

№ 6 (78) ОКТЯБРЬ 2020

ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

НЕФТЬ ГАЗ

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Стратегия 2022 -
проектирование
сегмента «Бурение»

Прирост запасов
при пересмотре
моделей строения

Призабойная
зона скважины -
кислотные обработки

Высоковязкая нефть -
воздействие на ПЗП

Диагностика технического
состояния оборудования

ГАЗПРОМ

Уренгойское НГКМ -
энергоэффективные
мероприятия

ЗАЛЕЖИ УВ

Континентальный шельф
Восточно-Сибирского моря

Прогноз состояния ресурсной базы
нефтегазового комплекса России

**ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ**

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

www.tdmhz.ru



ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА КОРРОЗИИ



БОЛЕЕ
50
ЛЕТ

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





Покупая материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, вы получаете квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов — полисилоксановые покрытия Армокот®.

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

более

20-25
лет

СТОЙКОСТЬ К УФ

покрытие

не выгорает
сохраняет защитные
и декоративные свойства
на весь период эксплуатации

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

от

196

до

700°C

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие

электроизоляционные
свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1,
покрытие

трудногорючее

не распространяет пламя

НАНЕСЕНИЕ

до

-30°C

ПОЛИСИЛОКСАННЫЕ
ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ



АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР



ОГНЕЗАЩИТНЫЕ
МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И
ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ



АРМОТАНК



АО «Морозовский химический завод» вновь подтвердило своё звание надежного партнера и внесено в Реестр российских предприятий и предпринимателей, финансовое и экономическое положение которых свидетельствует об их надежности как партнеров для предпринимательской деятельности в Российской Федерации и за рубежом.



**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

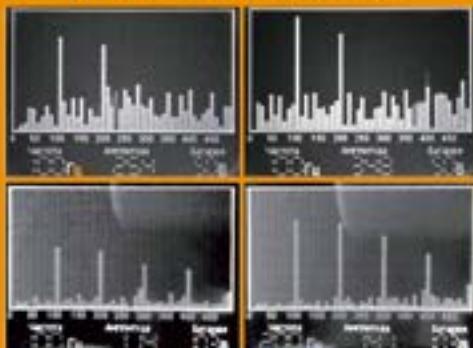


Основная частота
полезного сигнала

Уровень
сигнала

Напряжение
батареи

ВНЕШНИЙ ВИД СПЕКТРОГРАММ ДЕФЕНТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ



Распознать дефект можно по спектограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц. Характерный вид спектра приведён 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.

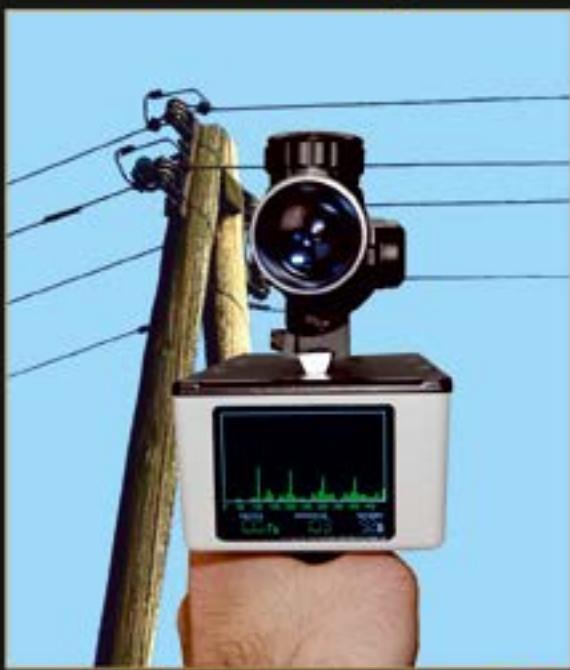
Основное окно на индикаторе занимает спектrogramma полезного сигнала. Также на индикаторе отображается уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов. Вид спектrogramмы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.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

ХАРАКТЕРИСТИКИ

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

* в зависимости от комплектации.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ



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



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 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.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Проектирование

- 12 Васильев В.В. Новые горизонты системы типового проектирования в ПАО "НК Роснефть": геология и разработка



- 16 ООО «ТТД Татнефть»: Командная работа или как стать частью большого бизнеса

Геология

- 17 Трошкин С.В. Переинтерпретация моделей строения месторождений на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов и поиск перспективных объектов вдоль разломов в терригенных отложениях девона
- 22 Мамедов Р.А. Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря
- 26 Колоколова И.В. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Оборудование

- 34 ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»: Титан для нефтегазовой отрасли, крупные проектные решения с применением титана в аппаратурном оформлении

Добыча

- 36 Рощин П.В. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти



- 42 ООО «Гидропневмоагрегат»: Стенд для испытания пакерного оборудования
- 44 Шумахер М.Ю. Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка

ТРАНСПОРТИРОВКА

Оборудование

- 50 Зимнухов Э.С. ЭНЕРГАЗ: дорогу осилит идущий
- 56 ГК «Нектр Трейд»: Есть ли жизнь в кризис?

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (78) октябрь 2020

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (8552) 92-38-33

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 10-20/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 26.10.2020

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год

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).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU
доступны полные тексты статей.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные
компрессорные станции



Системы комплексной
газоподготовки



Блочные пункты
подготовки газа



Теплообменное
оборудование



Проектирование
и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания,
обучение персонала



Комплексный сервис,
ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

Трубопровод

- 59 Исмагилов Р.И. Применение энергоэффективных мероприятий при разработке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения
- 63 НПФ «Политехника» закончила работы по ликвидации последствий аварии в Норильске



Автоматизация

- 74 ООО Московский завод «ФИЗПРИБОР»: Автоматизированные системы управления российского производства

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Оборудование

- 76 ООО «Минимакс Раша»: Современные системы пожаротушения для нефтяной промышленности



Автоматизация

- 64 Колмогорцев Е.П. Автоматизация сепараторов — новые датчики и новые системы компании «Валком»
- 66 Зернов А. AUTOSTORE® — экономия пространства и повышение эффективности

КИПИА

Диагностика

- 69 Батищев А.М. Сравнительный анализ дистанционных методов диагностики технического состояния оборудования по результатам испытаний ультразвукового сканера

Экология

- 80 Ищенко Е.П. Особенности хранения плодородного слоя почвы при проведении рекультивации
- 86 Быстрякова Е.А. Обоснование развития сети особо охраняемых природных территорий г. Самара
- 92 Листова М.А. Проблемы, возникающие при формировании расчетов стоимости лесосечных работ подготовительного цикла строительства и реконструкции объектов нефтегазового комплекса в Российской Федерации

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Игнатьева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:

Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.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

**Электросварные трубы
производства «Уралтрубпром» –
альтернатива
бесшовным трубам**



«Наши трубы с 2017 г.
уже используются
на ответственных объектах,
где ранее применялись
только горячекатаные
бесшовные трубы».

Константин Титов

начальник
службы разработки
и внедрения проектов

**«Уралтрубпром» — эксперт и новатор
в производстве электросварных труб**

www.uraltrubprom.ru
Тел.: (3439) 297-539, 297-540
E-mail: market@trubprom.com

CONTENT

UPSTREAM

Design

- 12** Vasiliev V.V. New horizons of standard design system at Rosneft: geology and reservoir engineering

Geology

- 17** Troshkin S.V. Reinterpretation of models of deposits on the northern wing of the Zhigulevsko-Samarkinsky shaft system search for promising objects along faults in devonian terrigenous deposits
- 22** Mamedov R.A. Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the east siberian sea
- 26** Kolokolova I.V. New criteria of the extraction and forecast of perspective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data

Production

- 36** Roschin P.V. Grounds to apply complex process of bottomhole hydro-jetting effect at the fields with heavy oil
- 44** Shumakher M.Y. The study of the main technological properties of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment

MIDSTREAM

Pipeline

- 59** Ignatov I.V., Ismagilov R.N., Syulemez S.N., Klakovich O.V., Serebryansky S.A., Ivanov N.V. Application of energy efficient technologies in the development of the Urengoyskoye oil and gas condensate field

SUPPLY

Диагностика

- 69** Batishchev A.M. Comparative analysis of remote methods for diagnosing the technical condition of equipment based on the results of ultrasonic scanner tests

ECOLOGY

- 80** Ishchenko E.P. Features of the fertile soil layer storage during recultivation
- 86** Bystryakova E.A. Justification for the development of a network of specially protected natural territories of Samara
- 92** Listova M.A. Problems that arise when calculating the cost of logging operations for the preparatory cycle of construction and reconstruction of oil and gas facilities in the Russian Federation

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 5 (78) october 2020

ISSUE DATE: 26.10.2020

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:

Logos typography
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia
Portovaya st., 25A
+7 (843) 231-05-46

EDITOR IN CHIEF:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.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

EDITORIAL BOARD:

Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A. — Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ahpakin 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

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
📞 +7 (4822) 73-41-17



Новые горизонты системы типового проектирования в ПАО «НК «Роснефть»: геология и разработка

Васильев В.В.¹, Кравченко А.Н.¹, Смелянский В.В.¹, Павлов В.А.², Коркин А.М.², Мотус С.Э.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

VV Vasilev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Современные реалии нефтегазовой отрасли как никогда требуют от нефтегазовых компаний качественного изменения бизнеса со снижением затрат. Статья посвящена развитию проектирования в крупнейшей нефтегазовой корпорации ПАО «НК «Роснефть» и раскрывает аспекты применения унификаций и типизаций в области проектирования объектов строительства, материально технического снабжения. Авторами прослеживается становление и значимость развития систем проектирования в Компании, как инструмент воздействия в целях повышения экономической и технологической эффективности деятельности Компании. В главном фокусе обозрения статьи находится сегмент «Бурение», нового направления «Геология и разработка» в системе типового проектирования Компании. Особое внимание уделено темам пропанта и макета проектной документации на строительство скважин, авторы дают свою оценку ожидаемым и уже полученным эффектам от применения типовой документации, приводят оценки сторонних компаний. При проведении анализа производственных процессов показаны особенности взаимодействия со структурными подразделениями Компании, для поиска наиболее важных и востребованных в проектировании направлений, требующих унификации и типизации. В качестве исследовательской задачи авторами была определена попытка оценить экономический и технологический эффект от проекта.

Материалы и методы

Унификация и типизация процессов в проектах строительства скважин, ГРП, выбора пропанта, оценки технико-экономического эффекта.

Ключевые слова

типовое проектирование, типизация, унификация, бурение, геология, разработка, строительство скважин, гидравлический разрыв пласта, пропант

Для цитирования

Васильев В.В., Кравченко А.Н., Смелянский В.В., Павлов В.А., Коркин А.М., Мотус С.Э. Новые горизонты системы типового проектирования в ПАО «НК «Роснефть»: геология и разработка // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 12–15. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10098

Поступила в редакцию: 22.09.2020

DESIGN

UDC 622.24 | Original Paper

New horizons of standard design system at Rosneft: geology and reservoir engineering

Vasiliev V.V.¹, Kravchenko A.N.¹, Smelyanskiy V.V.¹, Pavlov V.A.², Korkin A.M.², Motus S.E.²

¹ “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, ² “Rosneft Oil Company” PJSC

VV Vasilev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The present-day realities of the oil and gas industry, more than ever, demand from oil and gas companies a qualitative change in their business with costs cutout. The paper describes the development of design engineering in Rosneft, the largest oil and gas corporation, and provides insight into the use of unified and standard design of construction facilities and material and technical supply. The authors trace back to the formation and significance of the development of designing systems in the Company as a leverage to increase the Company's economic and technological performance. The paper focuses on the Drilling segment, a new area of Geology and Reservoir Engineering within the Company's Standard Design System. Particular attention is paid to the topics of proppant and the layout of design documentation for well construction; the authors evaluate the expected and available effects from the use of standard documentation, and provide estimates of third-party companies. When analyzing production processes, the authors show features of interaction with the Company's structural units in order to find the most important and demanded areas in design engineering that require unification and standardizing. The purpose of the study, as defined by the authors, was to assess the economic and technological effects of the project.

Materials and methods

Unification and standardizing of processes in the projects of well construction, hydraulic fracturing, proppant selection, assessment of technical and economic effects.

Keywords

standard design, standardizing, unification, drilling, geology, reservoir engineering, well construction, hydraulic fracturing, proppant

For citation

Vasiliev V.V., Kravchenko A.N., Smelyanskiy V.V., Pavlov V.A., Korkin A.M., Motus S.E. New horizons of standard design system at Rosneft: geology and reservoir engineering. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 12–15 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10098

Received: 22.09.2020

Компания ПАО «НК «Роснефть» сегодня — это не только хедлайнер российской нефтяной отрасли, но и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Именно поэтому в новой стратегии «Роснефть-2022» Компания поставила для себя амбициозные задачи, отвечающие современным требованиям. Наряду с реализацией новых, масштабных проектов, в постоянном фокусе находится вопрос снижения затрат в Компании [1].

Известно, что выработка единой технической политики в Компании, применение унификаций и типизаций в области проектирования объектов строительства, материально-технического снабжения позволяют существенно оптимизировать производственные процессы, минимизировать расходы и повысить качество оказываемых услуг и принимаемых решений [2]. Существенный вклад в развитие системы типового проектирования Компании (СТПК) в ПАО «НК «Роснефть» вносит специализированный институт по развитию систем проектирования (СИ РСП), созданный на базе ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ»), Тюмень. Развитие системы типового проектирования Компании (СТПК) ведется с 2014 года при активной поддержке Департамента технологического регулирования и развития корпоративного научно-проектного комплекса (ДТРиР КНПК). За это время создано 279 локальных нормативных документов (ЛНД) и система постоянно развивается. Подтвержденный эффект для Компании в части снижения капитальных вложений за период 2014–2020 гг. составил более 30 млрд руб.

Сегодня СТПК функционирует в ПАО «НК «Роснефть» в бизнес-сегментах «Разведка и добыча», «Энергетика», «Нефтепереработка и нефтехимия», «Газ» и «Нефтепродуктообеспечение». С 2019 г. в Компании активно развивается новое направление в системе типового проектирования Компании (СТПК) — «Геология и разработка» (ГиР), которое также позволит повысить эффективность выполняемых работ в строительстве и разработке подземной части нефтяных, газовых объектов и шельфа, а именно при строительстве и исследованиях скважин, разработке месторождений, геолого-разведочных работах (рис. 1). В рамках СТПК в ГиР планируется решение задач по развитию и распространению применения лучших производственных

практик, вовлечению новых технологий в Компанию, разработке, внедрению и совершенствованию бизнес-процессов.

Рассмотрим применение типового проектирования в геологии и разработке на примере одного из сегментов этого направления — «Бурение».

Процессы, которые протекают в ходе строительства скважин, можно разбить на следующие этапы:

- подготовительные работы;
- монтаж буровой установки и оборудования;
- подготовка к бурению;
- бурение скважины;
- крепление скважины;
- вторичное вскрытие продуктивных пластов, освоение, испытание на приток нефти или газа, вывод скважины на режим (закачка агента для эксплуатационных нагнетательных скважин, испытание скважины для разведочной или поисково-оценочной скважины);
- заключительные работы.

Каждый этап предусматривает создание от десятков до сотен различных видов документов:

- типовые технические решения;
- типовые проектные решения;
- типовая заказная документация;
- правила проектирования;
- технико-экономические нормативы строительства;
- проекты-прототипы.

Разработка документов в СТПК ГиР сопутствует проведение научных, лабораторных и экспериментальных исследований, опытно-промышленных испытаний при внедрении новых технологий.

Особую ценность в СТПК представляет типизация технологий, процессов и проектов, таких как проект на строительство скважин, проект геолого-разведочных работ, технологических схем разработки месторождений, процесс гидравлического разрыва пласта (ГРП), которая объединяет процессы разработки месторождений и строительства скважин. Рассмотрим на примере одной операции — ГРП — возможность типизации процесса в целом и составляющие экономического и технологического эффекта.

Гидравлический разрыв пласта — это один из эффективных способов повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин,

увеличения темпов отбора углеводородов, а также повышения приемистости в нагнетательных скважинах. Применение технологии позволяет оптимизировать выработку запасов в радиусе дренирования скважин, увеличить темпы отбора, повысить рентабельность добычи. Учитывая этот фактор, проектирование разработки месторождения можно производить с обустройством более редкой сетки скважин. Также технологии ГРП позволяют восстановить работу простаивающих скважин, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Сам процесс ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины. Для проведения успешного гидроразрыва пласта необходимо учесть целый ряд организационных, технологических и геологических факторов, где к организационным факторам относится: обследование скважины, подготовка скважины, площадки проведения работ и комплекса наземного и подземного оборудования, завоз химреагентов и прочее. Технологические факторы учитывают выбор: вида технологии ГРП (пропантный, кислотный, кислотно-пропантный, кластерный), технологии шарового или бесшарового оборудования ГРП, количества стадий ГРП, жидкостей ГРП и их объема, расклинивающего агента и его количества, техники для проведения ГРП, устьевой арматуры и оборудования, скважинного оборудования и др. Самый большой набор факторов представляют геологические особенности залежи, вот некоторые из них: глубина залегания и толщина продуктивного пласта, его литологическая характеристика, пористость и проницаемость коллектора, продуктивность пласта, пластовое давление, закольматированность призабойной зоны, наличие газовой шапки и близость подошвенной воды, степень обводненности продукции скважин.

Учесть все факторы при проведении операции ГРП удается не всегда, это большая и сложная работа, на результаты которой влияет правильно выбранный пропант, оперативно и добротно подобранные мероприятия соблюдения технологического процесса ГРП. Поэтому важно по каждому отдельному процессу предложить унифицированные



Рис. 1. Расширение системы типового проектирования Компании, новое направление — «Геология и разработка»
Fig. 1. Expansion of the Company's Standard Design System, a new area — Geology and Reservoir Engineering

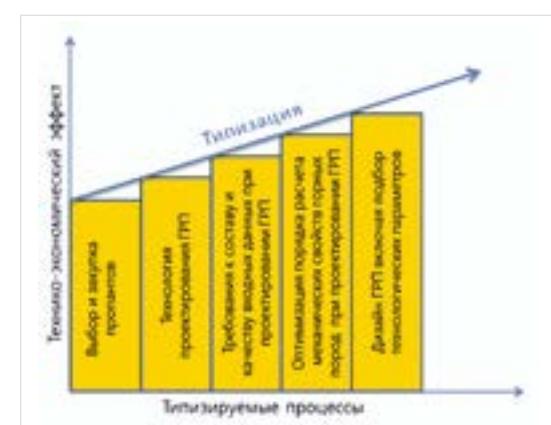


Рис. 2. Технологическая эффективность проведения ГРП при поэтапной типизации отдельных процессов ГРП
Fig. 2. Technological efficiency of hydraulic fracturing in stage-by-stage standardizing of individual hydraulic fracturing processes

решения и разработать документы типизации (ЛНД), что позволит использовать наиболее эффективные решения, являющиеся первоочередной задачей системы типового проектирования в геологии и разработке.

Проведенная верхнеуровневая оценка указывает на рост технологической и экономической эффективности проведения ГРП как в каждом отдельно взятом процессе, так и суммарно в типизации процессов, этапов проведения ГРП (рис. 2).

Первым шагом в намеченном процессе типизации был пропант, так как именно качество расклинивающего агента является одним из основных факторов, определяющих эффективность проведения гидроразрыва пласта. Поэтому в рамках старта проекта СТПК в ГиР в Компании были разработаны и успешно применяются, в том числе при проведении Компанией закупок, «Методические указания Компании «Единые технические требования. Пропант» (рис. 3). Внедрение этих методических указаний в ПАО «НК «Роснефть» позволило систематизировать требования к качеству поставляемых материалов, включая изготовление, испытания, приемку, транспортирование и хранение пропантов, применяемых на нефтегазовых месторождениях Компании. Особенностью разработанной документации является объединение требований к качеству сразу нескольких видов пропанта в одном документе, в том числе новых видов полимерно-покрытых пропантов, на которые не распространяются существующие и действующие на территории Российской Федерации стандарты на пропанты. В документации предъявляются требования к важнейшим характеристикам пропантов, влияющих на качество пропантовой пачки в пласте и производительности скважины:

- проницаемость и проводимость;
- гранулометрический (фракционный) состав;
- сопротивление раздавливанию;
- растворимость в смеси кислот;
- Сферичность и округлость.

Методические указания разработаны с целью стандартизации и унификации номенклатурного ряда, для обеспечения взаимозаменяемости и возможности перераспределения запасов пропанта между обществами группы Компании, повышения качества и надежности закупаемых пропантов. Внедрение разработанных методических указаний получило положительную оценку от производителей пропанта. От них получены отзывы, в которых отмечается прозрачность требований к качеству продукции, изготовленной разными производителями из разных типов сырья, четкое понимание требований ПАО «НК «Роснефть» и направления развития производства своих компаний с учетом этих требований, равенство участников закупки в конкурентной борьбе.

Следующим шагом развития проекта СТПК в ГиР стало обсуждение и согласование инициатив ряда структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть». Департаментом строительства скважин, АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых» (ИГиРГИ), ООО «СамараНИПИнефть», ООО «РН-Бурение» представлены предложения по созданию первоочередных документов:

- «Создание системного подхода к определению оптимального расположения скважин и кустовых площадок на месторождении с

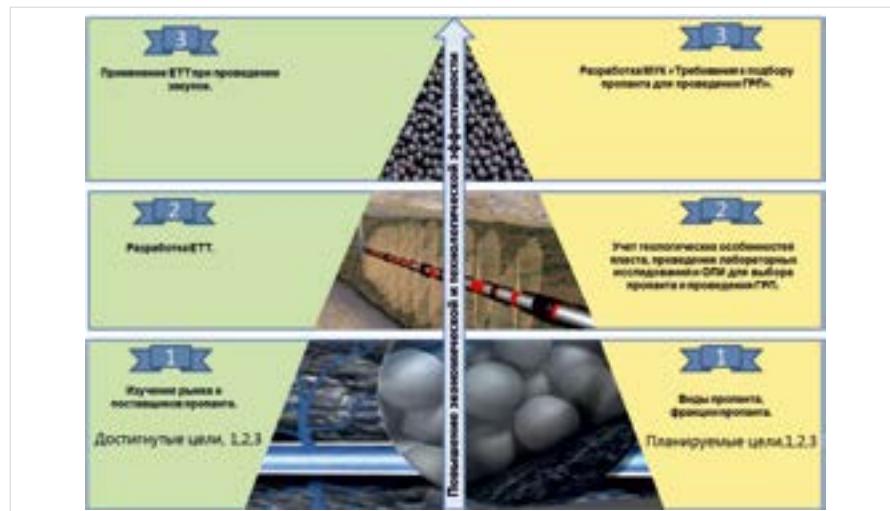


Рис. 3. Достигнутые и планируемые цели к выполнению задач по тематике «Пропант» в СТПК ГиР

Fig. 3. Achieved and planned goals for the Proppant in Geology and Reservoir Engineering of the Company's Standard Design System

учетом проекта разработки месторождений, проекта строительства скважин, проекта обустройства»;

- «Площадки строительства эксплуатационных скважин. Подготовительные работы»;
- «Макет проектной документации. Строительство скважин на суше»;
- «Оптимизация рецептур пресных инкапсулирующих буровых растворов»;
- «Разработка системы контроля качества строительства скважин»;
- «Организация системы контроля качества химических реагентов и повышения качества разобщения пластов»;
- «Обсадные трубы»;
- «Стандартизация номенклатуры материально-технических ресурсов для процесса формирования потребности и организации поставок».

Внедрение данных документов в Компании позволит:

- стандартизировать разрабатываемую в Компании проектную документацию на строительство скважин, оптимизировать и унифицировать отдельные проектные решения;
- сократить временные и стоимостные затраты на разработку проектной документации на строительство скважин;
- повысить качество, удобство пользования и восприятия специалистами проектной документации на строительство скважин;
- развивать технологии в строительстве скважин;
- сократить сроки строительства скважин;
- повысить открытость закупочных процедур и качество закупаемых товаров;
- получить значительный экономический эффект;
- снизить аварийность буровых работ.

Разработка вышеперечисленных документов имеет для Компании непосредственное практическое значение. Например, разработка методических указаний Компании «Макет проектной документации. Строительство скважин на суше» (далее Макет) обусловлена отсутствием актуального руководящего документа, действующего на территории Российской Федерации. В соответствии с рядом

нормативных документов в составе разрабатываемой проектной документации на строительство скважин должна быть отражена исходная геологическая, технико-технологическая и номенклатурная информация, технико-технологические проектные решения, результаты инженерных расчетов по определению потребности в материалах, инструменте, комплектующих изделиях и по установлению нормативной продолжительности выполнения всех технологических процессов и операций строительства скважины. Объем проектной документации, предусмотренный будущим Макетом, обеспечит осуществление процесса строительства скважины, материально-техническое снабжение, финансирование, планирование и организацию буровых работ, проведение авторского надзора за реализацией проектных решений при строительстве скважины. Координацию планов по созданию документации типового проектирования осуществляют: департамент технического регулирования и развития корпоративного научно-проектного комплекса, департамент научно-технического развития и инноваций и СИ РСП ТНЦ, которые, руководствуясь критериями о повторяемости объектов СТПК, количестве замечаний технико-экономической экспертизы, наибольшего вида позиций МТР в ежегодных закупках и его стоимости, из предложенных инициатив выделяют приоритетные инициативы и формируют планы создания и внедрения документации типового проектирования Компании (ДТПК) в производство [3].

Планомерно ведется развитие и других сегментов СТПК в ГиР: эксплуатация, геолого-разведочные работы, исследования, шельф и газ.

Итоги

На примере действующих и планируемых к разработке проектных документов типового проектирования Компании обоснована значимость развития СТПК. Новой ветвью развития СТПК стало направление ГиР, которое ведет к достижению экономической и технологической эффективности выполняемых работ в строительстве и разработке подземной части нефтяных, газовых объектов и шельфа, при строительстве и исследовании скважин, разработке месторождений,

геолого-разведочных работах. В работе даны выводы, представлены подтвержденные и ожидаемые экономические и технологические эффекты от применения типового проектирования в Компании, изложены взгляды на дальнейшее развитие этого направления.

Выходы

В целом разрабатываемая документация типового проектирования в ГиР направлена на достижение следующих целей:

- обеспечение инновационного развития технологий за счет идентификации и тиражирования лучших практик;
- снижение для Компании стоимости услуг и МТР за счет исключения избыточных

требований, нормализации услуг, повышения их качества в ГРР, бурении, эксплуатации и исследованиях;

- повышение прогнозируемости результатов инвестиционных решений в части сроков, стоимости за счет типизированных и опробованных в производстве технологий;
- снижение стоимости и сроков проектирования за счет повторного применения ДТПК;
- обеспечение стабильного функционирования и развития СТПК.

Достижение данных целей является важной составной частью нефтедобычи и способствует повышению качества проектных решений, улучшению контроля за их

реализацией и выполнению бизнес-стратегии Компании.

