIMES.ORG

Старейший в России профессиональный форум для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных услуг и производителей оборудования.

конференция **ГЕОНАУКИ: ТРАНСФОРМИРУЕМ ЗНАНИЯ В РЕСУРСЫ**
Санкт-Петербург, 16–19 ноября
EAGE.RU

Научная программа, состоящая из устных и стендовых докладов, а также семинаров и кратких курсов, охватывающих весь спектр геолого-геофизических дисциплин.

выставка **САХАПРОМЭКСПО. НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск, 18–19 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 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 19 ноября
N-G-K.RU

Задача конференции в создании площадки для отработки единых, прозрачных и открытых механизмов отбора поставщиков нефтегазового комплекса.

INTECHOH

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Нефтегазовый сервис в России

07-11 СЕНТЯБРЯ 2020, ЯЛТА

8 800 222 99 89
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве — 2020

ОРГАНИЗАТОР
EPC
Euro Petroleum Consultants

В состав Недели входят:

GPTC
«Нефтегазохимия» – технологическая конференция и выставка России и стран СНГ
26–27 октября

Russia & CIS BBTC
14-я Конференция России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков
28–29 октября

RRTC
20-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефти
29–30 октября

Приглашаем всех, кто заинтересован, представить доклад на любой из конференций, выступить спонсором или принять участие в выставке.

www.europetro.com +7 (495) 517 77 09 moscow@europetro.com

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

6–9 октября 2020

РОС ГАЗ ЭКСПО

- **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
- **ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ**
- **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ**

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОР ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА
EXPOFORUM

ОРГАНИЗАТОР FarEXPO IFE
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР:
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ · ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ · КОРРОЗИЯ

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
gas2@farexpo.ru www.rosgasexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

6–9 ОКТЯБРЯ 2020

GF

X ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

При поддержке: МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Партнеры: uniper · OMV · Газпром автоматизация · Комита

Организатор: EXPOFORUM
Генеральный партнер: Газпром
Генеральный спонсор: Трубная металлургическая компания

ГАЗПРОМБАНК · ГМС Группа · БАНК РОССИЯ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SIBExpoSERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2020 ГОД

Четырнадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2020

НИЖНЕВАРТОВСК, 12 – 13 ноября

Десятая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2020. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО. IT–ТЕХНОЛОГИИ. СВЯЗЬ

ЯКУТСК, 18 – 19 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

19-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

TATNEFT 1950 - 2020

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
14-16 ОКТЯБРЯ 2020

NT-EXPO.RU

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

Производство изделий из полиуретана для нефтегазовой отрасли

614034, г. Пермь, ул. Фадеева, 3а
+7 (342) 288-44-45
elastoplast@perm.ru
www.elastoplast.pro