Литература

1. Новая стратегия «Роснефть-2022» // Информационный портал ПАО «НК «Роснефть». URL: <https://www.rosneft.ru/docs/report/2017/ru/strategy.html>
2. Коркин А.М., Павлов В.А., Мотус С.Э. и др. Автоматизация применения типовой проектной документации в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 8. С. 100–101.
3. Положение Компании «Типовое проектирование в Компании» № П4-06 Р-0002. версия 1.00. утверждено приказом ПАО «НК «Роснефть» от 23.09.2019. № 491.

ENGLISH

Results

The significance of developing the Company's Standard Design System was demonstrated by the current and planned standard design documents of the Company. Geology and Reservoir Engineering has become a new branch of the Standard Design System development, aimed at achieving economic and technological efficiency in the construction and development of onshore and offshore oil and gas reservoirs, in well construction and testing, field development, and geological exploration. The paper provides conclusions, the confirmed and expected economic and technological effects from the use of standard design in the Company, and opinions on the further development of this area.

Conclusions

The developed standard design documentation in Geology and Reservoir Engineering is generally aimed at achieving the following goals:

- Ensuring the innovative development of technologies through the identification and rollout of best practices.
- Reducing the cost of services and materials and equipment for the Company by eliminating redundant requirements, normalizing services, improving their quality in exploration, drilling, operation and research.
- Increasing investment decisions predictability in terms of timing and costs through the use of standard and production-tested technologies.
- Reducing the designing cost and time due to the repeated use of Standard Design Documents
- Ensuring consistent operation and development of the Company's Standard Design System.
- Achievement of these goals is an important part of oil production and contributes to improving the quality of design solutions and follow-up control, as well as to the implementation of the Company's business strategy.

References

1. New strategy: Rosneft 2022. Information portal of Rosneft Oil Company. URL: <https://www.rosneft.ru/docs/report/2017/ru/strategy.html>
2. Korkin A.M., Pavlov V.A., Motus S.E. and others. Automation of the use of standard design documentation in Rosneft Oil Company. Oil Industry, 2018, issue 8, P. 100–101. (In Russ)
3. Company Regulations “The design standard in the Company”, No. P 4-06 P-0002, version 1.00, approved by order 2019 No. 491 of Rosneft Oil Company, dated, 2019, September 23. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Васильев Владимир Васильевич, к.т.н., главный менеджер отдела типизации решений в ГиР управления по развитию систем проектирования ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: VVVasilev@tnnc.rosneft.ru

Vladimir V. Vasilev, Ph.D., Chief Manager, Department of Standard Solutions in Geology and Reservoir Engineering, Design Systems Development Division, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Corresponding author: VVVasilev@tnnc.rosneft.ru

Кравченко Александр Николаевич, заместитель главного инженера — начальник управления по развитию систем проектирования ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Alexander N. Kravchenko, Deputy Chief Engineer, Head of Design Systems Development Division, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Смелянский Владимир Валерьевич, менеджер по бурению скважин отдела типизации решений в ГиР управления по развитию систем проектирования ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Vladimir V. Smelyanskiy, Well Drilling Manager, Department of Standard Solutions in Geology and Reservoir Engineering, Design Systems Development Division, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Павлов Владимир Анатольевич, заместитель директора департамента технического регулирования и развития корпоративного научно-проектного комплекса ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Vladimir A. Pavlov, Deputy Director, Department of Technical Regulation and Development of the Corporate Research and Development Complex of Rosneft Oil Company, Moscow, Russia

Коркин Андрей Михайлович, заместитель начальника управления технического регулирования, департамента технического регулирования и развития корпоративного научно-проектного комплекса ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Andrey M. Korkin, Deputy Head of the Technical Regulation Division, Department of Technical Regulation and Development of the Corporate Research and Development Complex of Rosneft Oil Company, Moscow, Russia

Мотус Светлана Эдуардовна, к.т.н., главный специалист управления технического регулирования департамента технического регулирования и развития корпоративного научно-проектного комплекса ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Svetlana E. Motus, Ph.D., Chief Specialist, Technical Regulation Division, Department of Technical Regulation and Development of the Corporate Research and Development Complex of Rosneft Oil Company, Moscow, Russia



Свобода — это право работать разумное количество времени и получать за свой труд соответствующее вознаграждение для обеспечения приличного уровня жизни, право иметь возможность распоряжаться своей собственной жизнью.

Генри Форд

Командная работа или как стать частью большого бизнеса

Мы живем в стремительно изменяющемся мире, с периодически возникающими локальными и глобальными кризисами, затрагивающими все составляющие бизнеса, в том числе и продажи. Время ставит перед компаниями новые требования, новые задачи, а самое главное — предоставляет новые возможности. Работать в новых условиях по успешным в прошлом методам и моделям продаж становится невозможно — они просто не работают. С точки зрения здравого смысла утверждение о том, что в ответ на изменение внешней среды модель поведения компаний должна также меняться выглядит логичным и не вызывает серьезных противоречий.

ООО «Торгово-технический Дом Татнефть» находится в непрерывном динамическом развитии и готово к новым формам взаимодействия и если Ты готов стать членом нашей большой команды, получив взамен наш огромный опыт и возможность развиваться в сфере коммерции, мы готовы предложить взаимовыгодное сотрудничество, как в финансовом плане, так и в части профессионального развития и открываем возможность стать Агентом «Торгово-технического Дома Татнефть». Двигаться вместе с нами вперед, при полной поддержке Компании, продвигая многопрофильную продукцию и услуги ПАО «Татнефть», при этом получать доход и опыт работы в данной сфере деятельности.

Положительные стороны в статусе Агента:

- Исполнитель планирует график работы на свое усмотрение;
- Размер заработка не ограничен;
- Возможность самостоятельно формировать базу клиентов;
- Совмещение с иной оплачиваемой деятельностью (запрещено для лиц, находящихся на государственной или муниципальной службе).

Работая с нами, Вы получаете:

- Возможность совершения высокодоходных сделок;
- Прозрачные выплаты агентского вознаграждения;
- Оптимальную форму сотрудничества.

ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»

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, интернет-магазин: ttd.market



Переинтерпретация моделей строения месторождений на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов и поиск перспективных объектов вдоль разломов в терригенных отложениях девона

Трошкін С.В.¹, Рейтюхов К.С.¹, Захарова И.Р.¹, Папухин С.П.², Ильин П.А.²

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

TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены два примера пересмотра геологического строения месторождений, расположенных на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов, на основе данных сейсморазведки 3D. Анализ сейсмических исследований позволил уточнить геологическое строение территории и сопутствующих им залежей за счет актуализации сейсмогеологических моделей после бурения новых скважин и результатов региональных работ. Переинтерпретация моделей строения с антиклинальных на тектонически ограниченные привел к значительному приросту запасов, что экономически целесообразно для месторождений старого фонда с развитой инфраструктурой.

Материалы и методы

Материалы исследования: месторождения нефти и газа Самарской области. Методы исследования: геофизические исследования в скважинах, интерпретация данных сейсморазведки.

Ключевые слова

сейсморазведка, региональный разлом, тектоническое нарушение, модель залежи, взброс, месторождение, надвиг, тектонические подвижки, динамический атрибут

Для цитирования

Трошкін С.В., Рейтюхов К.С., Захарова И.Р., Папухин С.П., Ильин П.А. Переинтерпретация моделей строения месторождений на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов и поиск перспективных объектов вдоль разломов в терригенных отложениях девона // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 17–20. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10102

Поступила в редакцию: 06.10.2020

GEOLOGY

UDC 550.3 | Original Paper

Reinterpretation of models of deposits on the northern wing of the Zhigulevsko-Samarkinsky shaft system search for promising objects along faults in devonian terrigenous deposits

Troshkin S.V.¹, Reytyukhov K.S.¹, Zakharova I.R.¹, Papukhin S.P.², Ilyin P.A.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Abstract

In article two examples of revision of a geological structure of the fields located on a northern wing of the Zhigulyovsk and Samarkinsky system of shafts on the basis of data of seismic exploration 3D are reviewed. The analysis of seismic studies made it possible to clarify the geological structure of the territory and the associated deposits due to the updating of seismogeological models after drilling new wells and the results of regional work. The revision of building models from anticlinal to tectonically limited ones led to a significant increase in reserves, which is very economically feasible for deposits of the old fund with a developed infrastructure.

Materials and methods

Research materials: oil and gas fields of the Samara region.

Research methods: geophysical research in wells, interpretation of seismic survey data.

Keywords

seismic exploration, regional fault, tectonic disturbance, reservoir model, upthrust, field, thrust, tectonic movements, dynamic attribute

For citation

Troshkin S.V., Reytyukhov K.S., Zakharova I.R., Papukhin S.P., Ilyin P.A. Reinterpretation of models of deposits on the northern wing of the Zhigulevsko-Samarkinsky shaft system search for promising objects along faults in devonian terrigenous deposits. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 17–20 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10102

Received: 06.10.2020

Поддержание добычи и максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений являются одними из значимых приоритетов АО «Самаранефтегаз» в области разведки и добычи на суше.

В современных условиях при снижении ресурсной базы возрастает ценность добываемого углеводородного сырья из старого фонда месторождений с развитой инфраструктурой. Такие месторождения требуют серьезной переоценки с целью установления истинных остаточных ресурсов.

В связи с этим закономерно возникает потребность в восполнении ресурсной базы на изученных месторождениях. Поскольку данное направление является перспективным, была поставлена цель: уточнить геологическую модель известных месторождений с помощью данных сейсморазведки 3D на конкретных примерах, что и является предметом рассмотрения в данной статье. Так как на крупных тектонических валах Самарской области содержится более 75 % начальных извлекаемых запасов нефти промышленных категорий, участки на переинтерпретацию были выбраны на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов.

Пример переинтерпретации Ново-Ключевского месторождения

Начальные этапы разведки и разработки Ново-Ключевского месторождения удовлетворялись простой антиклинальной моделью залежи по всем основным пластам. После проведения исследований МОГТ 3D-модель значительно изменилась. В ООО «СамараНИПИнефть» планомерно ведется работа по трассированию региональных разломов 1, 2 и 3 порядка по всей территории области. Было установлено, что Мухановский разлом проходит через площадь работ. После проведенной дополнительной обработки материалов сейсморазведочных работ удалось выявить разлом и успешно его закартировать. Новая модель позволяет предположить больший объем запасов при прежней площади залежи, так как эффективные толщины пластов остаются максимальными вплоть до разрывного нарушения, а не плавно сокращаются, как в случае пластово-сводовой залежи (рис. 1).

В скважинах 21 и 22 Кожемякских увеличена мощность турней-девонских отложений, в то время как все вышележащие толщи во всех скважинах выдержаны, такие особенности распределения осадков указывают на тектонические подвижки (рис. 2).

Если предположить, что территория Ново-Ключевской площади развивалась в слаботектонодинамических условиях до бобриковского времени, то возникает вопрос к двум областям, где отмечается значительное разрастание мощности девонских отложений; если представить, что произошел надвиговый взброс в пределах Ново-Ключевской структуры, то объясняется как наличие депрессии с увеличенными толщинами к северу от структуры, так и существование малоамплитудной синеклизы к югу от поднятия. Разлом в волновом поле прослеживается до поверхности турнейского яруса.

По предварительным данным, за счет изменения модели прирост извлекаемых запасов составил 25 %.

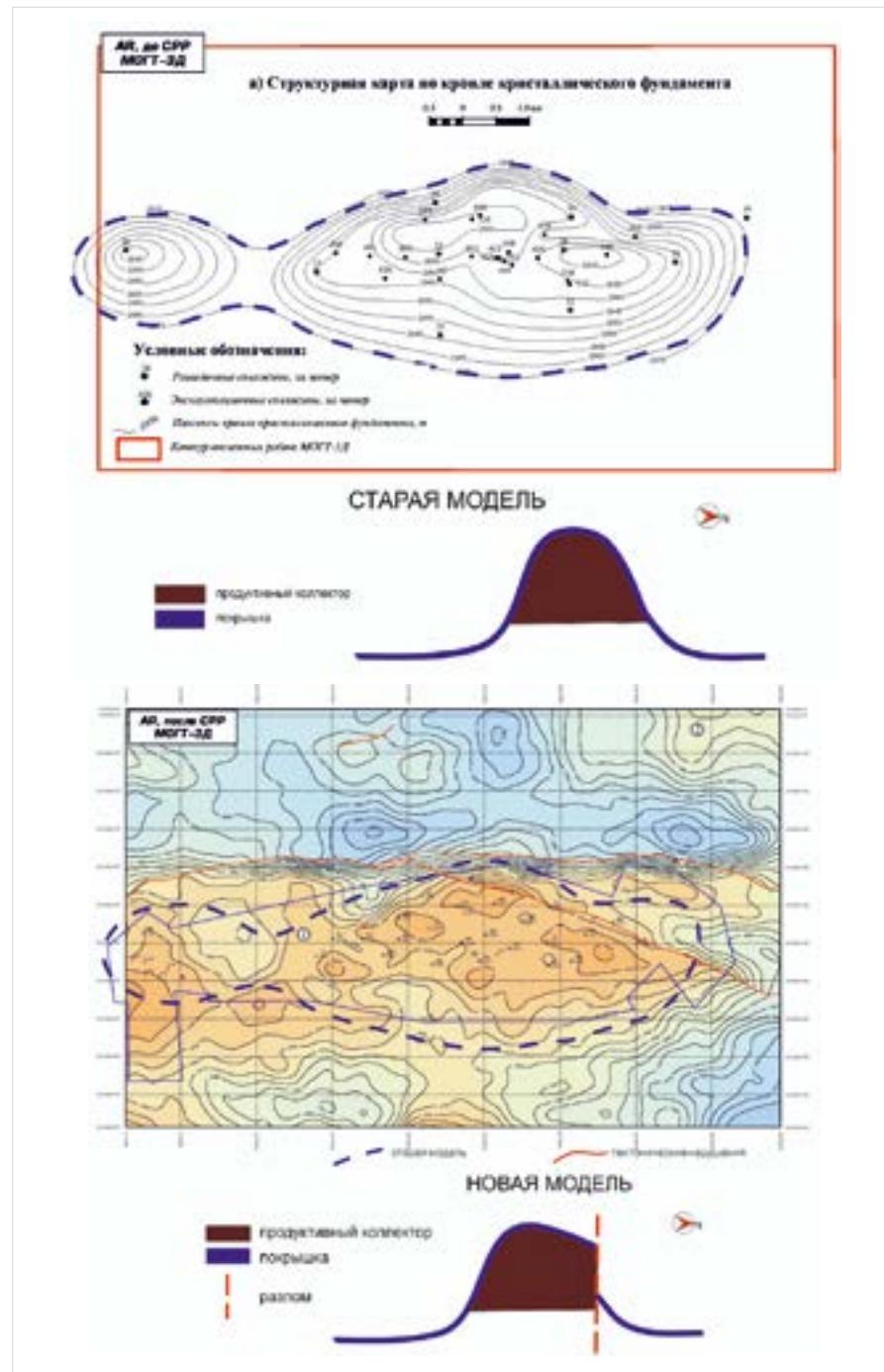


Рис. 1. Сравнение старой и новой модели Ново-Ключевского месторождения
Fig. 1. Comparison of old and new models of Novo-Klyuchevskoye oilfield

Пример переинтерпретации Хилковско-Алакаевского месторождения

Следующей была рассмотрена Хилковско-Алакаевская площадь. Анализ скважинной информации позволил предположить наличие разрывного нарушения, которое осложняет залежь. На корреляционной схеме скважины 634 и 647 Хилковские находятся в зоне увеличения девонских отложений, что косвенно указывает на разлом.

На выполненной ранее модели осадконакопления без влияния тектонического фактора выделены необъяснимые зоны увеличенных толщин. По региональным работам было спрогнозировано, что в пределах площади должен находиться разлом, который в итоге был прослежен по сейсморазведочным работам [1]. Таким образом, получается, что скважины 634 и 647 пробурены в пределах

лежащего крыла надвига, что объясняет их непродуктивность, тогда как остальные — в куполе надвига, где и сформировалась тектонически ограниченная залежь.

По старым данным было сложно уточнить положение разлома, по новым данным — применение процедур препроцессинга позволило решить эту проблему, то есть уточнить положение разлома (рис. 3).

Анализ атрибутных горизонтальных и вертикальных срезов подтверждает наличие разлома. По предварительным данным, за счет изменения модели прирост запасов составил 30 % извлекаемых запасов.

В ходе работ на Ново-Ключевской и Хилковско-Алакаевской площадях был подтвержден региональный разлом, осложненный, в свою очередь, мелкими тектоническими нарушениями. Анализ полученной

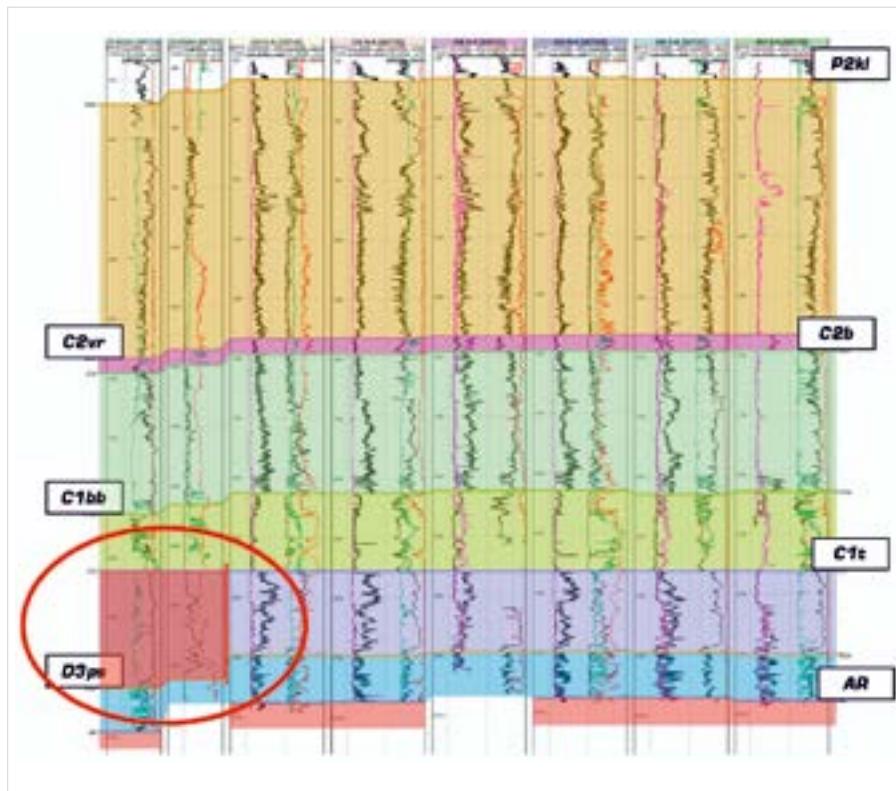


Рис. 2. Корреляционная схема по линии скважин 21, 22 – Кожемякские; 640, 534, 498, 535,

496, 497 – Ново-Ключевские

Fig. 2. Correlation diagram of wells 21, 22 – Kozhemyaksky; 640, 534, 498, 535, 496, 497 – Novo-Klyuchevsky

информации и данных региональных работ показал, что именно к этому крупному элементу приурочено большое количество месторождений (рис. 4).

После проведения описанных выше работ на этапе обработки и интерпретации на новом Южно-Уваровском ЛУ была изначально учтена разломная модель строения месторождения [2, 3].

Проанализированы данные скважин, пробуренных до девона, их на этой площади мало, они позволили предположить наличие разрывного нарушения за счет увеличенных толщин в скважине № 56.

Анализ временных разрезов подтвердил наличие разрывного нарушения и позволил предположить наличие надвиговой структуры. По полученным атрибутным картам и срезам установлено, что разлом прослеживается до поверхности турнейского яруса.

На основании полученных данных, была рассчитана потенциальная модель вероятных залежей в пределах Южно-Уваровской площади в девонских отложениях. По динамическим атрибутам выделены перспективные зоны с вероятно улучшенными коллекционными свойствами. Так как верхняя часть разреза изучена значительным объемом бурения, интерес вызывают девонские отложения. Вдоль разлома по отражающим горизонтам девона выделяется перспективное поднятие (рис. 5).

Выполнен подсчет ресурсов категории Д0. Общий прирост после изменения модели залежи составил 25 % по одному месторождению. По контуру структуры имеются данные глубокого бурения, в которых выявлены признаки пласта коллектора водонасыщения. Однако все эти скважины находятся вне оптимальных условий [4, 5].

Итоги

Прирост извлекаемых запасов на трех участках за счет пересмотра модели строения месторождения составил 25–30 %. Вдоль регионального разлома выявлено около 10 крупных и средних месторождений нефти, недропользователем которых является АО «Самаранефтегаз», даже при сохранении величины прироста примерно 20 % при пересмотре моделей на тектонически ограниченные суммарный прирост составит не менее 6–7 млн т в пределах месторождений с развитой инфраструктурой.

Выводы

Применение сейсморазведки 3D позволило существенно уточнить геологическое строение глубоких девонских горизонтов, закартировать протяженные тектонические нарушения, которые ранее не удавалось достоверно выделить.

Дальнейшее развитие данного направления: соединение всех съемок 3D и данных региональных исследований в единую модель, где можно увидеть региональный характер даже малоамплитудных тектонических нарушений, которые сложно достоверно картировать на отдельных блоках; оптимизация точек поисково-разведочного и сети эксплуатационного бурения.

Литература

- Методическое руководство по использованию разрезов сейсморазведки МОГТ в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ в Куйбышевско-Оренбургском Заволжье. М.: ИГиГИ, 1981.
- Астратти В.О.Д., Кларк Э.Б.С., Толл Б. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных // Нефтегазовое обозрение. 2012. № 24.
- Игнатьев С.Ф. Сложное выделение разрывных нарушений и их влияние на формирование залежей углеводородов на территории Оморинского лицензионного участка. 2012.
- Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кащеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. М.: ЦГЭ, 2010. 250 с.
- Методические рекомендации по анализу рисков геологоразведочных проектов. 2012.

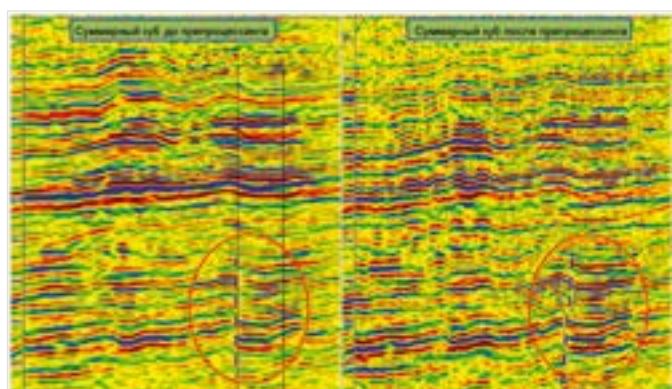


Рис. 3. Результат препроцессинга входных сейсмограмм
Fig. 3. Result of preprocessing the input seismograms



Рис. 4. Обобщение данных по региональному разлому
Fig. 4. Synthesis of regional fault data

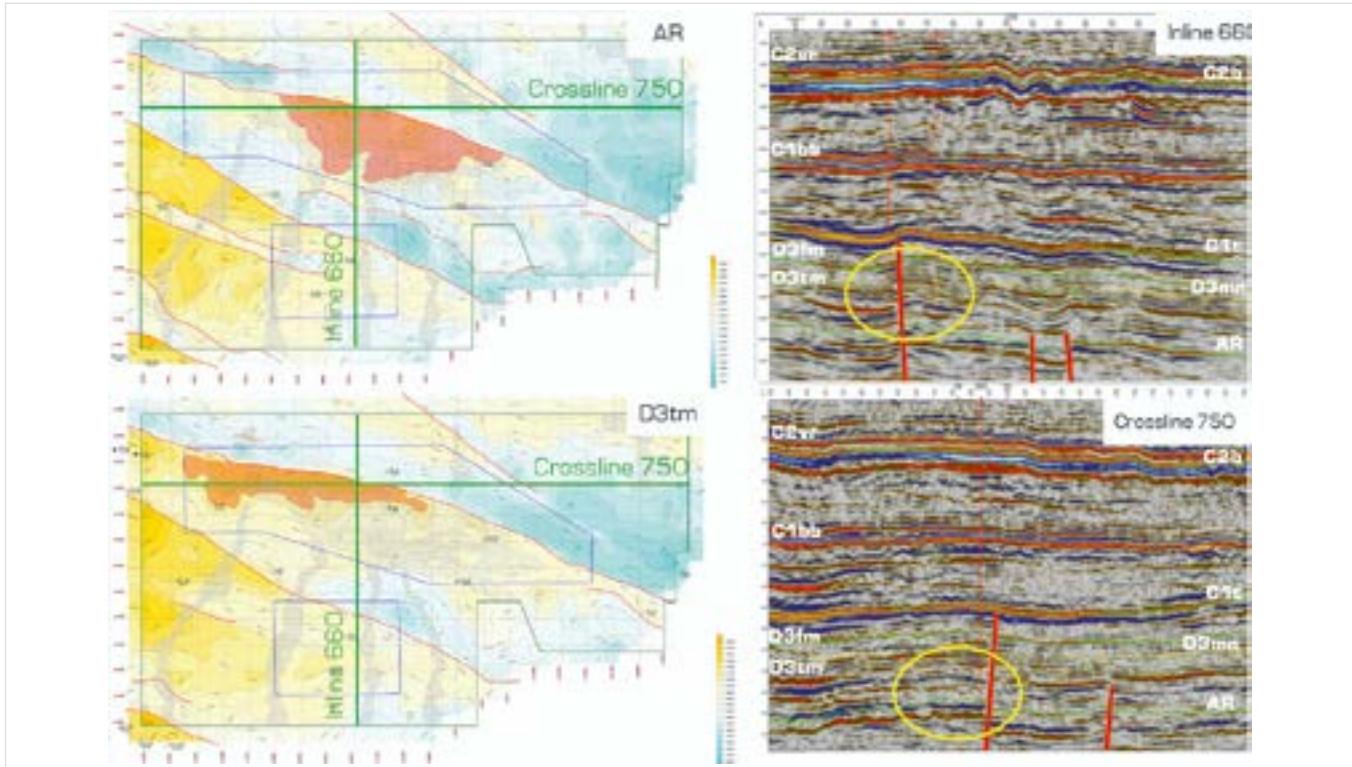


Рис. 5. Перспективные объекты. Южно-Уваровская площадь
Fig. 5. Perspective objects. South Uvarovskaya Sqarea

ENGLISH

Results

The increase in recoverable reserves in three areas due to a revision of the model of the field structure amounted to 25–30 %. Along the regional fault, about 10 large and medium oil fields were identified, the subsoil user of which is AO “Samaraneftegaz”, even while maintaining an increase of about 20 % when revising models for tectonically limited, the total increase will be at least 6–7 million tons, within fields with developed infrastructure.

References

1. Methodological guide to the use of seismic survey sections in the practice of prospecting for oil and gas in the Kuibyshev-Orenburg Zavolzhye. Moscow: Igirgi, 1981. (In Russ)
2. Astratti V.O.D., Klark E.B.S., Toll B. Detection of small faults and cracks using seismic data,

Oil and Gas review, 2012, issue 24.

3. Ignatiev S. F. Complex identification of discontinuous faults and their impact on the formation of hydrocarbon deposits on the territory of the Omorinsky license area. 2012. (In Russ)
4. Levant V.B., Hromova I.Yu., Kozlov E.A., Kerusov

Conclusions

Application of seismic exploration 3D allowed to specify significantly a geological structure of the deep Devonian horizons, to zakartirovat extended tectonic violations which didn't manage to be allocated authentically earlier. Further development of this direction this connection of all shooting of 3D and these regional researches in uniform model where it is possible to see regional character even of low-amplitude tectonic violations which difficult authentically to map on separate blocks.

- I.N. Kashcheev D.E., Kolesov V.V., Marmalevskij N.Ya. Guidelines for the use of seismic data for calculating hydrocarbon reserves in the conditions of carbonate rocks with fracture-cavern porosity. Moscow: CGE, 2010, 250 p. (In Russ)
5. Guidelines for risk analysis of exploration projects. 2012. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Захарова Ирина Равилевна, инженер 1 категории отдела комплексной интерпретации сейсморазведочных данных ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Zakharova Irina Ravilevna, engineer of the 1st category of the department of integrated interpretation of seismic data “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Трошкін Сергій Вікторович, начальник отдела комплексной интерпретации сейсморазведочных данных ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Troshkin Sergey Viktorovich, head of integrated seismic data interpretation department “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Рейтюхов Константин Сергеевич, к.г.-м.н., заместитель генерального директора по региональной геологии и ГРР ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Reityukhov Konstantin Sergeevich, PhD in Geologo-mineralogical sciences, deputy general director for regional geology and GRR “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Папухин Сергей Петрович, к.т.н., начальник управления ГРР, ресурсной базы и лицензирования АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Papukhin Sergey Petrovich, PhD in Engineering sciences, head of the GRR department, resource base and licensing of “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

Ильин Павел Александрович, заместитель начальника управления ГРР, ресурсной базы и лицензирования АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Ilyin Pavel Alexandrovich, deputy head of the GRR department, resource base and licensing of “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

starblazer

спутниковый интернет

- Вахтовые поселки
- Поисково-разведочные работы
- Мобильные бригады



ООО «СтарБлайзер»

Федеральный оператор спутниковой связи

www.starblazer.ru

+ 7 800 555 3632

+ 7 916 301 2641

Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря

Мамедов Р.А.

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия
rus_mamedow@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрен континентальный шельф Восточно-Сибирского моря для прогнозирования перспективных нефтегазоносных объектов с помощью бассейнового моделирования. Построена структурно-тектоническая модель по четырем основным осадочным комплексам: доаптский, верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный.

На территории Восточно-Сибирского моря на стадии прогнозирования месторождений нефти и газа выявлены две нефтегазоматеринские толщи (НГМТ): апт-верхнемеловая и палеогеновая. Показаны области аккумуляции углеводородов и выделены перспективные нефтегазовые комплексы: верхнемеловой, палеогеновый, неогеновый.

Материалы и методы

Представленная работа основана на результатах обобщения геологоразведочных работ с применением современных технологий бассейнового анализа и численного бассейнового моделирования. Для формирования модели структурно-тектонического каркаса осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря были использованы структурные построения масштаба 1:1000000, выполненные специалистами ОАО «МАГЭ» в 2013 г.

Стратегия моделирования определялась особенностями геологического строения и эволюции осадочных бассейнов, а также качеством доступной геолого-геофизической и geoхимической информации.

Ключевые слова

восточно-Сибирское море, бассейновое моделирование, генерация, нефтегазоматеринские толщи, миграция, аккумуляция, углеводороды

Для цитирования

Мамедов Р.А. Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №5. С. 22–25. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10095

Поступила в редакцию: 08.09.2020

GEOLOGY

UDC 553.982.239 | Original Paper

Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the East Siberian sea

Mamedov R.A.

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia
rus_mamedow@mail.ru

Abstract

The article discusses the continental shelf of the East Siberian Sea for forecasting promising oil and gas objects using basin modeling. A structural-tectonic model has been built for four main sedimentary complexes: Pre-Aptian, Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene-Quaternary.

On the territory of the East Siberian Sea, at the stage of forecasting oil and gas fields, two oil and gas source strata (NGMT) were identified: Aptian-Upper Cretaceous and Paleogene. Areas of accumulation of hydrocarbons are shown and promising oil and gas complexes are identified: Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene.

Materials and methods

The presented work is based on the results of generalization of geological exploration works using modern technologies of basin analysis and numerical basin modeling. To form a model of the structural-tectonic frame of the sedimentary basins of the East Siberian Sea, structural constructions of a scale of 1:1 000 000 were used, performed by specialists of “MAGE” in 2013.

The modeling strategy was determined by the peculiarities of the geological structure and evolution of sedimentary basins, as well as the quality of the available geological, geophysical and geochemical information.

Keywords

east Siberian Sea, basin modeling, generation, oil and gas source strata, migration, accumulation, hydrocarbons

For citation

Mamedov R.A. Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the east siberian sea. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 22–25. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10095

Received: 08.09.2020

Восточно-Сибирское море представляет значительный интерес с точки зрения поисков углеводородов (УВ), однако оценка его углеводородного потенциала (УВП) затруднена в силу слабой геофизической изученности и отсутствия скважин. В таких условиях часто применяют метод геологических аналогий.

Восточно-Сибирское море (ВСМ), представляющее собой часть Арктического шельфа России, расположено между Новосибирскими островами и островом Врангеля. Шельф ВСМ выровненный и очень однородный (рис. 1). На этом фоне выделяются пологие валаобразные возвышенности. Они сосредоточены на западе ВСМ (поднятие Анжу и Ляховского) и востоке (поднятие Врангеля).

В пределах шельфа ВСМ выделяются два надпорядковых тектонических элемента: Новосибирская эпикиммерийская (эпимезозойская) плита и Гипербoreanская краевая плита с каледонским и частично более древним фундаментом. В Восточно-Сибирском море обширные площади дна характеризуются глубиной менее 30 м. В северном и восточном направлениях они медленно нарастают до 60 м. На внешнем шельфе, где уклоны дна увеличиваются, отметки достигают 200–300 м. Рельеф дна преимущественно морской аккумулятивный со следами субаэральной речной сети [1].

Для решения геолого-геофизической задачи в 2011–2012 гг. полевая геофизическая партия ОАО «МАГЭ» выполнила интерпретацию

данных сети сейсмических профилей на территории ВСМ. На основании геолого-геофизических данных, в разрезе осадочного чехла выделено 4 сейсмических комплекса: апт-альбский (синрифтовый), верхнемеловой (синрифтовый), палеоцен-эоценовый (пострифтовый) и олигоцен-четвертичный (пострифтовый). Установлено наличие двух фаз рифтинга на территории ВСМ: основной, имевшей место в апт-альбское время, и дополнительной – позднемеловой [3]. Соответственно предполагается, что возраст самых древних пород осадочного бассейна – позднемеловой.

Восточно-Сибирский осадочный бассейн описывается как область, заполненная терригенными отложениями, максимальная мощность которых может достигать 8 км. Возраст осадочных отложений варьируется от позднемелового до четвертичного [4].

Для формирования структурно-тектонического каркаса модели осадочного бассейна ВСМ использованы структурные построения масштаба 1:1000000, выполненные специалистами ОАО «МАГЭ» в 2013 г.

Построенная структурная модель охватывает акватории ВСМ и включает четыре основные поверхности: поверхность консолидированного фундамента, предаптское несогласие, подошву кайнозоя, а также современный рельеф дна (рис. 2).

Сформированная модель включает, таким образом, четыре основных осадочных комплекса: доаптский, верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный.

Для выявления и оценки нефтегазоносности осадочных комплексов бассейна было проведено бассейновое моделирование 3D. При этом были привлечены следующие параметры и решены важные научные задачи:

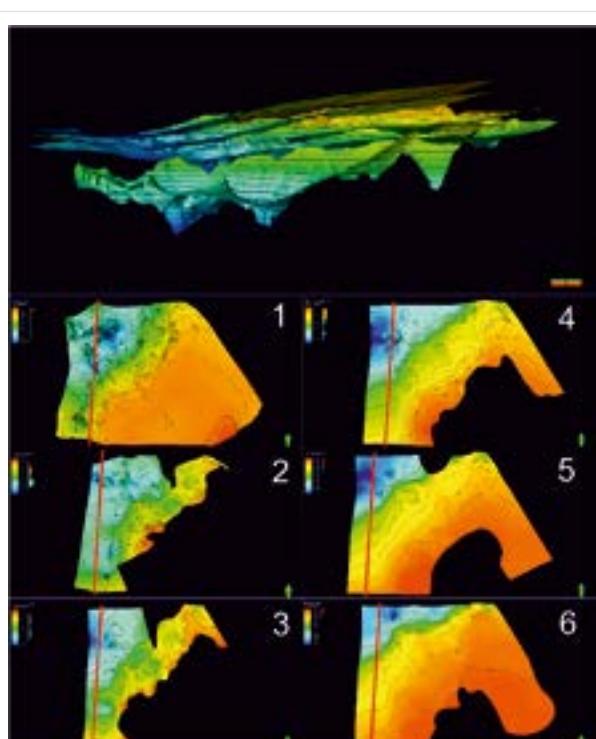
- отбор и подготовка входных данных;
- наполнение модели информацией (загрузка данных);
- восстановление истории погружения бассейна;
- расчет катагенетической преобразованности пород и определение зрелости нефтегазоматеринских толщ (НГМТ);
- расчеты объемов генерации УВ;
- оценка путей миграции, объемов скоплений УВ;
- качественная и количественная оценка скоплений УВ.

На Новосибирских островах, по данным работы [5], в пределах мезозойско-кайнозойских отложений выделяются две толщи, для которых характерно повышенное содержание органического вещества, что позволяет отнести их к потенциально НГМТ. Для апт-верхнемеловой потенциальному НГМТ характерно содержание органического вещества (ОВ) около 2 %, представленного керогеном III типа, что свидетельствует об их газоматеринском потенциале. Для потенциальной НГМТ палеогенового возраста содержание ОВ составляет > %, оно представлено керогеном III-II типа, который может быть потенциально нефтегазоматеринским. Таким образом, благодаря полученным данным был



Рис. 1. Соотношение океанографических и геолого-геоморфологических (орографических) границ Арктических морей России (по В.Ю. Керимову, Б.В. Сенину, В.И. Богоявлensкому и др., 2016) [2]

Fig. 1. The Ratio of Oceanographic and geological-geomorphological (orographic) borders of the Arctic seas of Russia (according to V.Yu. Kerimov, B.V. Senin, V.I. Bogoyavlensky, etc., 2016) [2]



1 – по подошве консолидированного фундамента; 2 – по кровле предаптского несогласия; 3 – по кровле верхнемеловых отложений; 4 – по подошве олигоцена; 5 – по кровле неоген-квартера; 6 – поверхность дна моря
1 – on the bottom of the consolidated foundation; 2 – on the roof of pre-Aptian disagreement; 3 – on the top of the Upper Cretaceous deposits; 4 – at the bottom of the Oligocene; 5 – on the roof of the neogene-quarter; 6 – the surface of the sea floor

Рис. 2. Структурно-тектонические модели континентальной окраины шельфа Восточно-Сибирского моря
Fig. 2. Structural-tectonic models of the continental edge of the East Siberian Sea shelf

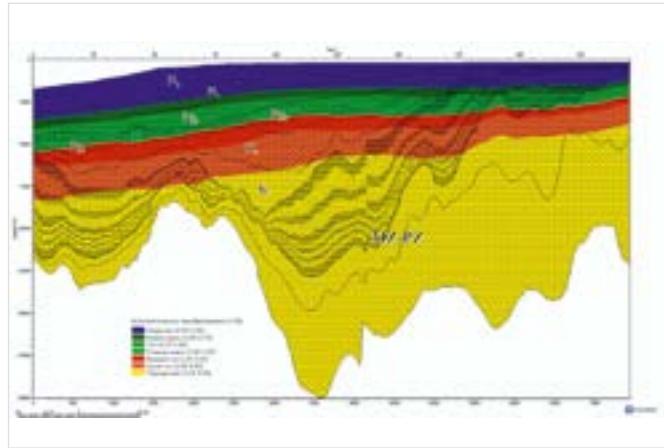


Рис. 3. Модель отражательной способности витринита/%RO
Fig. 3. Vitrinite reflectance model/%RO

проведен расчет отражательной способности витринита (рис. 3).

Результаты выполненного моделирования показали, что уже к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Новосибирского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа, и к палеогену перезрела. В настоящее время в прибрежных частях прогиба возможна генерация газа и только доаптские осадки Северо-Брангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации.

Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ — в нижней, нефть — в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в Новосибирском прогибе, где на большей части территории они перегреты. Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в центральной и северо-западной частях Новосибирского бассейна (рис. 4).

Следует отметить, что распределение показателя степени зрелости (TR, %) в пределах

области моделирования отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, в частности, скоростей их погружения.

Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и в палеогене привели к тому, что процессы генерации УВ начались практически сразу после формирования НГМТ. На рубеже мела и палеогена эти процессы в апт-верхнемеловой толще существенно активизируются, а к началу олигоцена замедляются (рис. 5). Для палеогеновой НГМТ отмечается последовательное нарастание генерационного потенциала. Генерация и эмиграция углеводородов из неогеновой нефтегазоматеринской толщи началась в конце миоцена [6, 7, 8, 9].

Предварительные результаты моделирования также указывают на высокую вероятность миграции углеводородов в бортовые зоны Северного переокеанического и Новосибирского прогибов. Миграция углеводородов происходила по ограничивающим рифты разломам и вдоль предаптского несогласия.

Тип флюида в прогнозируемых скоплениях контролируется типом и зрелостью

органического вещества очагов генерации.

Основными объектами поиска на континентальном шельфе ВСМ являются ловушки структурно-тектонического и литолого-стратиграфического типов в верхнемеловом и кайнозойском комплексах.

Прогнозируемые по результатам моделирования скопления углеводородов в гипотетических резервуарах мелового и палеогенового возраста изображены на рис. 6.

Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Новосибирского бассейна расположены преимущественно в их прибрежных частях на глубинах более 5 км. Для комплекса в целом доля жидких УВ в резервуарах составляет около 25 % при втором типе керогена и доля газообразных УВ 73 % — при третьем.

В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в северо-западной и центральной части, в меньшей степени — в прибрежных. Глубины залегания перспективных объектов менее 5 км. Доля жидких УВ в прогнозируемых скоплениях соответственно 80 % — при втором типе керогена и доля газообразных УВ составила 17 % — при третьем.

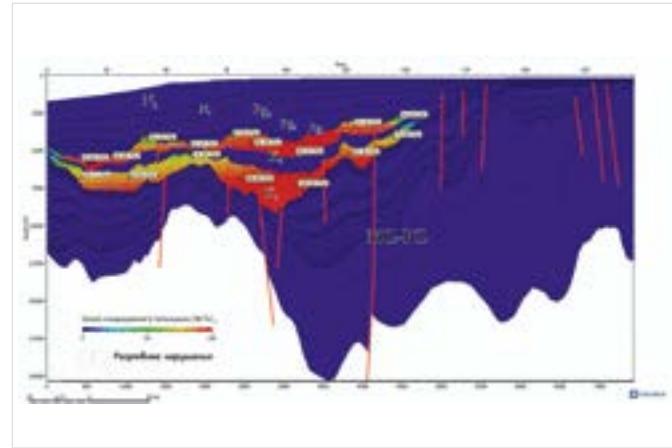


Рис. 4. Степень преобразованности органического вещества (TR, %) нижнемеловых и палеогеновых отложений
Fig. 4. The degree of transformation of organic matter (TR, %) of the Lower Cretaceous and Paleogene deposits

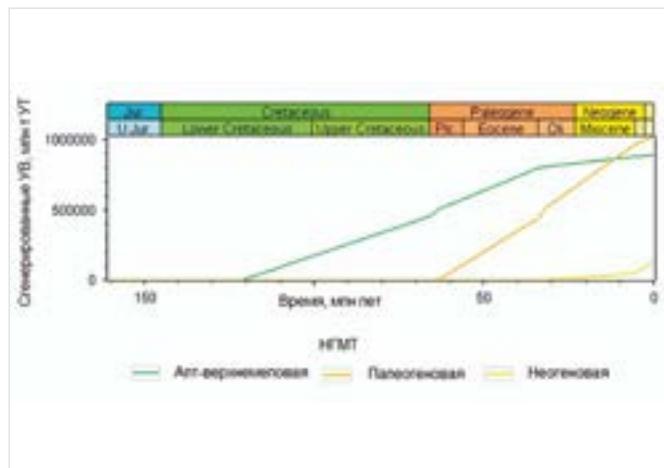


Рис. 5. График сгенерированных УВ НГМТ осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря
Fig. 5. Graph of generated hydrocarbon oil and gas source strata sedimentary basins of the East Siberian sea

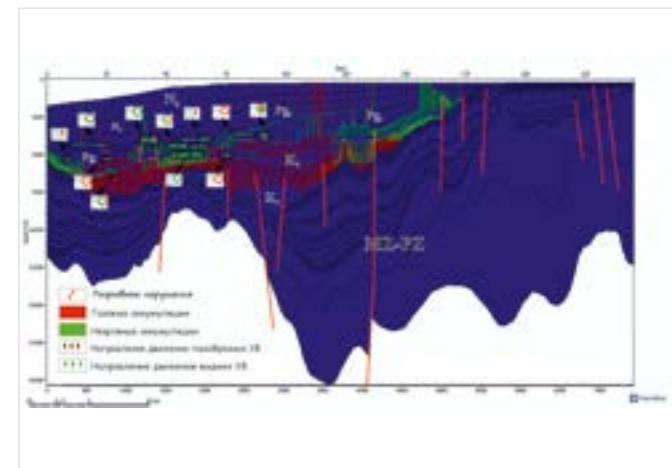


Рис. 6. Прогнозируемые скопления УВ в резервуарах верхнемелового и палеогенового комплекса
Fig. 6. Predicted HC accumulations in reservoirs of the Upper Cretaceous and Paleogene complex

Итоги

В результате применения технологии моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) на территории ВСМ была создана структурно-тектоническая модель осадочного чехла, модель катагенетической преобразованности горных пород, генерации, миграции и модель аккумуляции УВ. Сформированная модель включает четыре основных осадочных комплекса: до-аптский, апт-верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный.

На территории ВСМ на стадии прогнозирования месторождений нефти и газа выявлено две нефтегазоматеринские толщи: апт-верхнемеловая и палеогеновая. Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и в палеогене привели к тому, что процессы генерации УВ начались практически сразу после формирования НГМТ.

Произведен расчет аккумуляций УВ в 11 крупных скоплениях и выделено три перспективных нефтегазовых комплекса: верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый. Для верхнемелового перспективного нефтегазосного комплекса (ПНГК) характерна в основном аккумуляция газообразных флюидов, а для палеогенового ПНГК — жидких УВ.

Выводы

Проведенный анализ свидетельствует о высоком углеводородном потенциале недр ВСМ и позволяет выделить наиболее перспективные участки и объекты, а также наметить направления дальнейших исследований геологоразведочных работ на нефть и газ.

Литература

1. Грамберг И.С., Иванов В.Л., Погребицкий Ю.Е. Геология и полезные ископаемые России. Арктические и дальневосточные моря. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2004. Т. 5. Кн. 1. С. 24, 403–428.
2. Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Богоявлensкий В.И., Шилов Г.Я. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана. М.: Недра, 2016. С. 27.
3. Корчагина Т.В., Казанин Г.С., Шкарубо С.И. Отчет по объекту изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря // МАГЭ. 2013. С. 262–270.
4. Драчев С.С., Малышев Н.А., Никишин А.М. Тектоническая история и нефтегазовая геология арктических регионов России: обзор // Нефть. Геологическая конф. Сер. 2010. Т. 7. С. 591–606.
5. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий // Геология и разведка. 2020. № 1. С. 19–29.
6. Соболев П., Франке Д., Гедике С. и др. Разведывательные исследования органической геохимии и петрологии палеозойско-кайнозойских потенциальных нефтематеринских пород Новосибирских островов, Арктическая Россия // Морская и нефтяная геология. 2016. Т. 78. С. 30–47.
7. Шенк О., Магун Л.Б., Бёрд К.Дж., Петерс К.Э. Моделирование нефтяных систем северной Аляски: новые горизонты в исследованиях и применениях: серия AAPG Hedberg. 2012. № 4. С. 317–338.
8. Петерс К.Э., Карри Д.Дж., Катсевич М. Бассейновое моделирование: новые горизонты в исследованиях и применениях // AAPG Hedberg. 2012. № 4. С. 317–338.
9. Хаускнект Д.В. Нефтяные системы, основанные на значительных новых открытиях нефти в гигантской меловой (апт-сеноманской) клиноформе на арктической Аляске // AAPG. 2019. №103. С. 619–652.

ENGLISH

Results

As a result of the application of the technology for modeling generation-accumulation hydrocarbon systems (GAUS) on the territory of the HSR, a structural-tectonic model of the sedimentary cover, a model of catagenetic transformation of rocks, generation, migration and a model of HC accumulation were created. The formed model includes four main sedimentary complexes: Pre-Aptian, Aptian-Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene-Quaternary.

At the stage of forecasting oil and gas fields, two oil and gas source strata were identified on the territory of the High-Speed Line: Aptian-Upper Cretaceous and Paleogene. Rapid subsidence and high rates of sedimentation of sedimentary basins in the second half of the Cretaceous and in the Paleogene led to the fact that the processes of hydrocarbon

generation began almost immediately after the formation of the LHRM. The calculation of HC accumulations in 11 large accumulations was carried out and three promising oil and gas complexes were identified: Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene. The Upper Cretaceous promising oil and gas complex (APGC) is characterized mainly by the accumulation of gaseous fluids, and for the Paleogene APGC — liquid hydrocarbons.

Conclusions

The analysis carried out indicates a high hydrocarbon potential and makes it possible to identify the most promising areas and objects, as well as to outline the directions for further studies of geological exploration for oil and gas.

References

1. Gramberg I.S., Ivanov V.L., Pogrebitsky Yu.E. Geology and minerals of Russia. Arctic and Far Eastern seas. St. Petersburg: VSEGEI, 2004, Vol. 5, Book 1, P. 24, 403–428. (In Russ)
2. Kerimov V.Yu., Senin B.V., Bogoyavlensky V.I., Shilov G.Ya. Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in the waters of the World Ocean. Moscow: Nedra, 2016, P. 27. (In Russ)
3. Korchagina T.V., Kazanin G. S., Shkarubo S.I. Report on the object study of the geological structure and assessment of the oil and gas potential of sedimentary basins of the continental margin of the East Siberian Sea. Arctic Marine Exploration Expedition, 2013, P. 262–270. (In Russ)
4. Drachev S.S., Malyshев N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and oil and gas geology of the Arctic regions of Russia: an overview. Oil. Geological Conf., Ser. 2010, Vol. 7, P. 591–606. (In Russ)
5. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Structural-tectonic model of the basement and sedimentary cover of the East Arctic waters. Geology and exploration, 2020, issue 1, P. 19–29.
6. Sobolev P., Franke D., Gedike S. et al. Exploration studies of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential oil source rocks of the Novosibirsk Islands, Arctic Russia. Marine and Oil Geology, 2016, Vol. 78, P. 30–47. (In Russ)
7. Schenk O., Magun LB, Bird K.J., Peters K.E. Modeling Oil Systems in Northern Alaska: New Horizons in Research and Applications: AAPG Hedberg Series, 2012, issue 4, P. 317–338.
8. Peters K.E., Curry D.J., Katsevich M. Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications. AAPG Hedberg Series, 2012, issue 4, P. 317–338.
9. Hausknecht D.V. Petroleum systems based on significant new oil discoveries in the giant Cretaceous (Aptian-Cenomanian) clinoform in Arctic Alaska. AAPG Bulletin. 2019. 103 (3). P. 619–652.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рустам Ахмедович Мамедов, аспирант кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российский государственный геологоразведочный университет имени «Серго Орджоникидзе», Москва, Россия

Для контактов: rus_mamedow@mail.ru

Rustam Ahmedovich Mamedov, graduate student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergio Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Corresponding authors: rus_mamedow@mail.ru

Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов

Колоколова И.В., Попова М.Н.

Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия
ipngkolokolova@yandex.ru

Аннотация

В статье представлены критерии выделения, прогноза «наилучших» природных резервуаров и алгоритм построения новых геологических моделей перспективных объектов поисков высокодебитных залежей УВ по данным комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки.

Предлагаемые приемы интерпретации материалов каротажа и сейсморазведки являются серьезным практическим дополнением, позволяющим получать детальные геологические модели продуктивных/перспективных объектов для снижения рисков геологоразведочных работ, включая бурение.

Материалы и методы

Результаты отражены в виде графических иллюстраций и выводов.

Ключевые слова

сейсморазведка, геофизические исследования скважин, эффективные толщины, залежь, природный резервуар, коллектор, флюидоупор, зона улучшенных коллекторов, аномалия

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).

Для цитирования

Колоколова И.В., Попова М.Н. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №5. С. 26–33. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10096

Поступила в редакцию: 16.09.2020

GEOLOGY

UDC 553.982.2 | Original Paper

New criteria of the extraction and forecast of prospective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data

Kolokolova I.V., Popova M.N

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract

In this article we present the criteria of allocation, forecast “the best” hydrocarbon reservoirs the algorithm of the creation of new geological models and promising objects of searching high-output hydrocarbon deposits according to the data of the comprehensive interpretation geophysical and seismic survey data.

The proposed methods of interpretation of wells logging and seismic survey data are a serious practical bonus that allows getting detailed geological models of productive/perspective objects for decreasing the risks of geological survey works, including drilling.

Materials and methods

The results are in the form of figures and conclusions.

Keywords

seismic survey, geophysical well logging, effective thickness, deposit, hydrocarbon reservoir, reservoir, seal, improved reservoir zone, anomaly

For citation

Kolokolova I.V., Popova M.N. New criteria of the extraction and forecast of prospective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 26–33 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10096

Received: 16.09.2020

Научные, тематические и любые другие исследования в области геологии в конечном итоге должны быть направлены на удовлетворение потребностей общества в том или ином виде полезного ископаемого. В нефтегазовой геологии — это ускоренное и экономически эффективное открытие рентабельных для освоения месторождений нефти и газа. И здесь одно из основных мест занимает генерация

новых идей, выбор приоритетных направлений поиска и оценки рисков проведения геологоразведочных работ.

В настоящей статье авторы предлагают алгоритм построения новых геологических моделей продуктивных/перспективных объектов и пример прогноза максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин и высокоеемких коллекторов в рифовых

отложениях верхнего девона на основе новых подходов к картированию природных резервуаров по данным комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки. Представленная методика моделирования резервуаров разработана специалистами ИПНГ РАН и вот уже более 15 лет применяется для оценки перспектив участков на региональном, поисково-оценочном, разведочном

и эксплуатационном этапах ГРП, успешно решая следующие задачи:

- определение общих закономерностей распределения коллекторов и экранирующих пластов (флюидоупоров/покрышек) по разрезу;
- создание новых моделей «наилучших» высокодоемких природных резервуаров;
- прогноз зон с максимальными значениями эффективных нефтегазонасыщенных толщин и высокодоемких коллекторов;
- оценка рисков геологоразведочных работ на нефть и газ, включая бурение;
- создание дерева принятия решений по ГРП для определенного участка работ.

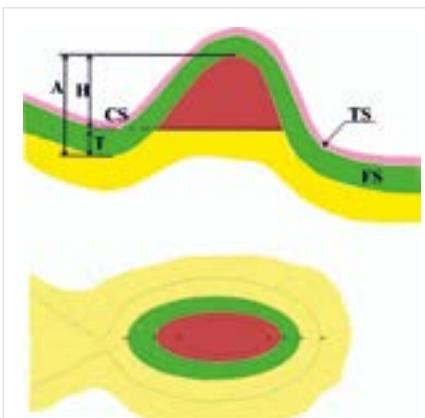
Методика базируется на теории о трехслойном строении природных резервуаров (Б.В. Филиппов, 1967 г.; В.Д. Ильин и др., 1986 г.). Согласно этой теории в толщах пород-неколлекторов выделяются не только флюидоупоры (истинные покрышки (ИП)), но и промежуточные по своим свойствам между флюидоупорами и коллекторами пласти — ложные покрышки (ЛП). Ложные покрышки не являются препятствием для миграции углеводородов, поэтому для каждой ловушки — части природного резервуара — гидрозамок (или точка просачивания углеводородов в следующую по восстанию пластов ловушку) находится на критическом направлении, но не в кровле пласта-коллектора, а в подошве флюидоупора (ИП). Таким образом, ловушка, в которой может формироваться залежь УВ, существует только в том случае, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора больше толщины ложной покрышки ($A > T$) (рис. 1).

Ловушка отсутствует, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора меньше толщины ложной покрышки ($A < T$) (рис. 2).

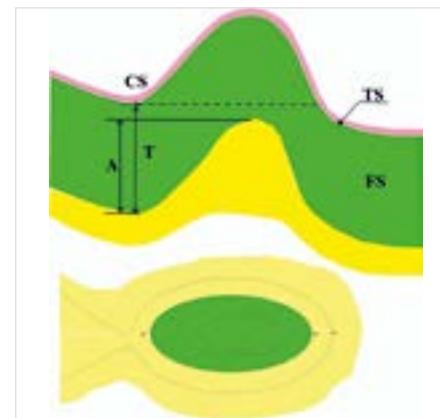
Следовательно, определение сочетания этих трех элементов играет важную роль для выявления пустых антиклиналей, установления экранируемых объемов и границ залежей.

Алгоритм работ состоит из нескольких этапов

На первом этапе по данным ГИС определяются границы коллекторов и



Н — высота залежи; А — высота структуры, Т — толщина ложной покрышки, CS — критическая седловина или точка просачивания, TS — истинная покрышка, FS — ложная покрышка
Н — deposit height; А — structure height, Т — false seal thickness, CS — critical saddle or seepage point, TS — true seal, FS — false seal



А — высота структуры, Т — толщина ложной покрышки, CS — критическая седловина или точка просачивания, TS — истинная покрышка, FS — ложная покрышка
A — structure height, T — false seal thickness, CS — critical saddle or seepage point, TS — true seal, FS — false seal

Рис. 1. Случаи наличия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров [1]

Fig. 1. Cases of the presence of hydrocarbon deposits according to the concept of a three-layer structure of natural reservoirs [1]

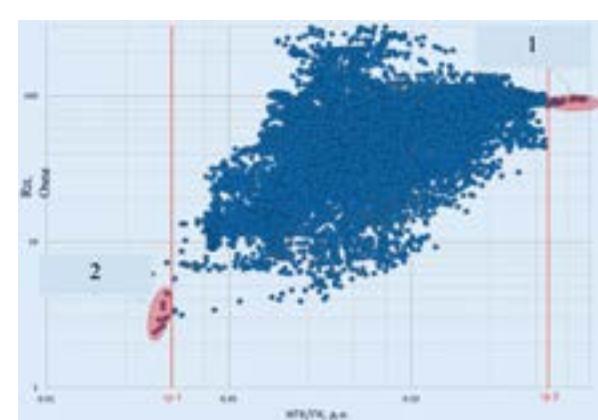
Рис. 2. Случаи отсутствия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров [1]

Fig. 2. Cases of the absence of hydrocarbon deposits according to the concept of the three-layer structure of natural reservoirs [1]

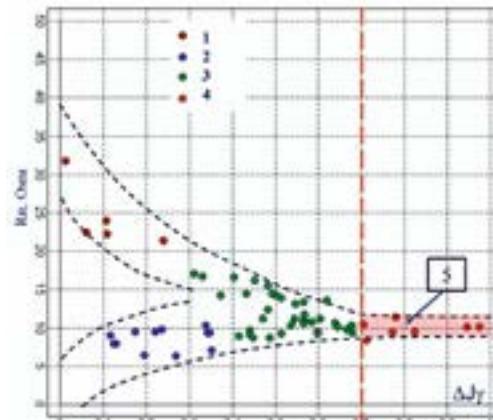
флюидоупоров. Выделение флюидоупоров осуществляется на основании определения граничных численных значений «истинная — ложная покрышка». Это «статистическая» граница такая же, как «коллектор — неколлектор», и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта). Предлагаемый подход основан на сопоставлении параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим их литоемкостные свойства. Для определения насыщения породы используется кривая удельного электрического сопротивления (УЭС). В качестве параметра, характеризующего литоемкостные свойства породы, используется

отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности (ГК). Первоначально выполняется литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и потенциальных флюидоупоров, рассчитывается отношение НК/ГК и кривой УЭС (R_p) (по глинистым и плотным породам). По итогам нормировки неколлекторы разделяются на флюидоупоры и ложные покрышки (рис. 3, 4).

Далее при условии, что залежь УВ существует, выполняется количественная оценка ее параметров: общая продуктивная толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, коэффициент пористости,



1 — область сульфатных флюидоупоров
2 — область глинистых флюидоупоров



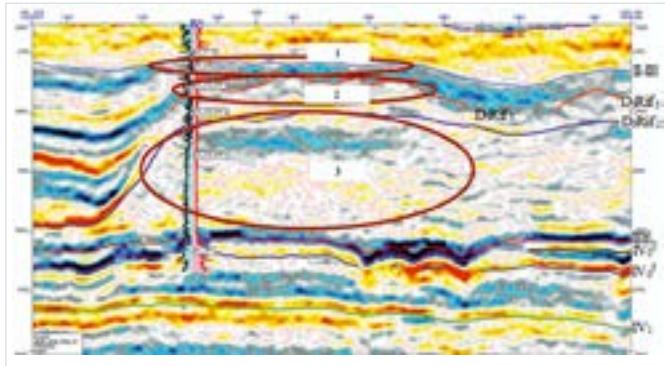
1 — нефть, 2 — вода, 3 — неколлекторы, 4 — флюидоупоры,
5 — истинные флюидоупоры.

Рис. 3. Сопоставление расчетного параметра (НК/ГК) и УЭС (R_p) для определения граничных значений флюидоупор — ложная покрышка [2]

Fig. 3. Comparison of the calculated parameter (NK/GK) and resistivity (R_p) to determine the boundary values of the seal — false seal [2]

Рис. 4. Сопоставление ΔR_p и УЭС (R_p) для определения граничных значений флюидоупор — ложная покрышка [2]

Fig. 4. Comparison of ΔR_p and resistivity (R_p) to determine the boundary values of the seal — false seal [2]



1 объект – толщи облекания
2 объект – усть-печорские отложения
3 объект – задонские отложения

1 object – The thickness of cloak
2 object – Ust-Pechora sediments
3 object – Zadonskiy sediments

Рис. 5. Модель строения доманиково-турнейского НГК в волновом поле по результатам предыдущих работ, характеризующим строение рифовых построек
Fig. 5. Model of the structure of the Domanik-Tournaisean oil and gas complex in a wave field based on the results of previous works, characterizing the structure of reef structures

коэффициент нефтегазонасыщенности и положение контактов.

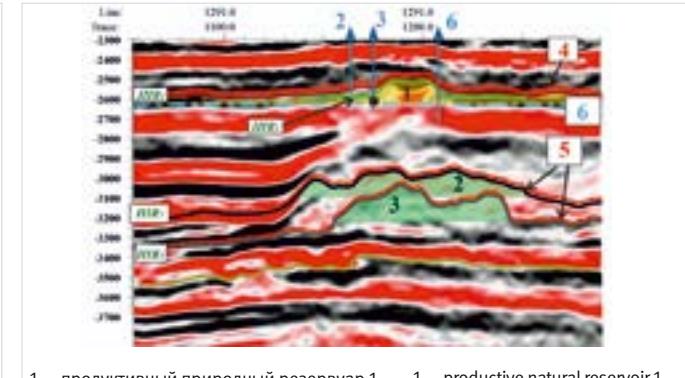
Следующий шаг: по данным сейсморазведки картируются целевые горизонты не только в подошве флюидоупоров, но и кровле коллекторов, строятся детальные модели природных резервуаров, по динамическим характеристикам волнового сейсмического поля выделяются области распространения покрышек, определяется их непрерывность по латерали и зоны с улучшенными коллекторскими свойствами. Полученная информация является базой для картирования ловушек, внутри которых прогнозируется открытие залежей УВ или детализации строения уже существующих залежей на открытых месторождениях [2].

Рассмотрим пример применения методики на реальной площади

В 2018–19 гг. специалистами ИПНГ РАН выполнена комплексная интерпретация материалов ГИС и сейсморазведки МОГТ-3Д на одном из месторождений, расположенном на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Задача заключалась в выделении сначала флюидоупоров в рифовом массиве и над ним, затем в прогнозе зон наилучших коллекторов под флюидоупорами. В результате удалось построить принципиально новые модели локальных природных резервуаров внутри верхнедевонских рифовых отложений, дать рекомендации по эксплуатационному бурению на установленную ранее залежь в нюмылгско-зеленецких отложениях ($D_3\text{nm-zl}$) в кровле рифового массива и оценить перспективы усть-печорских, елецких, задонских и сирабайских рифовых объектов.

На территории исследования по данным предыдущих работ строение доманиково-турнейского НГК было представлено тремя поверхностями по отражающим горизонтам ($\text{OГ III}_1, \text{III}_2, \text{III}_3, \text{III}_4$), характеризующим строение рифовых построек в задонских (объект 3), усть-печорских отложениях (объект 2) и толщи их облекания (объект 1), соответственно (рис. 5).

Нефтеносность доказана для нюмылгско-зеленецких отложений (объект 1), где получены притоки нефти и выполнен подсчет запасов (2013 г.). Нижележащие рифовые



1 — продуктивный природный резервуар 1
2 — перспективный природный резервуар 2
3 — перспективный природный резервуар 3
4 — субрегиональный флюидоупор
5 — локальные флюидоупоры
6 — водонефтяной контакт(ВНК) -2 630 м

1 — productive natural reservoir 1
2 — prospective natural reservoir 2
3 — prospective natural reservoir 3
4 — sub-regional seal
5 — local seals
6 — water-oil circuit -2 630 m

Рис. 6. Новая модель строения доманиково-турнейского НГК в волновом поле [3]
Fig. 6. New model of the structure of the Domanik-Tournaisean oil and gas complex in the wave field [3]

объекты не оценивались, так как по данным ГИС оказались водонасыщенными. Однако в процессе детальной интерпретации материалов геофизических исследований пробуренных скважин стало ясно, что внутри рифового тела возможно существование разновозрастных залежей под локальными флюидоупорами. Таким образом, установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров (ПР-1) со своими флюидоупорами: один продуктивный ($D_3\text{nm-zl}$ — ПР1) и два перспективных в елецких и задонских + сирабайских карбонатных отложениях верхнего девона ($D_3\text{el}$ — ПР2, $D_3\text{zd+src}$ — ПР3) (рис. 6).

Природный резервуар 1 в кровле верхнедевонских отложений с доказанной нефтегазонасыщенностью экранируется тонким (1–2 м) глинистым пластом тульского возраста (C_1t). Выше в коллекторах непосредственно над ним по данным ГИС фиксируется вода (рис. 7).

Для прогнозируемых залежей в елецких и задонских + сирабайских карбонатных отложениях верхнего девона флюидоупорами являются тонкие глинистые пласти в верхней фаменской части рифового массива (ПР2) (рис. 8) и ангидритовые в нижней франской (ПР3) (рис. 9).

В усть-печорских отложениях формирование залежи невозможно, так как флюидоупор по результатам интерпретации ГИС прослеживается не во всех скважинах, вскрывших горизонт на исследуемой площади, т.е. имеет гидродинамические окна.

Для оценки запасов залежи в нюмылгско-зеленецких отложениях и ресурсов в елецких и задонско-сирабайских рифовых объектах выполнены структурные построения по четырем отражающим горизонтам ($\text{III}_1, \text{III}_2, \text{III}_3, \text{III}_4$). В качестве условных границ приняты границы, стратиграфически приуроченные к подошве флюидоупоров над коллекторами, формирующими залежи в выделенных природных резервуарах [3].

Продуктивный природный резервуар 1 ($D_3\text{nm-zl}$)

Верхнедевонские отложения нюмылгско-зеленецкого горизонта ($D_3\text{nm-zl}$) вскрыты десятью скважинами, в четырех из них

получены притоки нефти, добыча в малых количествах осуществлялась только из двух скважин в опытном порядке.

По данным интерпретации материалов геофизических исследований 10 скважин в резервуаре выделены два интервала: верхний представлен плотными низкопористыми слабопроницаемыми известняками с единичными пропластками коллекторов, по сути, ложной покрышкой; нижний представлен чистыми (неглинистыми) известняками с высоким содержанием эффективных толщин. Граница раздела интервалов принята как условная граница кровли наилучших коллекторов (OГ III_2) (Рис. 10).

В процессе работ на сейсмических разрезах глубинного куба амплитуд впервые выделилась контрастная аномалия (рис. 11). Ее наличие подтверждилось на разрезах куба относительного акустического импеданса. Возник вопрос: к какому возрасту ее отнести — к продуктивным верхнедевонским нюмылгско-зеленецким или к вышележащим каменноугольным? Если предположить, что аномалия относится к верхнему девону, — это кардинально меняет представление о строении продуктивных нюмылгско-зеленецких отложений и получается совершенно новая геологическая модель резервуара.

Для того чтобы обосновать возраст аномалии и закартировать ее, были построены горизонтальные слайсы по кубу амплитуд через 20 м в пределах замкнутого контура структуры по OГ III_2 (-2 630 м). По динамике изменения формы аномалии отчетливо видно ее наличие в продуктивном интервале нюмылгско-зеленецких отложений и постепенное исчезновение вверх по разрезу до полного отсутствия в каменноугольных.

При сопоставлении слайсов и волнового поля на разрезах стало очевидным, что это органогенная постройка типа «карбонатный остров», сформированная над основным рифогенным объектом, ранее никем не выделяемая. Наибольшие ее размеры отмечаются на слайсе по уровню (-2 595 м), и далее вверх по разрезу происходит постепенное уменьшение вплоть до полного исчезновения.

Пространственное положение ее свода вблизи предвзятского размыва, совпадающего в плане с подошвой флюидоупора

(ИП), и отсутствие ЛП дают основание прогнозировать наличие коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в контуре аномалий, приобретенных за счет вторичных изменений: доломитизации,

перекристаллизации и выщелачивания, максимально развивающихся, как правило, в процессе перерывов в осадконакоплении. Это подтверждается яркой контрастностью и четкой формой аномалии, так как изменение

амплитуды сигнала по латерали и вертикали является своеобразным индикатором литологического состава и коллекторских свойств пород. Учитывая вышеизложенное по принятой модели нюмылгско-зеленецких

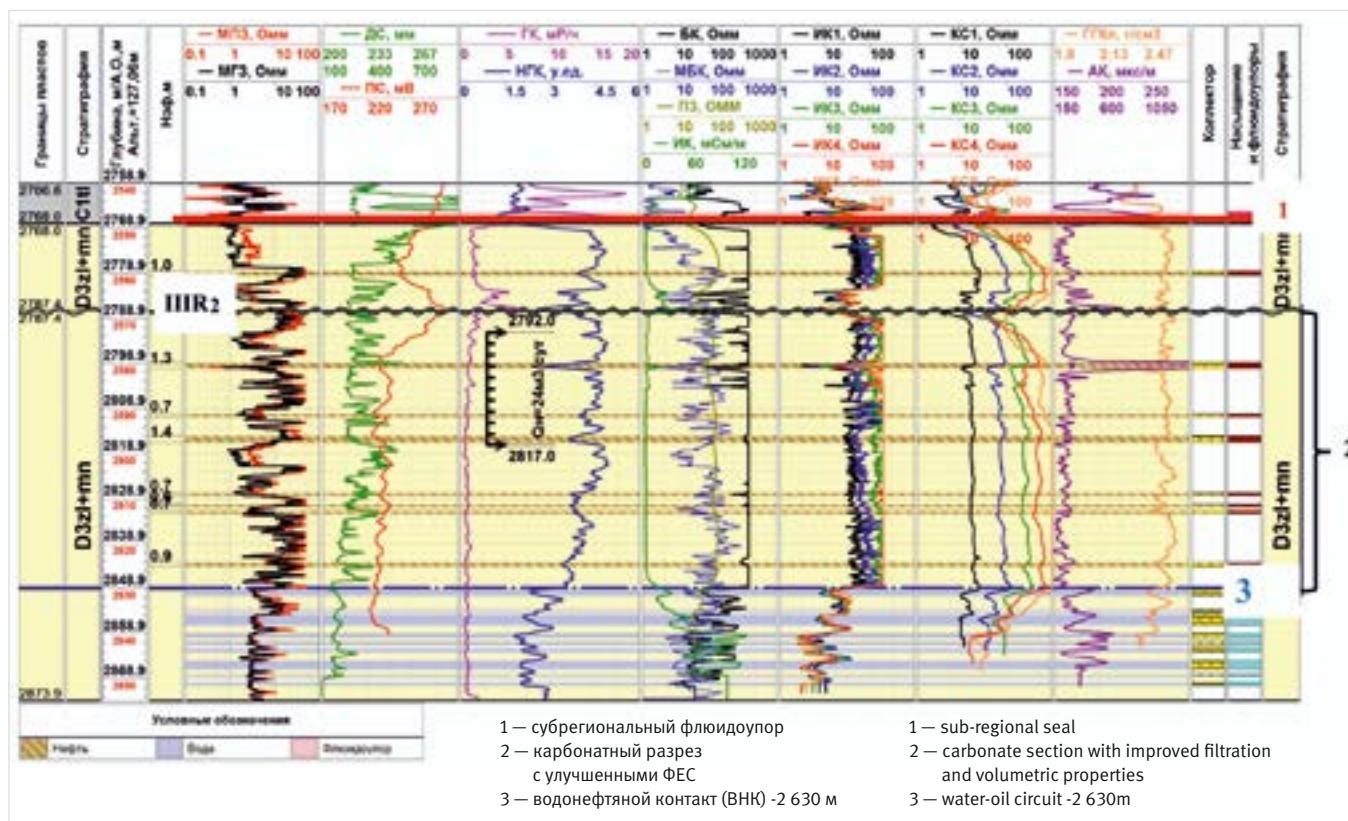


Рис. 7. Новая модель природного резервуара 1 [2]
Fig. 7. New model of the natural reservoir 1 [2]

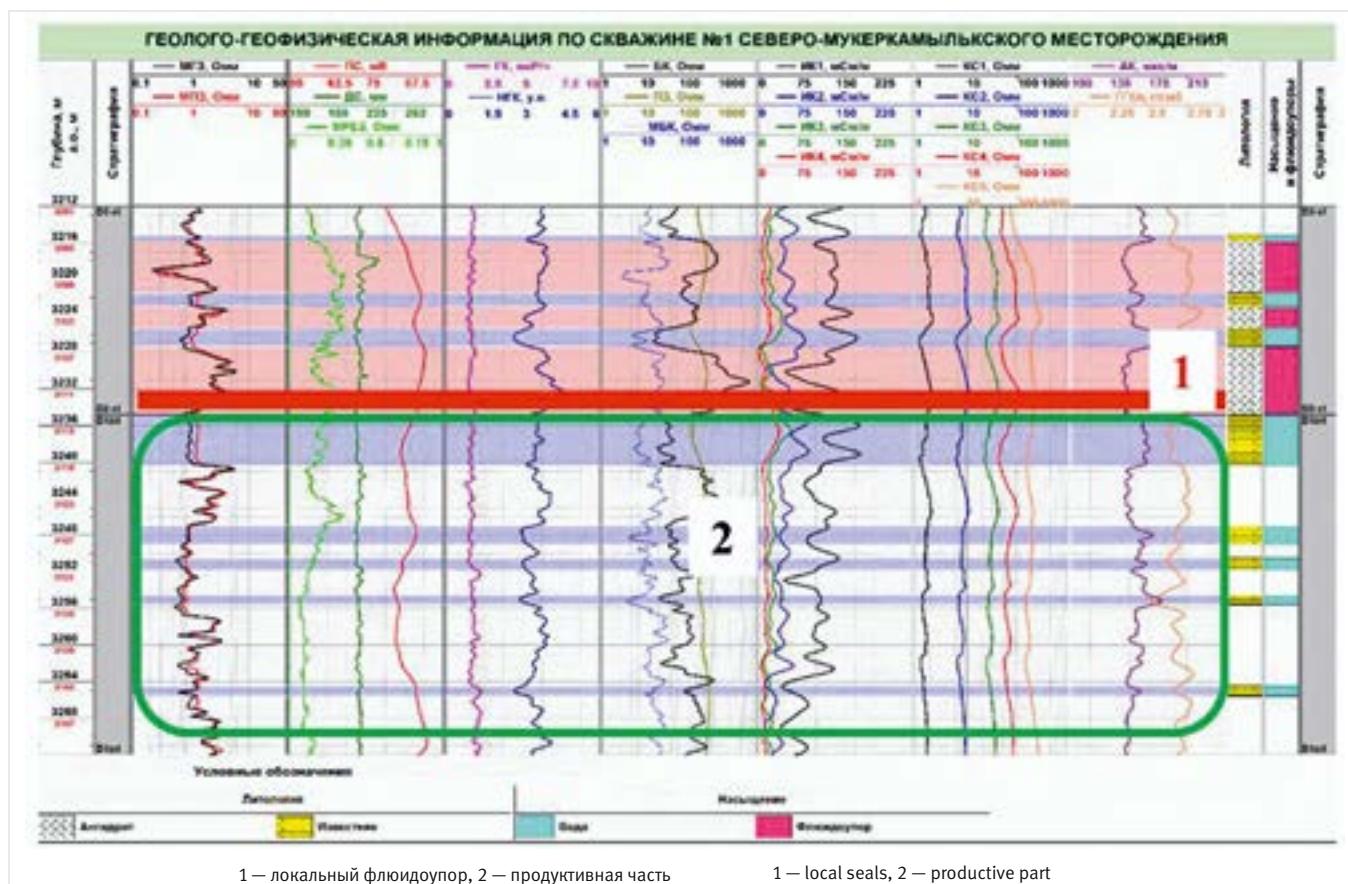


Рис. 8. Новая модель природного резервуара 2
Fig. 8. New model of the natural reservoir 2

продуктивных отложений в сводовой части структуры, совпадающей с границами аномалии на слайсах куба амплитуд, прогнозируется наличие наилучших коллекторов с максимальными эффективными толщинами.

На слайсе по уровню -2 500 м, где постройка отмечается уже в виде точки,

соответствующей наивысшему значению абсолютной отметки купола рифа, прогнозируется вскрытие максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 12).

Далее для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине (REC-1) были построены диаграммы

зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта в уже пробуренных скважинах (рис. 13, 14).

При построении использовались следующие результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин: эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{\text{эфф}}$,

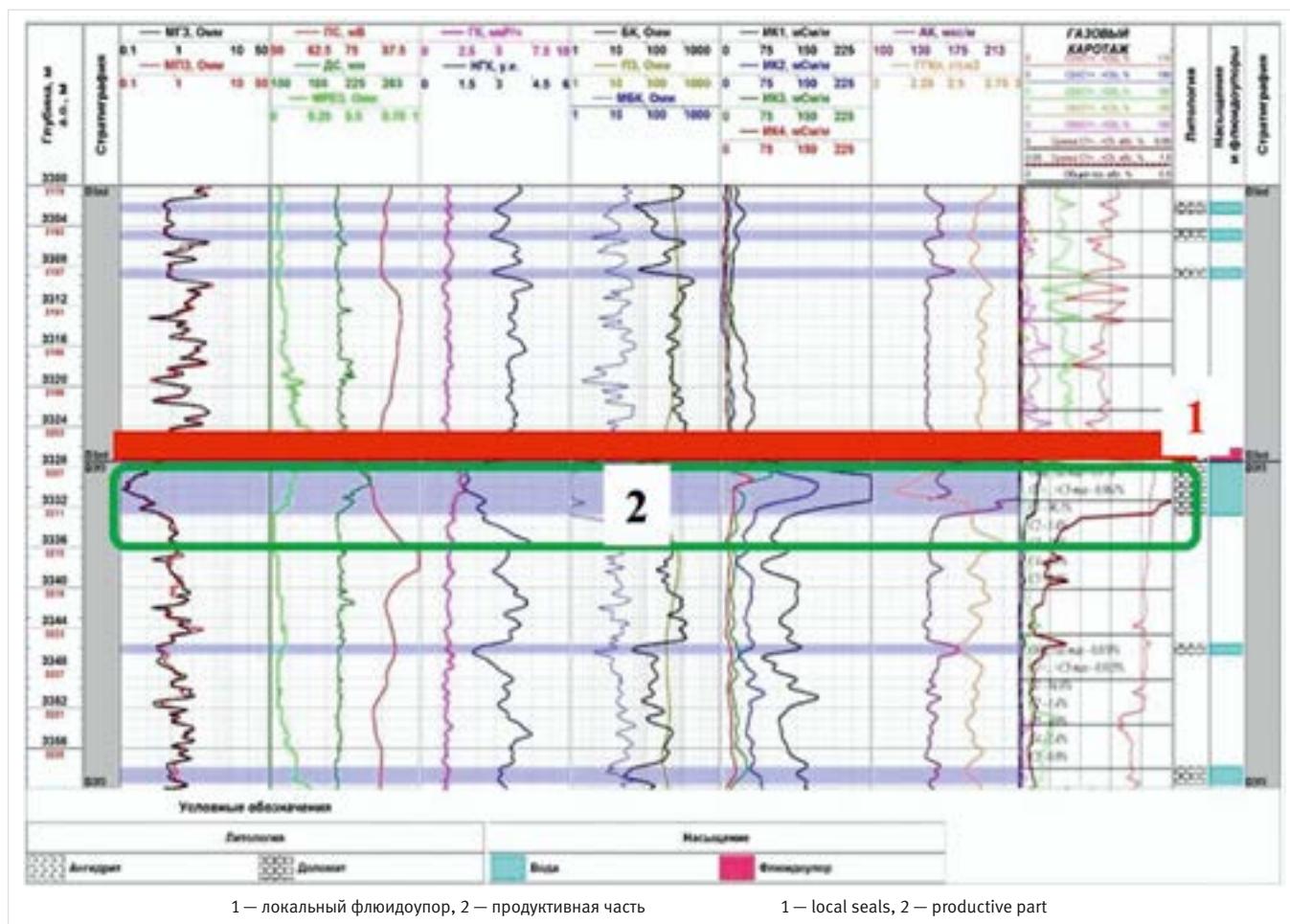


Рис. 9. Новая модель природного резервуара 3
Fig. 9. New model of the natural reservoir 3

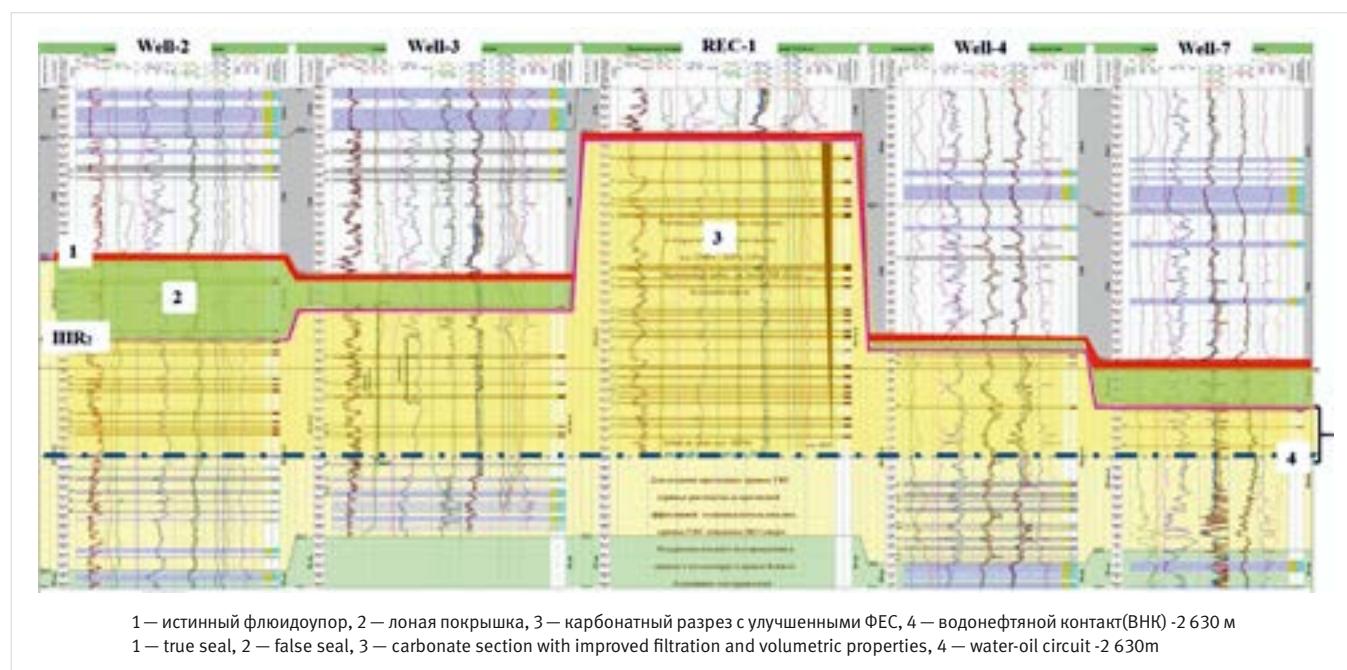


Рис. 10. Модель природного резервуара 1 по результатам интерпретации данных ГИС [4]
Fig. 10. Model of natural reservoir 1 based on the results of logging data interpretation [4]

сумма произведений значений пористости на значения эффективных нефтенасыщенных толщин ($K_n \cdot h_{\text{эфф}}$), общая толщина Н от отметки контура ВНК (-2 630 м) до отметки кровли коллектора (ОГ III₂R₂).

По точечным диаграммам параметров коллекторов пласта от общих толщин подобраны уравнения кривых тренда, которые дали максимальные величины достоверной аппроксимации R_2 . Исходя из значения исходного параметра Н (ось абсцисс) для новой скважины, по этому уравнению рассчитывалось значение искомого параметра (ось ординат).

По данным интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-3Д наивысшая точка на карте общих толщин пласта имеет значение Н = 130 м. Согласно полученной зависимости, ему соответствует значение $h_{\text{эфф}} = 28,5$ м. На графике (рис. 13), характеризующем данную зависимость, точка рекомендуемой скважины занимает наивысшее положение. Именно это значение использовалось при построении карты эффективных нефтенасыщенных толщин и выбора точки бурения скважины (рис. 15). Линия тренда имеет величину достоверной аппроксимации $R_2 = 0,59$, что говорит о достаточно тесной корреляционной связи, и позволяет использовать эту зависимость для выполнения прогноза.

График, характеризует зависимость произведений значений эффективной нефтенасыщенной толщины на значения пористости ($K_n \cdot h_{\text{эфф}}$) от общей толщины пласта Н (рис. 14). На нем точка рекомендуемой скважины также занимает наивысшее положение со значением в 188 усл.ед.

Как уже упоминалось выше, по результатам интерпретации ГИС скважины 1, вскрывшей полностью интервал верхнедевонских отложений, предполагается существование залежей в рифовых объектах под локальными флюидоупорами в елецких, задонских и сирабайских отложениях. Перспективы открытия залежей подтверждаются по данным ГИС наличием высокопроницаемых коллекторов (вода) в скважине 1, пробуренной не в оптимальных структурных условиях [3].

Перспективный природный резервуар 2 (D₃el)

Морфологию залежи характеризует структурная карта по ОГ III₂R₂, стратиграфически приуроченному к подошве глинистого пласта — локального флюидоупора для рифовых объектов в елецких отложениях верхнего девона. Структура представляет собой фрагмент рифового кольца, осложненного разноамплитудными куполами. Наличие флюидоупора для прогнозируемой залежи в елецких отложениях фиксируется в скважине 1 в кровельной части отложений. На каротажной диаграмме между покрышкой и коллектором существует промежуточный слой. Однако по поведению горизонтов в волновом поле предполагается, что в сводовой части структуры кровля коллектора совпадет с подошвой истинной покрышки.

Перспективный природный резервуар 3 (D₃zd+src)

Для задонских и сирабайских рифов роль флюидоупора выполняют ангидритизированные доломиты и ангидриты. Наличие пластов-флюидоупоров подтверждается в

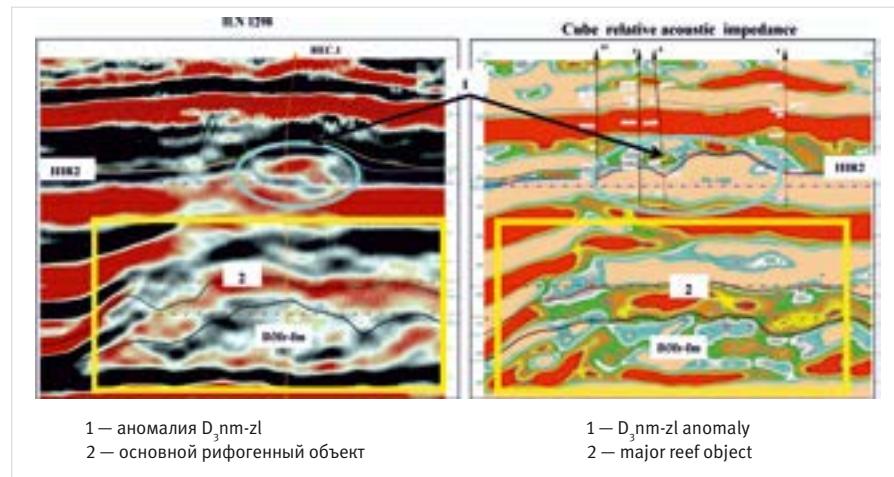


Рис. 11. Пример выделения органогенной постройки «карбонатный остров», сформированной над основным рифогенным объектом в волновом поле на сейсмических разрезах [2]

Fig. 11. An example of the identification of an organogenic structure "carbonate island", formed above the main reef object in a wave field on seismic sections[2]

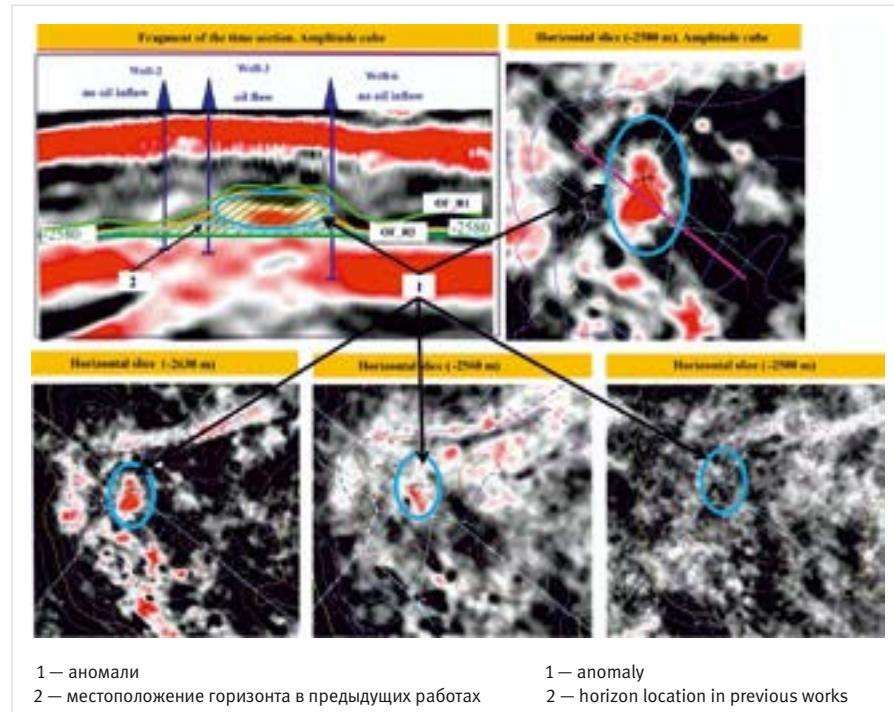


Рис. 12. Пример выделения аномалии типа «риф» на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам. Куб амплитуд [2]

Fig. 12. An example of highlighting an anomaly of the "reef" type on a depth section and along horizontal slices. Amplitude cube [2]

скважине 1. Наличие глин и ангидритов в разрезах скважины 1 и анализ волновой картины сейсмических данных МОГТ-3Д позволили сделать предположение, что постройки образовались в лагуне рифового кольца.

В скважине 1 в подошве ельца в интервале на а.о. -3 084–3 114 м выделен пласт ангидрита мощностью 30 м. На глубинных построениях по материалам сейсморазведки МОГТ-3Д ему соответствует отражающий горизонт III₂R₂. Он довольно четко прослеживается от скважины в куполе рифа. Это дает основание надеяться, что он не выклинивается и будет экранировать прогнозируемую залежь.

В результате выполненных работ:

- по форме аномалии на горизонтальных сечениях кубов сейсмических данных 3D

скорректировано в пространстве положение перспективного объекта в нюмылгско-зеленецких отложениях и определена точная граница замещения наилучших коллекторов внутри контура ВНК;

- по данным интерпретации ГИС установлено, что флюидоупором для залежи нефти являются тонкие глинистые пласти в кровле ПР1 и ПР2, ангидритизированные доломиты и ангидриты в кровле ПР3;
- вскрытие максимальных эффективных толщин с высокими «безводными» притоками нефти планируется в месте, где флюидоупор (ИП) залегает непосредственно в кровле коллектора;
- отсутствие промышленных дебитов в интервале нюмылгско-зеленецких отложений в уже пробуренных скважинах может быть связано с наличием промежуточного слоя (ЛП);

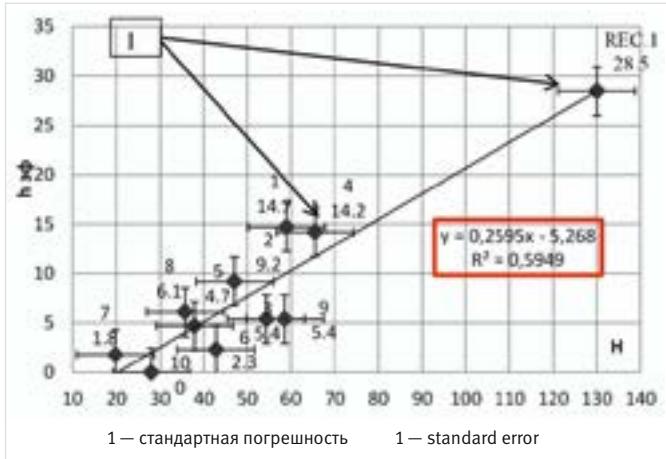


Рис. 13. Зависимость эффективных нефтенасыщенных толщин от общей толщины [2]
Fig. 13. Dependence of effective oil-saturated thicknesses on the total thickness [2]

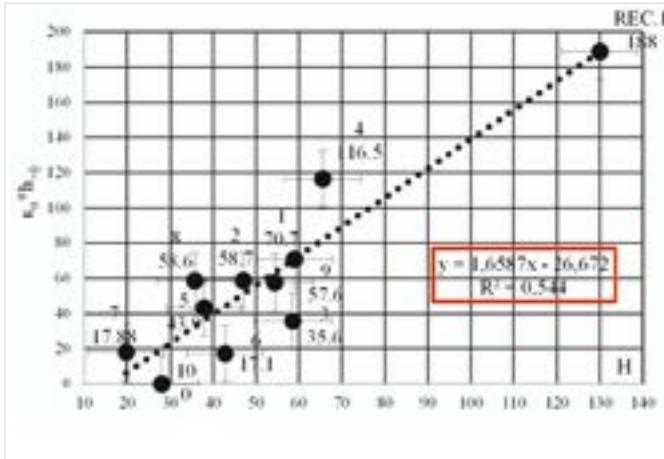


Рис. 14. Зависимость параметра $K_p \cdot h_{\text{eff}}$ от общей толщины пласта [2]
Fig. 14. Dependence of the parameter $K_p \cdot h_{\text{eff}}$ of the total formation thickness [2]

- по данным комплексной интерпретации ГИС и сейморазведки выполнен количественный прогноз параметров залежи ($h_{\text{зф}}$, $K_p \cdot h_{\text{зф}}$) в рекомендуемой скважине.

Полученные результаты наглядно показывают эффективность и актуальность выполненных работ. Впервые для территории исследования создана принципиально новая геологическая модель доманиково-турнейского НГК. Закартированы «наилучшие» природные резервуары, определено оптимальное местоположение новой скважины, где прогнозируется вскрытие максимальных нефтенасыщенных эффективных толщин в наилучших коллекторах и получение безводных притоков нефти в продуктивных нюмылгско-зеленецких отложениях верхнего девона, а также открытие залежей в елецких и задонских + сирабайских рифовых объектах.

Опыт работ по предлагаемой методике на разных полигонах Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций позволил авторам статьи определить комплекс информативных критериев выделения и прогноза «наилучших» природных

резервуаров, в которых возможно открытие высокодебитных залежей УВ:

1. Существование и объем залежи зависят от наличия и толщины промежуточного слоя (ЛП);
2. Максимальные эффективные толщины и высокие дебиты следует прогнозировать в зонах, где флюидоупор (ИП) залегает непосредственно в кровле коллектора (нет ложной покрышки). При этом характер распространения флюидоупоров, их непрерывность и поведение внутри природного резервуара определяется латеральным изменением динамических свойств сейсмического поля, обусловленного литофациальными изменениями пород;
3. Залежь может формироваться под тонкими (около первых единиц метров и даже менее) флюидоупорами;
4. «Содержание в форме» — форма и размер залежи (карбонатные постройки, песчаные острова в руслах и др.) по латерали и вертикали могут контролироваться горизонтальными сечениями кубов сейсмических данных 3D по интенсивности отраженной волны (контрастные аномалии), которые, как правило, отождествляются с изменением литологического состава и коллекторских свойств пород;
5. Корреляционные связи значений параметров залежи $h_{\text{зф}}$, $K_p \cdot h_{\text{зф}}$ от общей продуктивной толщины объекта, определяемые по результатам интерпретации данных ГИС, являются ключом к построению прогнозных карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин и количественному прогнозу высокоеемких коллекторов. Карты подсчетных параметров позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы значений, снижая тем самым риски бурения.

Предложенные новые подходы к картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации материалов каротажа и сейморазведки могут стать серьезным практическим дополнением для специалистов нефтегазовой отрасли на разных этапах геологоразведочных работ и освоения месторождений с целью получения детальных геологических моделей перспективных/продуктивных объектов и снижения рисков бурения.

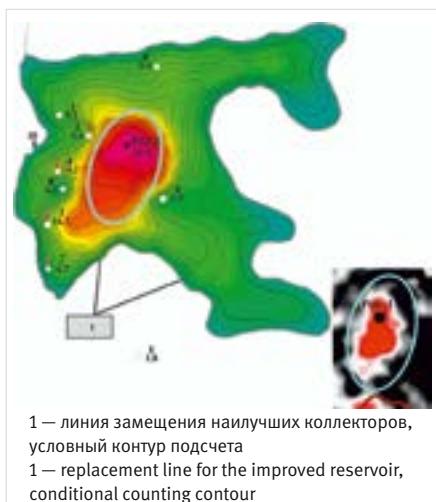


Рис. 15. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с местоположением рекомендуемой скважины [2]
Fig. 15. The effective oil-saturated thicknesses map with the location of the recommended well [2]

Итоги

В статье представлены идеи, развивающие новое научное направление в нефтегазовой геологии — теорию и методы оценки элементов «наилучших» природных резервуаров по данным геофизических методов. Это позволяет оценивать риски бурения на базе выделения, картирования истинных и ложных покрышек и количественного прогноза высокоемких коллекторов с максимальными эффективными толщинами.

Выводы

В результате применения нового комплекса критериев на эталонном участке работ: установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров со своими флюидоупорами; выполнен прогноз подсчетных параметров залежи. Все это позволило скорректировать и оптимизировать программу ГРР на участке с учетом рисков бурения.

Литература

- Хитров А.М.и др. Отчет о научно-исследовательской работе «Научные основы прогнозирования разномасштабных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах // ИПНГ РАН. Москва. 2006.
- Колоколова И.В., Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. Планирование бурения на основе новых подходов к выделению и картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации ГИС и сейморазведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. №8. С. 51–56.
- Данилова Е.М., Колоколова И.В., Коновалова И.Н. О картировании высокоемких природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской НГП // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. №4. URL: http://oilgasjournal.ru/issue_27/danilova-kolokolova.html.
- Колоколова И.В., Данилова Е.М., Попова М.Н. Прогноз эффективных нефтенасыщенных толщин в карбонатных отложениях на основе новых подходов к картированию природных резервуаров // Конференция «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии». Казань, 2–3 сентября 2020 г.

Results

The article presents ideas that develop a new scientific direction in oil and gas geology – the theory and methods of assessing the elements of the "best" natural reservoirs according to geophysical methods. This makes it possible to assess drilling risks based on identification, mapping of true and false seals, and quantitative prediction of high-capacity reservoirs with maximum net pay.

Conclusions

As a result of the application of new criteria at the reference site of work: the presence of several isolated local natural reservoirs with their own seals was established; a forecast of the calculated parameters of the reservoir was made. All this made it possible to adjust and optimize the geological exploration program in the area, taking into account the risks of drilling.

References

1. Khitrov A.M. et al. Report on the research work "Scientific bases for forecasting oil and gas fields of different scales in sedimentary basins". IOG RAS, Moscow, 2006.
2. Kolokolova I.V., Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. Planing of drilling operations based on new approaches to identification and mapping of hydrocarbon reservoirs elements based on complex interpretation of GIS and seismic survey data. *Geology, geophysics and oil and gas deposits exploitation*, 2020, issue 8. (In Russ.).
3. Danilova E.M., Kolokolova I.V., Konovalova I. N. On the mapping of high-capacity natural reservoirs in the Upper Devonian reef sediments of the Timan-Pechora oil and gas complex. *Actual problems of oil and gas*, 2019, issue 4. URL: <http://oilgasjournal.ru/> issue_27/danilova-kolokolova.html (In Russ.).
4. Kolokolova I.V., Danilova E.M., Popova M.N. The forecast of the effective oil and gas depths in carbonate sediments on the basis of new methods of natural reservoirs mapping. The data of the international academic and research conference "On new paradigm of oil and gas geology evolution". Kazan, 2020, September 2–3 (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Колоколова Ирина Владимировна, научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия.

Для контактов: ipngkolokolova@yandex.ru

Попова Марина Николаевна, старший научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия.

Kolokolova Irina Vladimirovna, researcher, Laboratory of Resource Base of the Oil and Gas Complex, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IOG RAS), Moscow, Russia.

Corresponding author: ipngkolokolova@yandex.ru

Popova Marina Nikolaevna, Senior Researcher, Laboratory of Resource Base of the Oil and Gas Complex, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IOG RAS), Moscow, Russia.



**Литье легированных сталей,
бронза и спецсплавов (Ni, Co)
Механическая обработка (ЦПУ)
Быстрое прототипирование**

**Прецизионное
литье по
выплавляемым
моделям
с 1981-ого года**



**МАДЯРМЕТ КФТ. • MAGYARMET Kft.
Kanizsai u. 12., 2060 Bicske, Венгрия
+36 22 566 337 • proposal@magyarmet.hu
www.magyarmet.com**

Титан для нефтегазовой отрасли, крупные проектные решения с применением титана в аппаратурном оформлении

ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», являясь крупнейшим в России вертикально интегрированным производителем титановых полуфабрикатов, осуществляет поставки всех видов продукции (листы, плиты, прутки, трубы, поковки, штамповки) предприятиям нефтехимического и атомного машиностроения, трубной продукции для целей нефте- и газоразведки и последующей добычи. За последние пять лет ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» в качестве изготовителя теплообменного и емкостного оборудования участвовало в ряде стратегически важных для Российской Федерации проектах, направленных на энергетическую безопасность страны.

Титан для «Газпрома»

В 2016–2017 гг. ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» было сконструировано и изготовлено по техническому заданию АО «СвердНИИхиммаш» оборудование для оснащения технологической линии солезавода в Калининградской области общим объемом более 150 т.

Многоцелевой проект строительства подземных хранилищ газа (ПХГ) в Калининградской области стартовал в 2015 г., в результате реализации проекта «Газпром» получил природные резервуары для хранения природного газа в самой западной точке РФ и обеспечил энергонезависимость данного региона, а также обеспечил регион собственным производством поваренной соли и строительного гипса — это побочные продукты при размывке каверн. Оборудование по подготовке товарной соли выполнено из титановых сплавов, так как именно данный материал обеспечивает высокую коррозионную стойкость, гарантированный срок эксплуатации и экологическую безопасность данного производства.

Титан для переработки нефтехимии

В 2017 г. ПАО Корпорация «ВСМПО-АВИСМА» приняло участие в реализации проекта на развитие глубокой переработки побочных продуктов нефтегазодобычи Западной Сибири, в том числе попутного нефтяного газа (ПНГ) в полиолефины. Новый комплекс позволит вовлечь в полезную переработку до 22,4 млрд м³ ПНГ, тем самым предотвращая его сжигание на месторождениях и выбросы загрязняющих веществ в объеме 40 млн т в год с получением высокоценного продукта с высокой рыночной стоимостью.

Установка производительностью 150 м³ в час станет ключевым узлом замкнутого водооборотного цикла «ЗапСибНефтехима» и предназначена для переработки загрязненных стоков основного технологического производства завода. Установка состоит из комплекса предварительной очистки, а также трех вакуум-выпарных линий. Две линии будут находиться в эксплуатации, а одна останется в резерве. Использование выпарных установок позволяет достаточно эффективно очищать стоки от содержащихся в них соединений и получать обессоленную воду требуемого качества и влажный осадок солей. Установка, разработанная АО «СвердНИИхиммаш», встанет в единый комплекс (замкнутый цикл) применяемых



на объекте технологий компаний Linde AG, LyondellBasell и Ineos, обеспечивающих современный уровень безопасности, экологичности и автоматизации объекта.

Титан для добычи нефти и газа на шельфе

ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» активно участвовало в строительстве МЛСП «Приразломное». С 2013 г. МЛСП начала свою трудовую деятельность в сложных условиях арктического шельфа и продолжает сотрудничество с ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», которое в течение 2016–2019 гг. выполнило модернизацию и замену части узлов трубопроводной обвязки и корпуса установки тонкой очистки.

Все вышеуказанные проекты объединяет одно общее и значимое требование, определяющее применение титана в качестве конструкционного материала, — это гарантированное обеспечение длительного периода эксплуатации вспомогательных систем, который сопоставим с рабочим ресурсом головного оборудования.

Такие проектные решения указывают на зрелый и мудрый подход инженерных и эксплуатирующих организаций и направлены на максимальную эффективность на весь жизненный цикл производства.

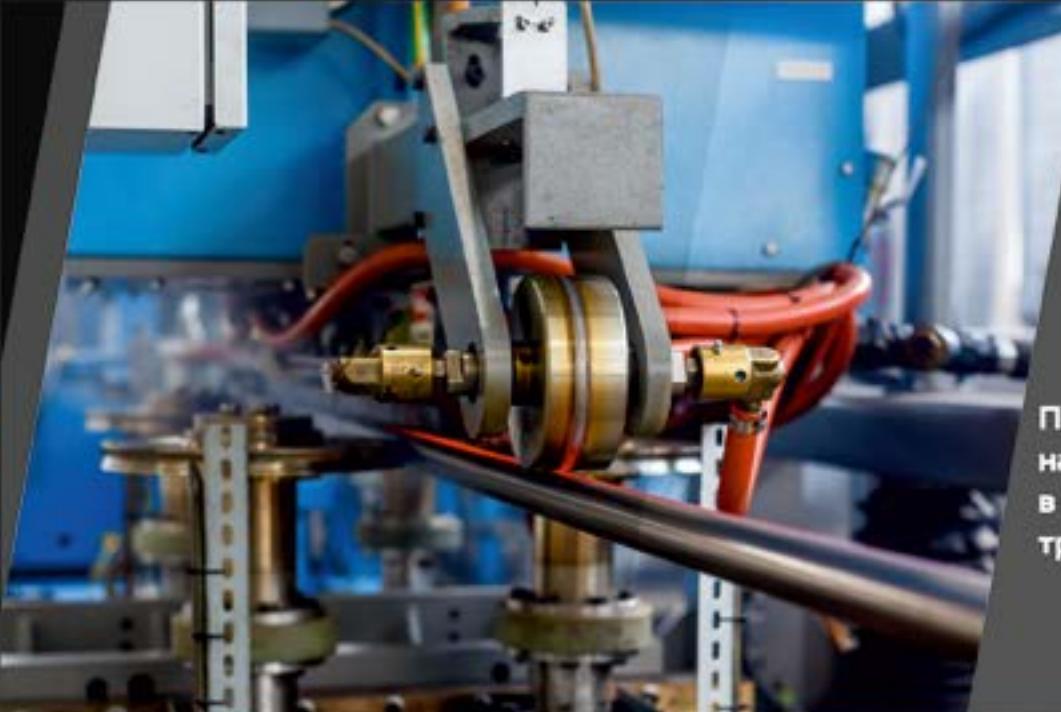
Корпорация, которая не только производит титановые полуфабрикаты, но и

является разработчиком ряда новых титановых сплавов с уникальными эксплуатационными характеристиками, готова предложить свои научные и производственные достижения, а также совместно с ведущими материаловедческими, проектными, эксплуатирующими организациями в области нефтегазодобывающей отрасли участвовать как в программе импортозамещения, так и в создании новых прорывных технических решений подобно тем, что сегодня созданы при участии ВСМПО в авиастроении, двигателестроении, кораблестроении, атомном машиностроении.



**Менеджеры ПАО
«Корпорация ВСМПО-АВИСМА»
всегда готовы
к сотрудничеству.
Все интересующие вопросы
можно задать по телефонам:**

+7 (34345) 6-29-12
+7 (34345) 6-00-37



ESTM

Производство гибких
насосно-компрессорных труб
в России в соответствии с
требованиями API Q1 и API 5ST



С каждым днём нам доверяют
всё больше профессионалов
в России и мире

office@estm-tula.com
estm-tula.com



Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти

Рошин П.В.¹, Никитин А.В.¹, Смирнов Е.А.², Кожин В.Н.¹, Пчела К.В.¹, Киреев И.И.¹, Демин С.В.¹, Манасян А.Э.², Амиров А.А.², Воробьев С.В.³

¹ООО «СамараНИПиНефть», ²АО «Самаранефтегаз», ³ЧОУ ДПО «МИПО»

snipioil@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В публикации представлена информация об испытании и обосновании технологии гидромониторного воздействия кислотным составом с предварительной закачкой растворителя на месторождениях высоковязкой нефти с целью интенсификации добычи. Отмечены результаты применения технологии комплексной гидромониторной обработки (КГО) призабойной зоны пласта на пяти добывающих скважинах с нефтью повышенной и высокой вязкости АО «Самаранефтегаз». На момент публикации данной работы дополнительная добыча нефти от проведенных операций превысила 2 000 тонн. В работе приводится инфографика по увеличению количества скважин с высоковязкой нефтью на объектах АО «Самаранефтегаз» в Самарской области. Для объектов с нефтями повышенной и высокой вязкости АО «Самаранефтегаз» установлено, что предварительная закачка заранее подобранным углеводородного реагента-растворителя позволит значительно повысить эффект от кислотной обработки призабойной зоны пласта на месторождениях.

Материалы и методы

Обоснование и выбор химических реагентов на основании условий применения в карбонатных коллекторах с высоковязкими нефтями, применение гидромониторной насадки на НКТ, комплексное физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта, анализ данных работы скважин.

Ключевые слова

комплексная гидромониторная обработка, интенсификация добычи, высоковязкая нефть, кислотная обработка, призабойная зона, трудноизвлекаемые запасы, борьба с осложнениями

Для цитирования

Рошин П.В., Никитин А.В., Смирнов Е.А., Кожин В.Н., Пчела К.В., Киреев И.И., Демин С.В., Манасян А.Э., Амиров А.А., Воробьев С.В. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 36–41. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10100

Поступила в редакцию: 10.09.2020

MINING

UDC 622.276 | Original Paper

Grounds to apply complex process of bottomhole hydro-jetting effect at the fields with heavy oil

Roschin P.V.¹, Nikitin A.V.¹, Smirnov E.A², Kozhin V.N.¹, Pchela K.V.¹, Kireev I.I.¹, Demin S.V.¹, Manasyan A.E.², Amirov A.A.², Vorobyov S.V.³
¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegas” JSC, ³“MIPO” CHOU DPO
 snipioil@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper provides the information on the grounds and tests the process of acid composition hydro-jetting effect with pre-injection of solvent at heavy oil fields with the purpose to stimulate production.

The paper also contains the results of complex hydro-jetting (CHJ) BH treatment process at 5 producing wells of “Samaraneftegas” JSC with heavy oil. As of the day of this publication the incremental oil production exceeded 2 000 tons as a result of these operations. The authors provide the infographics on increasing the number of wells with heavy oil at the objects of “Samaraneftegas” JSC in Samara Region. For objects that contain heavy oil at the objects of “Samaraneftegas” JSC it was found that pre-injection of a pre-selected hydrocarbon reagent/solvent will significantly increase the effect of BH acid treatment at the oil fields.

Materials and methods:

Justification and selection of chemical reagents based on the conditions of use in carbonate reservoirs with heavy oils, the use of hydrojet nozzle on tubing, complex physicochemical treatment of the bottomhole formation zone, analysis of well performance data

Keywords

complex hydro-jetting treatment, production stimulation, heavy oil, acid treatment, bottomhole zone, hard-to-recover reserves, well complication control

For citation

Roschin P.V., Nikitin A.V., Smirnov E.A., Kozhin V.N., Pchela K.V., Kireev I.I., Demin S.V., Manasyan A.E., Amirov A.A., Vorobyov S.V. Grounds to apply complex process of bottomhole hydro-jetting effect at the fields with heavy oil. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 36–41 (In Russ.).
 DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10100

Received: 10.09.2020

Ввиду истощения запасов легкой маловязкой нефти в традиционных коллекторах на территории старых нефтегазоносных провинций (например, Волго-Уральской), добывающие компании всё большее внимание уделяют восполнению запасов за счет вовлечения в разработку объектов с высоковязкими нефтями (ВВН), природными битумами, а также с низкопроницаемыми коллекторами. Хорошо развитая инфраструктура, наличие сети всесезонных дорог позволяют сократить расходы на разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Согласно отчету Счетной палаты Российской Федерации, доля льготируемой добычи нефти будет стабильно увеличиваться и достигнет 90 % к 2036 г. [8]. Однако для получения существенного экономического эффекта на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами необходимы вложения в развитие эффективных технологий для всех этапов производственного процесса: от скважины и системы сбора и подготовки продукции до трубопроводного транспорта.

Наиболее сложной задачей является эффективное извлечение углеводородов из продуктивных пластов на объектах с трудноизвлекаемыми запасами. Например, высоковязкая нефть зачастую обладает выраженными неньютоновскими свойствами, затрудняющими ее добычу и транспортировку [3, 5, 10, 14, 16]. Кроме того, высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов в составе высоковязкой нефти является основной причиной быстрого формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта (ПЗП), внутрискважинном и наземном оборудовании, промысловых трубопроводах [15, 17, 18]. Низкая проницаемость породы призабойной зоны продуктивного пласта-коллектора также может являться причиной низких дебитов добывающих скважин, в том числе в сложных трещинно-поровых коллекторах [1, 2].

Целью данной работы является выбор и обоснование комплексной технологии воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти для интенсификации добычи.

Значительный вклад в область изучения методов интенсификации добычи нефти внесли: А.А. Аббасов, В.А. Амиян, Г.И. Баренблatt, Ю.Е. Батурина, А.А. Боксерман, Г.Г. Вахитов, И.М. Галлямов, С.А. Жданов, Земцов Ю.В., Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т.,

Мирзаджанзаде А.Х., Поддубный Ю.А., Рузин Л.М., Сергиенко В.Н., Сучков Б.М., Саттаров М.М., Блажевич В.А., Хисамутдинов Н.И., Ягафаров А.К. и др.

Одной из важнейших задач при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях высоковязкой нефти является борьба с различными видами загрязнения призабойной зоны пласта. В процессе подготовки данной работы были собраны и проанализированы данные по осложнениям в процессе скважинной добычи нефти на объектах высоковязкой нефти АО «Самаранефтегаз» (рис. 1).

Установлено, что доля скважин, осложненных АСПО на объектах ВВН АО «Самаранефтегаз», возрастает. Таким образом, борьба с повреждением призабойной зоны продуктивного пласта АСПО также является актуальной задачей.

Для выбора и обоснования технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз» были выдвинуты следующие критерии. Во-первых, при применении технологии должна происходить очистка призабойной зоны пласта добывающих скважин от мехпримесей, органических и неорганических отложений [12]. Во-вторых, после проведения обработки должна увеличиваться проницаемость горной породы в призабойной зоне пласта для увеличения притока нефти. Кроме того, технология не должна быть дорогой и сложной по применению в условиях текущей ситуации на рынках энергоносителей.

Для интенсификации добычи легкой маловязкой нефти в АО «Самаранефтегаз» применяются различные виды обработок призабойной зоны пласта. Среди них высокую эффективность показала технология гидромониторного воздействия кислотными составами. Были проведены обработки скважин на таких объектах, как Кулешовское (пласты А0, С3-1), Покровское (пласт В3) месторождения. Успешность работ составила 100 %. В 2017 г. объем накопленной добычи нефти составил 2161 т на 1 скважину (10 805 т по 5 скважинам) [4].

ООО «СамараНИПИнефть» был рассмотрен положительный опыт применения гидромониторных обработок на объектах с легкой маловязкой нефтью. Однако проведенными лабораторными исследованиями было установлено, что обработка призабойной зоны пласта на объектах с высоковязкой нефтью

только кислотным составом может привести к осложнениям и ухудшению работы скважин ввиду образования стойких вязких эмульсий и органических отложений в прискважинной зоне.

Для объектов с высоковязкой нефтью АО «Самаранефтегаз» было установлено, что применение предварительно подобранныго углеводородного реагента-растворителя позволяет очистить поверхность пор породы призабойной зоны пласта от органических отложений для обеспечения более полной реакции кислотного состава (КС), повысить эффективность освоения скважины после кислотной обработки (КО) за счет эффективного разделения эмульсии «кислотный состав – высоковязкая нефть» [9, 13]. Если флюиды совместимы друг с другом, то на поверхности сита при тестировании составов в лабораторных условиях не должно оставаться осадков. При добавлении подходящего реагента-растворителя такие проблемы не возникают (рис. 3). Для проведения работ подрядной организацией использовался реагент-растворитель, соответствующий требованиям ПАО НК «Роснефть».



Рис. 3. Влияние добавления углеводородного реагента-растворителя на эффективность разделения эмульсии «кислотный состав – нефть» (пример) [13]
Fig. 3. Effect of adding hydrocarbon reagent-solvent upon the separation efficiency of "acid composition – oil" emulsion (example) [13]

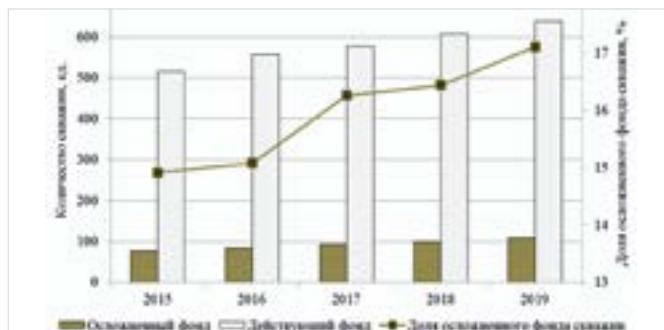


Рис. 1. Рост количества скважин на объектах с высоковязкой нефтью (> 30 мПа·с), осложненных АСПО в АО «Самаранефтегаз»
Fig. 1. Increase in number of wells at “Samaraneftegaz” JSC facilities with heavy oil (> 30 mPa·s) complicated by asphaltene, resin and paraffin deposits

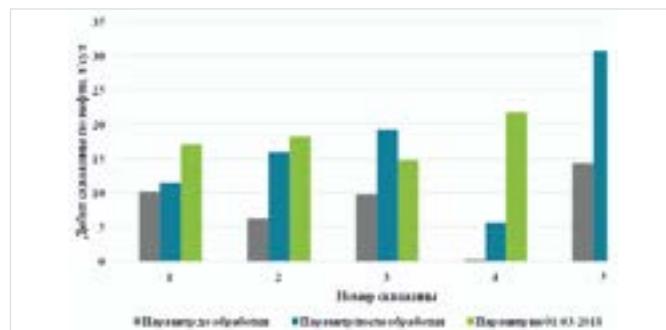


Рис. 2. Дебиты скважин по нефти до и после проведения гидромониторной обработки пласта кислотными составами на месторождениях маловязкой нефти АО «Самаранефтегаз» [4]
Fig. 2. Oil production by wells prior and after hydro-jetting reservoir treatment with acid compositions at low-viscosity oil fields of “Samaraneftegaz” JSC [4]

На основе проведенных исследований был сформирован концепт технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением гидромониторного оборудования: последовательная закачка растворителя и КС через специальную насадку с последующим освоением скважины путем свабирования. Предложенная технология отвечает ряду указанных выше требований: возможность применения как для очистки призабойной зоны пласта, так и для повышения проницаемости пласта-коллектора; простота применения с использованием стандартной промысловой техники; невысокая стоимость проведения операции на скважине.

Гидромонитор представляет собой насадку для установки на насосно-компрессорные или гибкие насосно-компрессорные трубы (НКТ/ГНКТ), состоит из нескольких секций корпуса, в которых выполнены боковые отверстия под установку цилиндрических камер предварительного закручивания потока с тангенциальными входными каналами во втулке и мониторную камеру. Тангенциальные каналы камер имеют одинаковое направление. Камеры снабжены эжекционным узлом, выполненным в виде концевых сопел, направленных в сторону стенки скважины. При истечении жидкости через гидромониторную насадку также возникают пульсации потока. В процессе обработки призабойной зоны пласта с использованием насосных

агрегатов имеется возможность регулирования напорных характеристик и расхода с помощью устанавливаемых в корпус гидромонитора втулок с отверстиями различного проходного сечения и создания размывающей силы в диапазоне от 250 до 50 кН на 1 м² как при расходе в 12,2 л/с, так и при расходе в 18,3 л/с [4]. При этом создаваемое давление на забое скважины при обработке призабойной зоны пласта с использованием гидромонитора ниже, чем при обработке призабойной зоны (ОПЗ) со стандартной насадкой на НКТ типа «воронка», из-за потерь на гидравлическое сопротивление при истечении жидкости через гидромонитор.

Одним из преимуществ такого оборудования является отсутствие движущихся частей. В транспортном положении гидромониторная насадка укладывается в специальный кейс и может перевозиться любым видом транспорта. Масса оборудования при транспортировке – не более 26 кг.

В ряде работ отмечается, что воздействие на призабойную зону пласта волновыми технологиями оказывает положительный эффект на последующую добычу нефти [6, 7, 11, 16].

Комплексная гидромониторная обработка призабойной зоны продуктивного пласта, содержащего высоковязкую нефть, производится по следующим этапам:

- Подготовительные работы – подъем насосного оборудования и промывка скважины.
- Спуск гидромонитора на колонне НКТ до целевого перфорированного интервала.
- Закачка оторочки углеводородного реагента-растворителя.
- Закачка кислотного состава.
- Продавка кислотного состава в пласт буферной жидкостью и подготовка к освоению скважины.
- Освоение скважины, например, свабированием (возможно без подъема НКТ с гидромониторной насадкой).

На момент подготовки данной работы проведено 5 обработок на добывающих скважинах АО «Самаранефтегаз».

В январе 2020 г. была проведена обработка скважины, пробуренной на пласт МЧ5 Обошинского месторождения. Пласт представлен карбонатным коллектором, сложен известняками с редкими просло-

ями доломитов. Температура коллектора 14,24 °C, давление 6,3 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 2,5 м, проницаемость 0,037 мкм², пористость 0,2 д-ед. Плотность пластовой нефти 0,887 г/см³, давление насыщения нефти газом 0,82 МПа, газосодержание 5,93 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 57,17 мПа·с. После ступенчатого разгазирования плотность нефти 0,892 г/см³, газосодержание 5,6 м³/т, объемный коэффициент 1,006, динамическая вязкость разгазированной нефти 61,91 мПа·с. Массовое содержание в нефти серы 2,66 %, смол 7,38 %, парафинов 3,7 %, асфальтенов 3,7 %.

В результате обработки среднесуточный прирост добычи составил 7,7 т/сутки по нефти. Обводненность скважинной продукции снизилась на 12,8 % (рис. 6).

Вторая обработка была проведена на Гнездинском месторождении. Пласт В1 представлен карбонатным коллектором с температурой 33 °C, пластовым давлением 14,22 МПа. Нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м, проницаемость 0,014 мкм², пористость 0,12 д-ед. Нефть пласта характеризуется следующими параметрами: плотность пластовой нефти – 895,0 кг/м³ (тяжелая), давление насыщения нефти газом – 3,02 МПа, газосодержание при однократном разгазировании – 10,2 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти при 33 °C – 42 мПа·с (высоковязкая). После расчета дифференциального разгазирования: плотность нефти составила 904,0 кг/м³ (битуминозная), газосодержание – 8,14 м³/т, объемный коэффициент – 1,021, динамическая вязкость разгазированной нефти – 176,54 мПа·с. Массовое содержание в нефти серы 3,77 %, смол 12 %, парафинов 4,4 %, асфальтенов 8 %.

По итогу обработки удалось получить прирост добычи 10,5 т/сутки по нефти. Обводненность скважинной продукции снизилась на 32,9 % и составила 14 % (рис. 7).

В феврале 2020 г. была проведена обработка скважины пласта В1, Якушинского месторождения. Коллекторы пласта В1 представлены карбонатными породами: в основном органогенными известняками, в подшве плотными, пелитоморфными, трещиноватыми и редкими прослоями доломитов. Температура коллектора 26 °C, давление 21,4 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 9 м, проницаемость



Рис. 4. Демонстрация работы гидромонитора на дневной поверхности. Производится подача пресной воды с использованием насосного агрегата СИН-32
Fig. 4. Demonstration of hydro-jetting operation at the daytime surface.
Fresh water is supplied by SIN-32 pumping unit

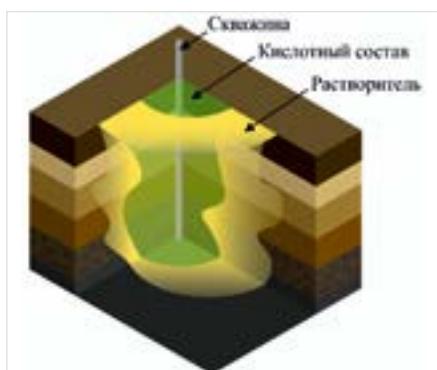


Рис. 5. Расположение оторочек растворителя и кислотного состава при их последовательной закачке в процессе проведения обработки призабойной зоны пласта с высоковязкой нефтью
Fig. 5. Location of solvent rims and acid composition during their sequential injection to treat bottomhole reservoir zone with heavy oil

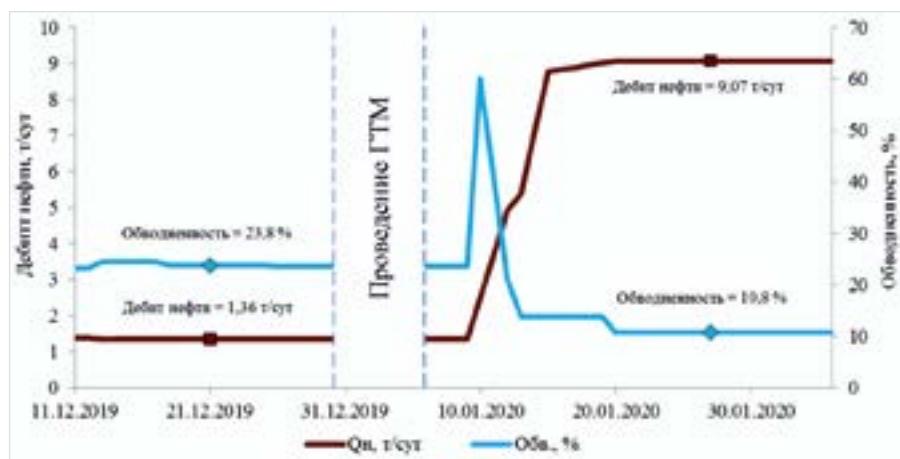


Рис. 6. Параметры работы скважины Обошинского месторождения (пласт МЧ5) до и после обработки
Fig. 6. Parameters of well operation at Oboshinskoye field (MCh5 deposit) prior to and after treatment

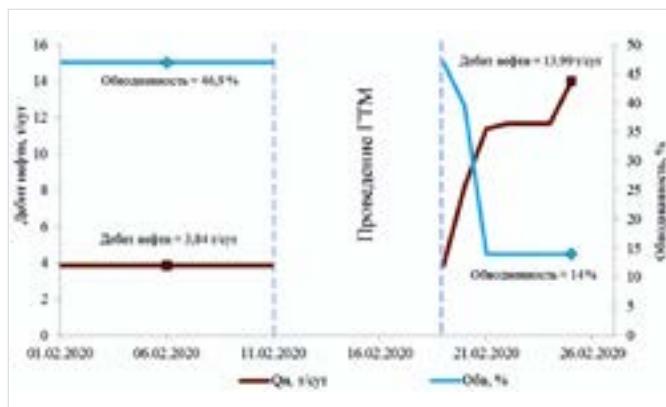


Рис. 7. Параметры работы скважины Гнездинского месторождения до и после обработки
Fig. 7. Parameters of well operation at Gnezdinskoye field prior to and after treatment

0,029 мкм², пористость 0,106 д. ед. Плотность пластовой нефти 0,877 г/см³, давление насыщения нефти газом 3,66 МПа, газосодержание 16,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 21,4 мПа·с. После ступенчатого разгазирования плотность нефти 0,8904 г/см³, газосодержание 16,9 м³/т, объемный коэффициент 1,040, динамическая вязкость разгазированной нефти 71,28 мПа·с. По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,35 %), высокосмолистая (15,67 %), парафиновая (4,16 %).

В результате обработки удалось получить среднесуточный прирост добычи 6,9 т/сутки по нефти. Обводненность скважинной продукции снизилась до 28 % (рис. 8).

В апреле 2020 г. была проведена обработка скважины пласта Дл Карабикуловского месторождения. Продуктивный пласт представлен карбонатным коллектором, сложен известняками с редкими прослойями доломитов. Температура пласта 25 °C, пластовое давление 11,76 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 4,3 м, проницаемость 0,032 мкм², пористость 0,105 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях 0,891 г/см³, давление насыщения нефти газом 4,75 МПа, газосодержание 17,17 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 51,98 мПа·с. После расчета дифференциального разгазирования плотность нефти составила 911,0 кг/м³ (битуминозная),

газосодержание – 14,59 м³/т, объемный коэффициент – 1,041. Динамическая вязкость разгазированной нефти – 116,41 мПа·с. Массовое содержание в нефти серы 2,7 %, смол и асфальтенов 16,38 %, парафинов 4,6 %.

В результате обработки удалось получить среднесуточный прирост добычи 4,87 т/сутки по нефти (рис. 9).

В мае 2020 г. была проведена обработка пласта А3 Озеркинского месторождения. Залежь пласта А3 приурочена к нижней части верейского горизонта, представлена известняками органогенными и органогенно-обломочными, трещиноватыми, иногда кавернозными, переслаивающимися с глинами и глинистыми известняками. Коллекторами нефти служат прослои пористых, проницаемых известняков. Температура пласта 20 °C, пластовое давление 12 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 4,1 м, проницаемость 0,258 мкм², пористость 0,14 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях 0,922 г/см³, давление насыщения нефти газом 1,83 МПа, газосодержание 2,24 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 260,1 мПа·с. После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 0,926 г/см³, газовый фактор – 2,24 м³/т, объемный коэффициент 1,007.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы

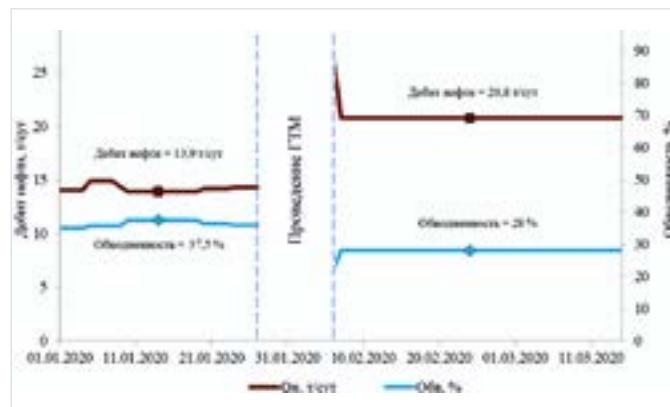


Рис. 8. Параметры работы скважины Якушинского месторождения до и после обработки
Fig. 8. Parameters of well operation at Yakushkinskoye field prior to and after treatment

– 3,24%), парафинистая (5,45 %), высокосмолистая (25,99 %). Температура застывания нефти: -14 °C.

Среднесуточный прирост добычи нефти после обработки составил 3 т/сутки (рис. 10).

В таблице 1 представлены краткие характеристики пластов-коллекторов, а также данные по дебитам добывающих скважин до и после комплексной гидромониторной обработки.

Как видно из представленных данных, наибольшая дополнительная добыча нефти (более 1000 т, с февраля по июнь 2020 г.) была получена на скважине, пробуренной на пласт В1 Гнездинского месторождения (таб. 1). Такое распределение дополнительной добычи нефти по скважинам также связано с графиком проведения ОПЗ.

Итоги

Предложенная и обоснованная технология комплексной гидромониторной обработки пласта показала свою эффективность на всех обработанных объектах с нефтью повышенной и высокой вязкости.

Выводы

1. Выполнен сбор и анализ данных по осложнениям в процессах скважинной добычи высоковязкой нефти АО «Самаранефтегаз». Установлено, что происходит постепенное

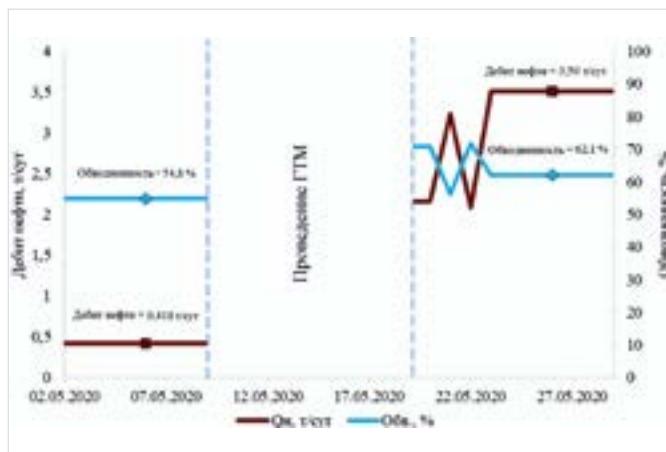


Рис. 9. Параметры работы скважины Карабикуловского месторождения до и после обработки
Fig. 9. Parameters of well operation at Karabikulovskoye field prior to and after treatment

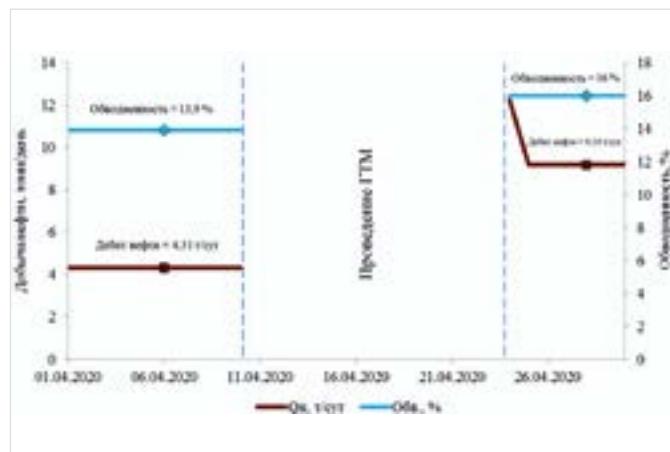


Рис. 10. Параметры работы скважины Озеркинского месторождения до и после обработки
Fig. 10. Parameters of well operation at Ozerkinskoye field prior to and after treatment

Таб. 1. Объекты и результаты проведенных комплексных гидромониторных обработок ПЗП
Tab. 1. Objects and results of complex BH zone hydro-jetting treatments

№	Дата	Месторождение	Пласт	Пласт. темп., °C	Вязкость в пласте усл., мПа·с	Прониц. пласта ·10 ³ , мкм ²	Дебит скв. по нефти, т/сут		Накопленная доп. добыча по нефти, т. на начало июня, с начала 2020 г.
							до ГТМ	после	
1	01.2020	Обошинское	МЧ5	14	57,2	37	1,4	9,1	745,42
2	02.2020	Гнездинское	В1	33	42	14,5	3,8	13,9	1037,83
3	02.2020	Якуштинское	В1	26	21,4	8,7	14,26	20,76	155,62
4	04.2020	Карабикуловское	Дл	24,7	51,98	32	4,31	9,18	44,17
5	05.2020	Озеркинское	А3	20	260,1	258	0,419	3,5	53,9
Суммарная доп. добыча нефти с начала 2020 г., тонн									2036,94
Средняя текущая доп. добыча нефти на 1 скв., тонн									407,39

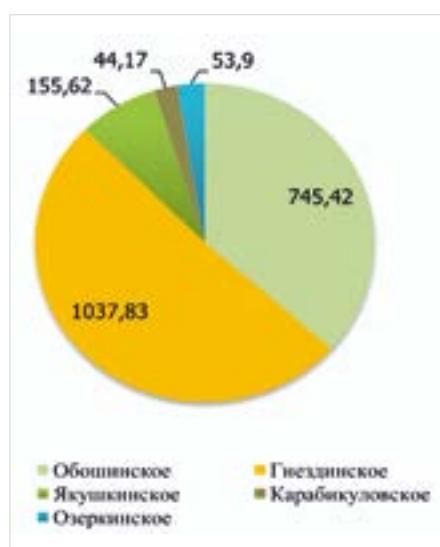


Рис. 11. Распределение дополнительной добычи нефти по обработанным добывающим скважинам
Fig. 11. Distribution of incremental oil production by treated production wells

увеличение количества скважин на объектах с высоковязкой нефтью (>30 мПа·с), осложненных АСПО в АО «Самаранефтегаз». Таким образом, обоснована необходимость применения комплексных технологий интенсификации добычи высоковязкой нефти для одновременного удаления АСПО и воздействия на породу пласта-коллектора.
2. Согласно проведенным лабораторным испытаниям, установлено, что применение реагента-растворителя при кислотной обработке при закачке оторочкой позволяет предупредить осложнения в виде образования стойких кислых водонефтяных эмульсий, формирования АСПО в призабойной зоне пласта и улучшить взаимодействие кислотного состава с породой.
3. Проведенные комплексные гидромониторные обработки призабойной зоны пласта на месторождениях высоковязкой нефти и нефти повышенной вязкости растворителем и кислотным составом позволили получить среднюю дополнительную добычу по нефти более 400 тонн на одну скважину за 6 месяцев. Общая дополнительная добыча нефти превысила 2000 тонн.
4. В процессе проведения обработок на объектах АО «Самаранефтегаз» обоснованная технология комплексной гидромониторной

обработки подтвердила соответствие выдвинутым требованиям: простота применения с использованием стандартного промыслового оборудования для ОПЗ, использование доступных химических реагентов, высокая эффективность. Авторами публикации запланированы дальнейшие работы по данному направлению.

Литература

- Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях: Диссертация. Тюмень. 2004.
- Гилаев Г.Г., Пустовой П.А., Захарченко Е.И., Стрельцова Ю.Г., Кусов Г.В. Выбор очередности и времени проведения геолого-технических мероприятий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 31–33.
- Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
- Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Козлов С.А., Ртищев А.В., Кожин В.Н., Кавтасыкян А.Н., Воробьев С.В. Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 71–76.
- Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В. Экспериментальные исследования реологических сложной нефти месторождений Самарской области // Нефтепромысловое дело. 2017. № 2. С. 31–38.
- Каракетов А.В. Совершенствование установки ударного внутристеклянного виброСейсмического воздействия на залежь: Автореферат. Уфа. 2017. 24 с.
- Манасян А.Э. Исследование и разработка комплексной волновой технологии увеличения текущей нефtedобычи (на примере Обошинского месторождения Самарской области). Тюмень, 2015. 22 с.
- Мень М.А., Каульбарс А.А. Отчет о результатах экспериментально-аналитического мероприятия «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015–2019 годах». URL: <http://audit.gov.ru/upload/iblock/b99/b998773313b87e724ed09f287754d180.pdf>
- Никитин А.В., Рощин П.В., Кожин В.Н., Демин С.В., Киреев И.И., Пчела К.В., Стручков И.А., Литвин А.Т. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации
- добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5. С. 35–39.
- Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неильтоновской нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 221 с.
- Омельянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 2014. № 11. С. 19–23.
- Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1. С. 7–10.
- Рощин П.В., Киреев И.И., Демин С.В. Интенсификация добычи высоковязкой нефти // Neftgaz.RU. 2020. № 4. С. 88–91. URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovyzkoy-nefti/>
- Рощин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефей месторождений Самарской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.
- Стручков И.А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ. Самара. 2016.
- Шульев Ю.В., Бекетов С.Б., Дмитриади Ю.К. Технология волнового воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации притока углеводородов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2006. № 6. С. 388–394.
- Ali M. A. et al. The effect of asphaltene precipitation on carbonate-rock permeability: an experimental and numerical approach. SPE production & facilities. 1998. Vol. 13, issue 3, P. 178–183.
- Dusseault M.B. Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands. Canadian International Petroleum Conference. Canada, Alberta, Calgary, 2001, P. 1–20.

добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5. С. 35–39.

Results

The proposed and substantiated technology of complex hydro-jetting treatment of the formation has shown its effectiveness at all treated objects with heavy oil fields.

Conclusions

1. The authors have performed data pick-up and analysis on complications in the processes of downhole high-viscous oil production at the fields of "Samaraneftegas" JSC. It was found that there is a gradual increase in the number of wells at sites with high-viscous oil ($>30 \text{ mPa s}$) complicated by asphaltene, resin and paraffin deposits in "Samaraneftegas" JSC. Thus, the necessity of using complex technologies to stimulate high-viscous oil production with simultaneous removal of asphaltene, resin and paraffin deposits and its impact upon the formation rock is justified.

2. According to lab tests it was found that the use of solvent-reagent

during acid treatment in combination with rim injection can prevent complications in a form making stable acidic water-oil emulsions, formation of AWP depositions in BH formation zone thus improving the interaction of the acid composition with the rock.

3. Complex hydro-jet treatment of BH formation zone of the fields that have high-viscous and super-viscous oil by a solvent and acid composition had allowed to obtain the incremental oil production that exceeded in average 400 tons per well during a period of 6 months. Total incremental oil production exceeded 2000 tons.
4. In the course treatment performed at the facilities of "Samaraneftegas" JSC the proven technology of complex hydro-jetting confirmed its compliance with the requirements: ease in applying standard field equipment for bottomhole treatments, use of available chemical reagents, high efficiency. The authors of the paper have the plan for further operations in this area.

References

1. Gilaev G.G. Designing the theory and practice to operate hard-to-recover hydrocarbon reserves in challenging fields. Tyumen, 2004 (In Russ).
2. Gilaev G.G., Pustovoy P.A., Zakharchenko E.I., Streltsova Yu.G., Kusov G.V. Choosing the order and time of geological and technical events. Construction of oil and gas wells on-shore and off-shore. 2010, issue 9, P. 31–33 (In Russ).
3. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. Anomalous Oil. Moscow: Nedra, 1975, 168 p.
4. Elesin V.A., Latypov R.T., Kozlov S.A., Rtishev A.V., Kozhin V.N., Kavtaskin A.N., Vorobyov S.V. Experience in applying hydro-jetting technology at the production wells stock of "Samaraneftegas". Oil. Gas. Innovations, 2018, issue 12, P. 71–76 (In Russ).
5. Zinoviev A.M., Olkhovskaya V.A., Ilyin I.V. Experimental studies of rheologically challenging oil fields in Samara region (Russia). Oilfield business, 2017, issue 2, P. 31–38 (In Russ).
6. Karaketov A.V. Improving the operation of shock downhole vibro-seismic impact upon the deposit. Thesis, Ufa, 2017, 24 p. (In Russ).
7. Manasyan A.E. Research and development of complex wave technology to increase current oil production (at the example of Oboshinskoye field in Samara region).
8. Men M.A., Kaulbars A.A. Report on the results of the expert-analytical event "Analysis of 2015–2019 Mineral Resource Base Restoration in Russian Federation". (In Russ) URL: <http://audit.gov.ru/upload/iblock/b99/b998773313b87e724ed09f287754d180.pdf>.
9. Nikitin A.V., Roschin P.V., Kozhin V.N., Demin S.V., Kireev I.I., Pchela K.V., Struchkov I.A., Litvin A.T. Selection of complex acid treatment components for carbonate reservoirs to stimulate the production of high-viscous oil. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 5, P. 35–39 (In Russ).
10. Olkhovskaya V.A. Underground Hydro-Mechanics. Filtration of non-newtonian oil: Studies. Manual for university students. Moscow: VNIIOENG, 2011, 221 p. (In Russ).
11. Omelianuk M.V., Pakhlyan I.A. Improving the efficiency in developing and operating production wells through the use of pulse-shock, cavitation effects upon the near-well zone of productive formation. Oilfield Business, 2014, issue 11, P. 19–23 (In Russ).
12. Petrov I.A., Azamatov M.A., Rofa P.M. An integrated approach to the treatment of the bottomhole formation zone as a way to stimulate production. Georesursy, 2010, issue 1, P. 7–10 (In Russ).
13. Roschin P.V., Kireev I.I., Demin S.V. Stimulating high-viscous oil production. Neftegaz.
- RU, 2020, issue 4, P. 88–91 (In Russ). URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovyazkoy-nefti/>
14. Roschin P.V., Petukhov A.V., Vasquez Cardenas L.K., Nazarov A.D., Khromykh L.N. Study of rheological properties at high-viscous and high-paraffin oil fields in Samara region. Neftegazovaya geologiya. Theory and practice, 2013, Vol. 8, issue 1, 12 p. (In Russ).
15. Struchkov I.A. Substantiation of Technology to Prevent the Formation of Asphalt-Wax-Paraffin Deposits in wells by the use of surfactants. PhD thesis: 25.00.17/mineral and raw materials UN-t "Gorny". Samara, 2016. (In Russ).
16. Shuliev Yu.V., Beketov S.B., Dimitriadi Yu.K. Wave action technology in productive reservoir to stimulate the inflow of hydrocarbons. Mining information and analytical Bulletin, 2006, issue 6, P. 388–394 (In Russ).
17. Ali M. A. et al. The Effect of Asphaltene Precipitation on Carbonate-rock Permeability: Experimental and Numerical Approach. SPE production & facilities, 1998, Vol. 13, issue 3, P. 178–183.
18. Dusseault M.B. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Canadian International Petroleum Conference, Canada, Alberta, Calgary, 2001, P. 1–20.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рощин Павел Валерьевич, к.т.н., ГИП, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Для контактов: snipoil@samnipi.rosneft.ru

Никитин Александр Валерьевич, инженер 2 категории, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Смирнов Евгений Анатольевич, зам. начальника отдела, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, к.т.н., ген. директор, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Пчела Константин Васильевич, начальник отдела, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Киреев Иван Иванович, главный менеджер по ключевым проектам, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Демин Сергей Валерьевич, зам. ген. директора, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Манасян Артур Эдвардович, к.т.н., зам. ген. директора, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Амиров Альберт Азатович, начальник управления, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Воробьев Сергей Владимирович, к.т.н., ген. директор, ЧОУ ДПО «МИПО», Самара, Россия

Pavel V. Roschin, PhD, CPE, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Corresponding author: snipoil@samnipi.rosneft.ru

Alexander V. Nikitin, engineer of the 2nd category, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Evgeny A. Smirnov, deputy head of department, "Samaraneftegas" JSC, Samara, Russia

Vladimir N. Kozhin, PhD, general manager, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Konstantin V. Pchela, head of department, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Ivan I. Kireev, general manager for key projects, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Sergey V. Demin, deputy general director, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Artur E. Manasyan, PhD, deputy general director, "Samaraneftegas" JSC, Samara, Russia

Albert A. Amirov, head of department, "Samaraneftegas" JSC, Samara, Russia

Sergey V. Vorobyov, PhD, general manager, CHOU DPO "MIPO", Samara, Russia

Стенд для испытаний пакерного оборудования

Назначение

Для проведения гидравлических, пневматических, механических и температурных испытаний пакерного оборудования диаметром от 120 до 470 мм и длиной до 6000 мм по ГОСТ Р ИСО 14310-2014.

Основные функции

- создание и поддержание давления внутри пакерного оборудования с разных сторон;
- создание и поддержания внешнего давления снаружи пакерного оборудования в имитаторе обсадной колонны с обеих сторон;
- проведение испытаний давлением газа и жидкости;
- возможность механического нагружения пакера отдельно или во время испытаний тянущим/сжимающим усилиями до 200 тс, сжимающим – до 100 тс (возможность увеличения усилий по требованиям Заказчика);
- проведение температурных испытаний пакерного оборудования с нагревом до 250 °С во время испытаний давлением или механическим нагружением.



ГидроПневмоАгрегат

гидравлика и пневматика для решения сложных задач

В состав стенда входит следующее оборудование:

- Модульная испытательная бустерная пневматическая станция высокого давления для испытания газом (воздух, азот или иные инертные газы) давлением до 1 000 бар;
Система фильтрации газа на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с ручным приводом, линия продувки воздухом, контрольно-измерительная аппаратура – входят в состав станции. Возможно изготовление станции с дистанционно-автоматическими управляющими клапанами, регулирующими процесс испытания в полуавтоматическом режиме (Опция);
- Модульная испытательная насосная гидравлическая станция с пневмо (8 бар) и электро (380 В) приводами, для испытания водой или маслом (иные жидкости под заказ) до давления 1 300 бар. Насос низкого давления для заполнения рабочей жидкостью, система фильтрации жидкости на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с ручным приводом, линия продувки воздухом, контрольно-измерительная аппаратура – входят в состав станции. Возможно, изготовление станции с дистанционно-автоматическими управляющими клапанами, регулирующими процесс испытания в полуавтоматическом режиме (Опция).
Общее количество линий высокого давления на выходе станции – 4 шт. В 3-х линиях возможен поочередный набор, удержание или сброс давления испытаний, 4-ая линия для удержания и сброса давления из пакерного оборудования (общая линия сброса испытательного стендса);
- Модульная приводная насосная станция с электроприводом 380 В для обеспечения питания рабочей жидкостью цилиндра механического осевого нагружения, усилием растяжения до 200 т, сжатия до 100 т. Пропорциональный, дистанционный, клапан настройки давления (усилия) гидроцилиндра обеспечивает предварительную установку осевого усилия испытания пакерного оборудования оператором. После набора заданного усилия пакетом станции поддерживает его заданное время.
Станция питания гидроцилиндра управляет дистанционно с общего пульта оператора и имеет дублирующее ручное управление непосредственно на электрическом шкафу самой станции для обеспечения подготовительных работ по присоединению пакера к штоку гидроцилиндра;
- Система электронной регистрации, размещенная на пульте удаленного управления, для безопасной работы оператора из укрытия;
- Силовая рама стенда для гидравлических и механических испытаний пакеров с гидроцилиндром для нагружения тяущим усилием до 200 т и сжимающим усилием до 100 тс (возможность увеличения прочности рамы для больших усилий по требованиям Заказчика). Представляет собой горизонтальную металлоконструкцию для установки в нее испытываемого пакера длиной от 300 до 6 000 мм, установленного в обсадной колонне (имитаторе). Сам имитатор с пакером устанавливается в паровой кожух (при использовании пара для проведения температурных испытаний). На раме размещаются трубопроводы высокого давления подачи жидкости или газа и места подключения гибких трубопроводов для соединения с кожухом, имитатором и пакером. Рама имеет защитные броневые крышки для укрытия пакера во время проведения испытаний с задвижками для фиксации, светильники, для освещения пакера во время испытаний. Дно рамы выполняет две функции: сливной поддон для отвода разлившейся жидкости и защитная конструкция для обеспечения безопасной работы во время испытаний. Пакер закладывается в раму в специальные передвижные каретки с функцией зацепления за раму через каждые 350 мм механическими пальцами и передачи механического усилия нагружения пакера на силовую раму при испытаниях растяжения/сжатия. Габаритные размеры внутреннего пространства силовой рамы позволяют устанавливать в нее паровой кожух в сбое с пакером (6 000 мм), имитатором с муфтами заглушками и осьми суммарной длиной не более 7 500 мм, диаметром не более 550 мм.
- Силовой гидравлический цилиндр осевого нагружения пакера толкающее усилие до 100 тс, тянущее до 200 тс (возможность увеличения усилий по требованиям Заказчика) с ходом штока до 500 мм (возможность изготовления хода по требованиям Заказчика). Размещается на силовой раме стендса, имеет соединительную переходную механическую муфту для передачи усилия со штока гидроцилиндра на переходное звено пакера;
- Система нагрева паром для проведения температурных испытаний пакера до 20 °C, состав: парогенератор с перегревателем(или без него), система паровых трубопроводов, вентиляй, предохранительных клапанов, сливной магистрали конденсата и управляющей контрольно-измерительной аппаратурой, контроллеров для программирования парогенератора и перегревателя, удаленный пульт управления оператора;
Система нагрева может строиться на базе электрического нагрева или нагрева при помощи перегретого воздуха(зависит от требований к испытаниям) до 250 °C;
- Компрессор воздушный винтовой для питания испытательных модулей подача до 5 000 млн/мин, давление до 10 бар;
- Сепаратор циклонный магистральный

- сжатого воздуха;
- воздушный ресивер;
- осушитель воздуха
- трех ступенчатая система фильтрации воздуха.
- Трубопроводы и арматура высокого давления всех 4-х линий на рабочее давление до 1 500 бар для соединения пульта управления оператора с силовой рамой испытательного стендса, длинной до 15 м (увеличение длины согласовывается);
- Кабели и электрошкафы для обеспечения питания основных модулей и пультов управления;
- Стенд оснащен общим пультом удаленного управления, который устанавливается в отдельном помещении и включает в себя все пульты и станции обеспечивающие управление процессами испытаний.
- Система электронной регистрации обеспечивает контроль и регистрация проверяемых параметров с выводом данных с датчиков давления, температуры, перемещения(опция) на экран регистратора параметров и внешний накопитель стандарта подключения USB для дальнейшего переноса данных на ПК;
- Система видеофиксации – передача одного или нескольких видеосигналов и установка видеокамер внутри рамы стендса с выводом этих сигналов на видеомонитор пульта управления;
- Оснастка стендса: имитатор обсадной колонны для установки пакерного оборудования, кожух для температурных испытаний, крышки, переходные звенья: возможно по предоставлению конструкторской документации Заказчиком (Опция)
- Возможность изготовление центрального пульта оператора с полуавтоматическим управлением процессами испытаний: оператор задает параметры испытаний перед началом процесса, после чего система в автоматическом режиме отрабатывает процесс испытания (Опция).

Технические характеристики

Технический параметр	Значение
Испытательные среды	гидравлическое масло, сжатый воздух, инертные газы, вода
Давление питания гидравлического цилиндра осевого нагружения, макс.	320 бар
Рабочее испытательное давление газа, макс.	1 000 бар
Рабочее испытательное давление воды, макс.	1 300 бар
Потребляемый расход воздуха при испытании газом и жидкостью, не более	5 000 л/мин
Подача жидкости при заполнении	25 л/мин
Усилие при растяжении пакера	200 тс
Усилие при сжатии пакера	100 тс
Ход штока гидроцилиндра	500 мм
Максимальная температура теплоносителя	250 °C
Длина испытываемых пакеров	300–6 000 мм
Диаметр испытываемых пакеров	120–470 мм
Габаритные размеры стендса (Д × Ш × В)	10326 × 1543 × 1774 мм
Масса стендса	6 624 кг

Климатические требования

Технический параметр	Значение
Температура окружающей среды	+10...+50 °C
Климатическое исполнение	УХЛ4 ГОСТ 15150-69

Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка

Шумахер М.Ю.¹, Коновалов В.В.¹, Хафизов В.М.²

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

ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Эффективность обработки призабойной зоны скважины (ПЗС) напрямую зависит от кислотного состава, который подбирают исходя из геолого-физической характеристики объекта обработки с учетом технологических характеристик самой кислотной композиции. В настоящее время наряду с обычными кислотными составами активно применяются модифицированные композиции, в том числе эмульсионного типа. Кислотные углеводородсодержащие эмульсии обладают рядом преимуществ, обеспечивающих повышение эффективности обработки ПЗС. В данной работе представлены результаты исследования основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и приведена их сравнительная оценка.

Материалы и методы

В ходе исследования характеристик кислотных составов применяли различные методики и лабораторное оборудование. Вязкость составов определяли с помощью реометра Anton Paar, дисперсные свойства выявлены с применением цифрового микроскопа Altami и ПО для обработки цифровых данных. Технологические характеристики составов определяли по методическим указаниям ПАО НК «Роснефть».

Растворяющую способность по отношению к асфальтосмолопарафиновым отложениям (АСПО) исследовали статическим методом корзинок на образце АСПО парафинового типа. Коррозионную активность составов определяли путем погружения в них стальных пластин и дальнейшей оценки потери массы пластин.

Совместимость составов с нефтью оценивали путем смешивания их с образцом водонефтяной эмульсии повышенной вязкости и фильтрации через сито с ячейкой 100 меш.

Скорость реакции кислотных составов с карбонатной породой определяли с помощью мраморных кубиков, путем погружения их в состав и дальнейшего вычисления скорости растворения на основании потери массы мрамора.

Ключевые слова

соляно-кислотный состав, прямые эмульсии, обратные эмульсии, технологические характеристики, коррозионная активность, растворяющая способность, совместимость с нефтью, скорость реакции с мрамором

Для цитирования

Шумахер М.Ю., Коновалов В.В., Хафизов В.М. Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 44–48. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10101

Поступила в редакцию: 11.09.2020

The study of the main technological properties of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment

Shumakher M.Yu.¹, Konovalov V.V.¹, Khafizov V.M.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The effectiveness of the bottom-hole treatment directly depends on the acid composition, which is selected on the assumption of both reservoir and composition characteristics. Nowadays modified acid compositions, including emulsions, are actively used along with traditional acid compositions. Acid hydrocarbon-containing emulsions have a number of advantages, promoting the increase of the effectiveness of acid treatment. This paper presents the results of a study of the main technological characteristics of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment.

Materials and methods

Different methods and laboratory equipment were used during the study of the properties of acid compositions. Viscosity of the compositions was determined using the Anton Paar rheometer, dispersed properties were detected using the digital microscope Altami and the software for digital data processing. The technological properties of the compositions were identified using

the guidelines of the “Rosneft” PJSC.

Ability of the compositions to dissolve asphalt-resin-paraffin deposits was investigated using the static basket method with the paraffin type asphalt-resin-paraffin deposits.

Corrosiveness of the compositions was defined immersing the steel plates into them with the further evaluation of the weight loss of plates.

Compatibility of the compositions with oil was evaluated mixing them with the sample of the high viscosity oil-water emulsion and filtering the mixture through a 100 mesh sieve. Reaction rate of the acid compositions with the carbonate rock was identified immersing the marble cubes into them with the further evaluation of the dissolution rate based on the weight loss of the marble.

Keywords

hydrochloric acid composition, oil-in-water emulsions, water-in-oil emulsions, technological properties, corrosiveness, solvent power, compatibility with oil, reaction rate with the marble

For citation

Shumakher M.Y., Konovalov V.V., Khafizov V.M. The study of the main technological properties of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 44–48 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10101

Received: 11.09.2020

Введение

Загрязнение призабойной зоны скважины (ПЗС) различными веществами является неизбежным процессом, возникающим в результате изменения термобарических условий в залежи и выпадения солей из пластовых вод, продуктов коррозии, органических отложений и других кольматантов [1]. В результате этого наблюдается значительное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗС, а также снижение эффективности работы скважин. Как правило, в настоящее время для улучшения проницаемости наиболее часто производят обработку ПЗС различными кислотными композициями, среди которых наибольшее распространение получили соляно-кислотная и глинокислотная [2–3]. В определенных условиях такие составы могут быть эффективными, однако опыт их применения показал также наличие ряда недостатков, которые способствуют снижению эффективности обработки [4]. С целью повышения эффективности кислотных обработок ведутся активные разработки модифицированных кислотных составов (КС), которые содержат специальные добавки, нивелирующие недостатки обычных КС [4–6]. Среди таких составов можно выделить «самоотклоняющие» композиции, составы мицеллярного, эмульсионного типов и другие. Например, кислотные эмульсии могут содержать в составе углеводородный растворитель, что способствует повышению эффективности обработок ПЗС с отложениями асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [7]. Исследование свойств кислотных углеводородсодержащих эмульсий вызывает интерес у многих ученых, однако большинство работ посвящено изучению характеристик эмульсий обратного типа [8–14]. Стоит отметить, что эмульсии прямого типа также достойны особого внимания.

Эффективность кислотной обработки напрямую связана с выбором состава для зачакки. С точки зрения выбора оптимальной кислотной композиции необходимо учитывать такие параметры, как реологические и дисперсные свойства состава, его стабильность в пластовых условиях, а также основные технологические характеристики, среди которых следует выделить коррозионную агрессивность, совместимость с пластовыми флюидами и скорость реакции с карбонатами. Основной целью представленной работы является исследование и сравнение основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различных типов, а именно: обычного соляно-кислотного состава (СКС) и кислотной углеводородной эмульсии прямого типа и обратного типа.

Таб. 1. Параметры кислотных эмульсий
Tab. 1. Parameters of the acid emulsions

ПАВ	Концентрация, % масс.			Стабильность составов	Средний диаметр частиц, мкм	Вязкость при 20°C, мПа·с	Концентрация, % масс			Стабильность составов
	Соляная кислота	Толуол	ПАВ				ПАВ	Толуол	Соляная кислота	
Прямые эмульсии					Обратные эмульсии					
0,5	10	остальное	+	14,2	415	5	15	остальное	+	
	20	остальное	+	12,3	219		25	остальное	-	
	30	остальное	-	26,3	110		40	остальное	-	
1,0	10	остальное	-	10,9	508	6	25	остальное	-	
	20	остальное	+	11,6	213		30	остальное	-	
	30	остальное	+	20,9	117	7	20	остальное	+	
	40	остальное	+	17,0	100		25	остальное	-	
2,0	10	остальное	+	7,3	848	8	25	остальное	-	
	20	остальное	+	7,6	300					
	30	остальное	+	13,0	110					
	40	остальное	+	15,3	88					
4	10	остальное	-	19,9	1251					
	20	остальное	+	16,8	354					
	30	остальное	+	12,1	121					
6	10	остальное	+	20,5	358					
	20	остальное	+	24,2	580					
	30	остальное	+	33,6	150					

Объекты и методы исследования

Получение кислотных углеводородсодержащих эмульсий осуществлялось с помощью механической мешалки пропеллерного типа. Для их приготовления были использованы следующие компоненты: концентрированная соляная кислота по ГОСТ 3118-77, углеводородный растворитель — толуол марки ХЧ по ГОСТ 5789-78, неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ) — Неонолы по ТУ 2483-077-05766801-98 с различной степенью оксиэтилирования, анионное ПАВ.

Прямые эмульсии готовили в следующей последовательности: необходимые количества соляной кислоты и ПАВ перемешивали в колбе до однородной консистенции, затем в смесь постепенно вводили УВ растворитель при перемешивании состава в механической мешалке со скоростью 700 об/мин. Время перемешивания в среднем составляло 30 мин.

Обратные эмульсии готовили аналогичным образом, с изменением последовательности добавления компонентов: в колбе смешивали растворитель и ПАВ, затем при

перемешивании механической мешалкой добавляли соляно-кислотный раствор до получения стабильной эмульсии.

Обычный СКС получали добавлением в водный раствор соляной кислоты ПАВ.

Вязкость составов определяли с помощью реометра MCR 52 Anton Paar при заданных параметрах скорости сдвига и температуры.

Дисперсные характеристики исследовали при помощи цифрового микроскопа и специального ПО Altami Studio.

Основные технологические характеристики составов исследовали по методическим указаниям ПАО НК «Роснефть» [15].

Растворяющую способность по отношению к АСПО изучали по потере массы отложений АСПО парафинового типа статическим методом корзинок.

Коррозионную активность кислотных композиций оценивали по потере массы стальных пластин, погруженных в состав.

Совместимость составов с нефтью оценивали путем смешивания их с образцом вязкой нефти месторождения Самарской

Таб. 2. Сравнительная характеристика технологических свойств КС
Tab. 2 Comparative characteristic of technological properties of the acid compositions

Состав	Растворяющая способность по отношению к АСПО	Коррозионная агрессивность	Совместимость с ВНЭ	Скорость реакции с мрамором	Самоотклоняющая способность
СКС	-	высокая	плохая, потеря подвижности	высокая	-
Эмульсии прямого типа	повышенная	пониженная	хорошая совместимость	пониженная	-
Эмульсии обратного типа	низкая	низкая	хорошая совместимость	пониженная/низкая, возможность получения составов с регулируемым временем реакции	резкий рост вязкости при контакте с водой

области и фильтрации через сито с ячейкой 100 меш.

Скорость взаимодействия кислотных композиций с карбонатами исследовали по потере массы мраморных кубиков, погруженных в состав, путем дальнейших вычислений скорости растворения мрамора.

Результаты исследований и обсуждение

В ходе получения стабильных кислотных составов были приготовлены композиции с различным содержанием компонентов. Было выявлено, что получение стабильных эмульсий обратного типа ограничено более узким диапазоном концентраций ПАВ и растворителя. Исследования реологических и дисперсных свойств обратных эмульсий рассмотрены во многих научных трудах, в данной работе проведены исследования по изучению этих свойств для прямых эмульсий (таб. 1).

Эмульсии, не разрушающиеся в течение 24 часов после приготовления, считаются стабильными. Эти образцы были подвергнуты дальнейшим исследованиям.

Для прямых эмульсий средние диаметры капель дисперсной фазы зависят от концентрации ПАВ: с ростом содержания ПАВ диаметры сначала уменьшаются, затем, достигнув минимального значения, вновь начинают возрастать (таб. 1). При этом увеличение концентрации кислоты способствует росту диаметров капель.

Анализ значений динамической вязкости показывает, что рост концентраций ПАВ и растворителя способствует увеличению вязкости прямых эмульсий.

Для обратных эмульсий выявлена не менее интересная особенность: при добавлении

воды в состав вязкость эмульсии резко возрастает, что придает ей так называемую самоотклоняющую способность. Это способствует блокировке водонасыщенных интервалов в ПЗС и отклонению новых порций состава вглубь пласта, обеспечивая обработку удаленной от ПЗС зоны.

Таким образом, существует возможность получения кислотных эмульсий с широким диапазоном вязкостных характеристик для выбора оптимального состава в зависимости от геолого-физических характеристик объекта воздействия.

На следующем этапе работ была исследована растворяющая способность кислотных систем по отношению к АСПО парафинового типа.

В результате взвешивания образцов АСПО после выдержки их в кислотных составах было выявлено, что максимальная потеря массы отложений для эмульсий прямого типа составила 38 %, это значение ниже, чем для толуола в чистом виде (48 %), однако можно сделать вывод об эффективности прямых эмульсий в отношении растворения отложений АСПО.

Обратные эмульсии показали низкую растворяющую способность по отношению к АСПО.

Важной характеристикой КС является коррозионная агрессивность по отношению к внутрискважинному оборудованию. Скорость коррозии определяли путем погружения в составы стальных пластинок и оценки потери их массы. Тестирование проводили для обычного СКС, прямой эмульсии и двух образцов обратной эмульсии в отсутствие ингибитора коррозии (рис. 1).

Скорость коррозии для эмульсионных составов ниже, чем для СКС. Минимальное значение скорости коррозии характерно для обратных эмульсий, оно составило 4,79 г/(м²*час), что в 2 раза меньше значения для СКС (9,7 г/(м²*час)) (рис. 1).

Еще одной важной характеристикой является совместимость КС с нефтью. В данной работе был проведен тест на совместимость СКС, прямой эмульсии и обратной эмульсии с образцом высоковязкой водонефтяной эмульсии (ВНЭ) месторождения Самарской области. В ходе исследования КС смешивали с ВНЭ, оставляли смесь на 30 мин, после чего фильтровали ее через сито ячейкой 100 меш (рис. 2).

При добавлении ВНЭ в СКС смесь потеряла подвижность без возможности фильтрации через сито. Вязкость смеси составила 1896,5 мПа²*с при скорости сдвига 100 с⁻¹, состав несовместим с нефтью. Смеси кислотных эмульсий с ВНЭ показали хорошую совместимость, легко фильтруясь через сито без осадков. Вязкость ВНЭ с обратной эмульсией составила 124,5 мПа²*с. Минимальная вязкость характерна для смеси прямой эмульсии с ВНЭ, она составила 1,4 мПа²*с. Таким образом, эмульсионные составы не только хорошо совместимы с данным образцом нефти, но и перспективны в отношении обработки залежей высоковязкой нефти (ВВН).

Для всех типов составов была определена скорость реакции с мрамором. В ходе исследования в составы погружали мраморные кубики, через определенные промежутки времени кубики доставали и определяли потерю массы мрамора. Также было определено время полной нейтрализации составов (рис. 3).

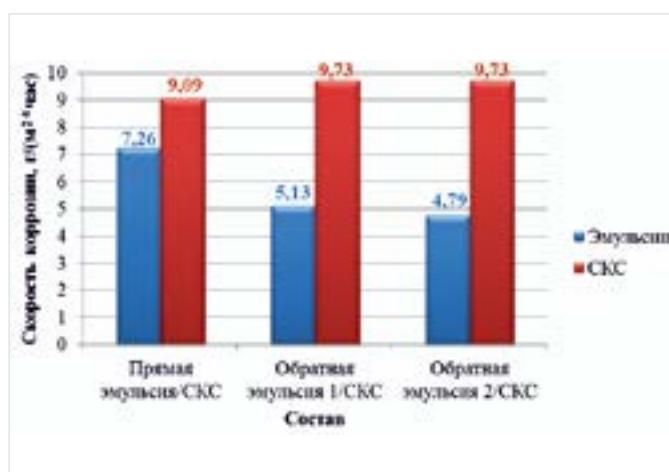


Рис. 1. Скорость коррозии стальных пластин для составов различного типа
Fig. 1. Corrosion rate of steel plates for different types of compositions

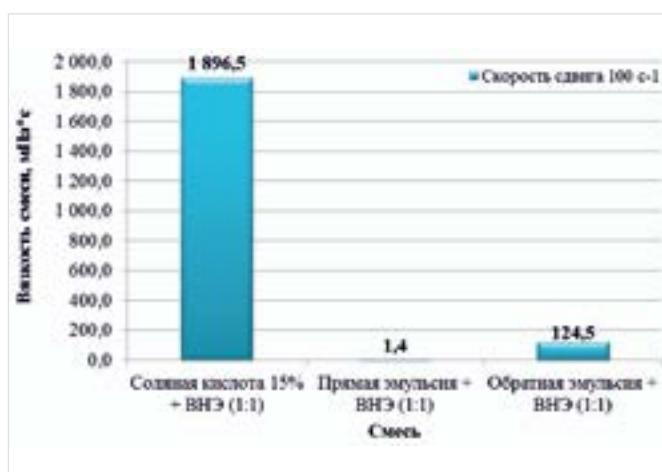


Рис. 2. Совместимость кислотных составов различного типа с водонефтяной эмульсией
Fig. 2. Compatibility of acid compositions of various types with oil-water emulsion

Наибольшей скоростью реакции с мрамором обладает обычный соляно-кислотный состав, при этом максимальная скорость проявляется в начальный момент времени (рис. 3). Уже через 3,5 часа СКС оказывается полностью нейтрализован. Эмульсионные составы обладают замедленным действием.

Прямая эмульсия обладает меньшей скоростью реакции с карбонатами, с течением времени скорость уменьшается. Состав полностью нейтрализуется через 6,5 часа.

Обратная эмульсия 1 в начальный момент времени практически не реагировала с мрамором, скорость постепенно росла по мере высвобождения кислоты, которая составляет внутреннюю фазу эмульсии (рис. 3). Однако данный образец начал разрушаться и скорость реакции в определенный момент резко возросла, обеспечивая полную нейтрализацию состава также в течение 6,5 часа.

Для сравнения исследованию был подвергнут образец обратной эмульсии 2, который содержал другую пропорцию смеси ПАВ (рис. 3). Данная эмульсия не подверглась разрушению и реагировала с мрамором при очень низкой скорости до полной нейтрализации более 2 суток.

Таким образом, эмульсионные составы как прямого, так и обратного типов обладают пониженной скоростью реакции с карбонатами. При этом выявлена возможность приготовления обратных эмульсий с контролируемым временем распада, обеспечивая регулирование времени реакции состава с породой.

Итоги

Таким образом, в результате исследований были выявлены основные технологические характеристики обычных СКС в сравнении с характеристиками прямых и обратных эмульсий. Выявленные преимущества и недостатки обеспечивают возможность адресного подбора оптимального кислотного состава с необходимыми характеристиками под конкретные условия объекта разработки в условиях карбонатного коллектора.

Выводы

В результате исследований основных технологических характеристик кислотных составов различных типов было выявлено, что композиции эмульсионного типа обладают повышенной эффективностью по сравнению с обычным СКС по многим параметрам (таб. 2). Обычный СКС значительно уступает эмульсионным составам по многих характеристикам (таб. 2). Стоит отметить, что эмульсии обладают различными достоинствами в зависимости от типа.

Так, прямые эмульсии показали эффективность в растворении АСПО, обладают пониженной коррозионной агрессивностью и скоростью реакции с карбонатами, а также хорошо совместимы с образцом ВНЭ с месторождения Самарской области.

Обратные эмульсии плохо справляются с растворением АСПО, однако для них характерна самая низкая коррозионная агрессивность и скорость реакции с мрамором. Помимо этого, обратные эмульсии также хорошо совместимы с ВНЭ и обладают «самоотклоняющей» способностью, что обеспечивает более эффективное проникновение состава в нефтенасыщенные интервалы и в удаленные от ПЗС участки. Важной особенностью является



Рис. 3. Скорость растворения мраморных кубиков кислотными составами различного типа

Fig. 3. Dissolution rate of marble cubes with acid compositions of various types

возможность приготовления обратных эмульсий с регулируемым временем распада и, соответственно, временем реакции с карбонатами, в зависимости от состава.

Кислотные составы эмульсионного типа могут быть интересны в условия обработки ПЗС на залежах ВНЭ.

Литература

- Иванников В.И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 4. С. 56–60.
- Миннимухаметова А.А. Соляно-кислотная обработка скважин // Символ науки. 2016. № 8. С. 25–26.
- Калинин В.Ф. Литолого-физические критерии оптимизации технологии глиноэмульсионной обработки терригенных коллекторов // Известия Саратовского университета. 2007. Т. 7. № 1. С. 67–74.
- Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисова А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. Уфа: Гилем, 2010. 387 с.
- Ахмерова Э.Э., Шафикова Е.А., Апкаимова Г.И., Прочухан К.Ю., Просочкина Т.Р., Гайсин И.С., Прочухан Ю.А. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора // Башкирский химический журнал. 2018. № 3. С. 86–92.
- Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли. СПб.: Профессия, 2015. 608 с.
- Boswood D.W., Kreh K.A. Fully miscible micellar acidizing solvents vs. xylene, The Better Paraffin Solution, SPE Production and operations symposium, Oklahoma City, OK. 2011. March, 27–29, P. 6, URL: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>
- Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Шмидт А.А., Марносов А.В., Кулешов С.П. Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2016. № 4. С. 61–63.
- Федоренко В.Ю., Нигматуллин М.М., Петухов А.С., Гаврилов В.В., Волкова А.В., Куприн С.В. Общие характеристики кислотно-углеводородной эмульсии на базе растворителя МИА-пром // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 13. С. 141–145.
- Saleh Haif Al-Mutairi, Alfred Daniel Hill, Hisham A. Nasr-El-Din. Effect of droplet size, emulsifier concentration, and acid volume fraction on the rheological properties and stability of emulsified acids. European formation damage conference, Netherlands, Scheveningen, 2007, May 30 – June 1, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>
- Mohammed Ali Ibrahim Sayed, Hisham A. Nasr-El-Din, Hassan Almalki, Stuart Peter Holt, Jian Zhou. A. New emulsified acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. SPE international symposium and exhibition on formation damage control. Lafayette, Louisiana, USA, 2012, February 15–17, P. 26. URL: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
- Ziad Sidaoui, Abdullah S. Sultan. Formulating a stable emulsified acid at high temperatures: stability and rheology study. International Petroleum Technology Conference. Thailand, Bangkok, 2016, November 14–16, P. 17. URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>
- Appicciutoli D., Maier R.W., Strippoli P., Tiani A., Mauri L. Novel emulsified acid boosts production in a major carbonate oil field with asphaltene problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Italy, Florence, 2010, September 19–22, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>
- Wael A.F., Hisham A.N. Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity. SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. USA, Pennsylvania, Pittsburgh, 2008. October 11–15, P. 7. URL: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>
- Методические указания ОАО «НК «Роснефть». Единые технические требования по основным классам химических реагентов № П1-01.05 М-0044. 2015. 183 с.

Results

Thus, the main technological properties of conventional acid compositions in comparison with the properties of oil-in-water and inverse emulsions were determined in the research. The identified advantages and disadvantages provide the possibility of targeted selection of the optimal acid composition with the necessary properties for the specific conditions of the object in the carbonate reservoir

Conclusions

The study of the main technological properties of acid compositions of different types showed that emulsions are more efficient than conventional acid compositions in many ways. Conventional acid compositions significantly inferior to the emulsions in many characteristics. The emulsions have different advantages depending on the type of the composition.

The oil-in-water emulsions showed the effectiveness in dissolving asphalt-resin-paraffin deposits, reducing corrosiveness and reaction rate with the carbonate rock and also have a good compatibility with the sample of high-viscosity oil from the field of the Samara region.

The inverse (water-in-oil) emulsions have low efficiency in dissolving asphalt-resin-paraffin deposits however they have the lowest corrosiveness and reaction rate with marble. Besides, the inverse emulsions also have a good compatibility with high-viscosity oil and have a "self-deflecting" ability, which provides the better penetration of the composition to the oil-saturated intervals and areas remote from the bottom-hole zone. Another one important feature of the inverse emulsions is the possibility of preparation of emulsions with adjustable time of destruction and reaction with carbonates.

Emulsion type acid compositions may be of interest in the conditions of bottom-hole zone treatment on high-viscosity oil deposits.

References

- Ivanikov V.I. Sedimentation and desedimentation of a formation bottom zone in wells. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2011, issue 4, P. 56–60 (In Russ.).
- Minnimukhametova A.A. Hydrochloric-acid treatment of the wells. *Symbol of Science*, 2016, issue 8, P. 25–26 (In Russ.).
- Kalinin V.F. Lithological and physical yardsticks on optimization technology of mud acid treatments terrigenous reservoirs. *Izvestiya of Saratov University*, 2007, Vol. 7, issue 1, P. 67–74 (In Russ.).
- Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ya., Denisova A.V. Acid treatment: the compositions, reaction mechanisms and design. Ufa: Gilem, 2010, 387 p. (In Russ.).
- Akhmerova E.E., Shafikova E.A., Apkarimova G.I., Prochukhan K.Yu., Prosochkina T.R., Gaysin I.S., Prochukhan Yu.A. Selection of effective acid compound for carbonate collector treatment. *Bashkir Chemical Journal*, 2018, issue 3, P. 86–92 (In Russ.).
- Kelland M.A. Production chemicals for the oil and gas industry. 1st edition. Boca Raton, Florida, CRC Press, 2009, 456 p.
- Boswood D.W., Kreh K.A. Fully miscible micellar acidizing solvents vs. xylene, *The Better Paraffin Solution*, SPE Production and operations symposium, Oklahoma City, OK. 2011. March 27–29, P. 6. URL: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>
- Elesin V.A., Latypov R.T., Shmidt A.A., Marnosov A.V., Kuleshov S.P. Properties and case record of the new acid-hydrocarbon emulsion for stimulation of high water cut carbonate reservoirs in Samaraneftegas JSC. *Nauchno-tehnichesliy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2016, issue 4, P. 61–63 (In Russ.).
- Fedorenko V.Yu., Nigmatullin M.M., Petukhov A.S., Gavrilov V.V., Volkova A.V., Krupin S.V. General characteristics of acid-hydrocarbon emulsion MIA-prom, Kazan Technological University Bulletin, 2011, issue 13, P. 141–145 (In Russ.).
- Saleh Haif Al-Mutairi, Alfred Daniel Hill, Hisham A. Nasr-El-Din. Effect of droplet size, emulsifier concentration, and acid volume fraction on the rheological properties and stability of emulsified acids. European formation damage conference, Netherlands, Scheveningen, 2007, May 30 – June 1, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>.
- Mohammed Ali Ibrahim Sayed, Hisham A. Nasr-El-Din, Hassan Almaliki, Stuart Peter Holt, Jian Zhou. A. New emulsified acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. SPE international symposium and exhibition on formation damage control. Lafayette, Louisiana, USA, 2012, February 15–17, P. 26. URL: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
- Ziad Sidaoui, Abdullah S. Sultan. Formulating a stable emulsified acid at high temperatures: stability and rheology study. International Petroleum Technology Conference. Thailand, Bangkok, 2016, November 14–16, P. 17. URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>.
- Appicciutoli D., Maier R.W., Strippoli P., Tiani A., Mauri L. Novel emulsified acid boosts production in a major carbonate oil field with asphaltene problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Italy, Florence, 2010, September 19–22, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>.
- Wael A.F., Hisham A.N. Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity. SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. USA, Pennsylvania, Pittsburgh, 2008. October 11–15, P. 7. URL: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>.
- Methodical Instructions of OJSC "NK "Rosneft". Common specifications for the main classes of chemicals. № P1-01.05 M-0044, 2015, 183 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шумахер Мария Юрьевна, инженер 1 категории лаборатории совершенствования технологии разработки нефтяных месторождений отдела проектирования разработки, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Для контактов: ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Коновалов Виктор Викторович, к.х.н., начальник отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Хафизов Вадим Мирхатимович, заместитель начальника управления добычи нефти и газа — главный инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Maria Yu. Shumakher, 1st category engineer of reservoir engineering department, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
Corresponding authors: ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Viktor V. Konovalov, candidate of chemistry, head of department of new technologies implementation, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Vadim M. Khafizov, deputy head of oil and gas production department – chief engineer, "Samaraneftegaz" JSC, Samara, Russia



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НПО «ПОЛИЦЕЛЛ»

ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Реагенты и материалы для буровых растворов на водной основе

Реагенты – стабилизаторы, регуляторы фильтрации и реологических свойств
Крахмальные реагенты Полинир
Смолополимер ФХЛС, ФЛСФ, Полиреотин
Реагент гуматный ПолиРГМ
Биоксан, КМЦ-ТС, ПАЦ-Н, ПАЦ-В

Смазочные добавки
Жидкие – СМЭГ, Полизколуб
Сухие – Микан, Силанж

Противоприхватная добавка Полиантифрик
Противосальниковая добавка Полидеглэнд

Ингибиторы глин
Полизколь, Полизкосил
Политексол, ПолиАминал

Пеногасители
Жидкие – Полидефом и Полидефомер
Сухие – Полифосфом и Полидефолуб
Составы для приготовления тяжелых жидкостей
ПолиСТЖ-1600, -1800, -2100

Реагенты и материалы для цементирования скважин

Микронизированные цементы
Ультракемент-5, Ультракемент-7,
Ультракемент-10

Функциональные добавки для к цементным растворам и составы для приготовления буферных жидкостей
Полицем Пласт, Полицем Газблок, Полицем Стаб, Полицем СТП, Полицем Дефом, Полицем ПБ-С

Водоизолирующие и тампонирующие составы

Полимерные композиции
Гелеобразующий реагент Полиэнспан
Реагент Полиблок (водоизолирующий и кольматирующий)
Реагент Полигель НСМ (гелеобразующий)
Реагент Полигель АСМ
Водоизолирующий состав Политан
ПолиИзолит

Кольматирующие наполнители (Кольматанты)
Слюдяные кольматирующие наполнители марок К, НФ, НФ-Ц
Комплексные кольматирующие наполнители
Реагент-наполнитель Полиглаг
Армирующий наполнитель Полифибр

Россия, 600020, г. Владимир, ул. Линейная, д.3
e-mail: mail@pro-polycell.ru

Реагенты и материалы для РУО

Состав для приготовления буровых эмульсий Полизмультсан
Эмульгатор Полиойлчек Стаб
Органобентонит Полиолеогель
Гидрофобизатор Полиойлчек Гидрофоб
Понизитель фильтрации Полиойлчек Фильтр
Регулятор вязкости Полиойлчек Вис

Системы и концентраты буровых растворов

Система бурового раствора Полизконол-Флора
Система бурового раствора Полизконол-Аква
Система бурового раствора Полибур-Турбо
Система бурового раствора Полиформ
Коллоид-полимерная сухая смесь КПСС

Реагенты и материалы для РИР и КРС

Реагент ПолиПАВ
Технологическая жидкость ПолиРИР
Кремнийорганический полимерный состав Полискреп
Реагент ПолиРР
Тампонажная сухая смесь ПолиТГП
Тампонирующий материал Полифильтрол
Состав для ликвидации поглощений Полиблокатор Комби

Реагенты специального назначения

Полипрон, Полидезмульзоль
Полидегидрат, Полибакцид



(4922) 32-68-84, 32-51-40
www.pro-polycell.ru

ЭНЕРГАЗ: дорогу осилит идущий



ЭНЕРГАЗ — испытанный партнер и надежный подрядчик в проектировании, производстве и поставке технологических установок газоподготовки для различных объектов электроэнергетики, нефтегазовой отрасли и газоиспользующих предприятий промышленности.

Пусть ЭНЕРГАЗ отмечает осенью 2020 года лишь 13-летие, в коллективе изначально укрепляют традиции отечественной инженерной школы и на практике достигают мирового уровня инжиниринга при реализации проектов комплексной газоподготовки.

**Зимнухов Э.С., руководитель
Департамента реализации проектов
ООО «ЭНЕРГАЗ»**

ОПЫТ – ФУНДАМЕНТ РАЗВИТИЯ

ЭНЕРГАЗ — это головное предприятие группы компаний, имеющих согласованные цели, задачи, профессиональную специализацию и взаимную ответственность за качество своей работы в сфере газоподготовки. Начиная с 2007 года нами реализовано 170 таких проектов.

Деятельность Группы развернута от Калининграда до Сахалина. Наши технологические установки функционируют на Дальнем Востоке, в Сибири и на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны — в республиках Беларусь, Казахстан и Узбекистан.

С учетом реализуемых в 2020 году проектов ЭНЕРГАЗ достиг отметки в 300 фактически поставленных модульных установок для

подготовки и компримирования газа (рис. 1). Диапазон их единичной производительности — от 270 до 185 000 м³/ч. Суммарная производительность этого оборудования превысила 4 млн м³/ч.

Пункты подготовки газа и дожимные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» функционируют в составе крупных электростанций, объектов малой энергетики, автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий, объектов сбора и транспортировки газа, энергоцентров собственных нужд месторождений, предприятий нефте- и газопереработки, а также на объектах специального назначения — испытательных стендах газовых турбин и в технических учебных центрах (рис. 1).

В качестве рабочей среды выступают различные типы газа: природный, попутный, низконапорный нефтяной, отходящий, отпарной, газ из сеноманской воды, воздух, газ дегазации конденсата (рис. 1).

В нефтегазовой отрасли наши установки действуют в составе 62 объектов на 47 месторождениях. Среди них: электростанции,

установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки дегазации конденсата, установки стабилизации конденсата, приемо-сдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

В электроэнергетике на 76 генерирующих объектах оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает качественным топливом газотурбинные и газопоршневые агрегаты ведущих отечественных и мировых производителей. Число таких энергоагрегатов достигло 200. Диапазон их единичной мощности составляет от 1,2 до 187 МВт, суммарная электрическая мощность превысила 6,5 гигаватт (рис. 2). В эту статистику не входят агрегаты, проходящие заводское тестирование на испытательных стенах ПАО «Протон-Пермские моторы»,



Фото 1. Высокоэффективная система фильтрации отходящего газа



Фото 2. Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое - основной (слева) и резервный модули

АО «ОДК-Газовые турбины», ЗАО «Невский завод» и ПАО «ОДК-УМПО», которые также получают топливный газ от наших установок.

ДУМАЕМ ГЛОБАЛЬНО – ДЕЙСТВУЕМ ЛОКАЛЬНО

Индивидуальные проекты и специальные инженерные решения воплощаются на инжиниринговой и производственной площадке ЭНЕРГАЗА по стандартам ISO 9001 и установленным в России нормам. Установки газоподготовки изготавливаются с учетом отрасли применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженных агрегатов, особых проектных требований заказчиков. Группа ЭНЕРГАЗ

осуществляет весь цикл реализации проектов: инжиниринг, производство, доставка, монтаж, пусконаладка, испытания, обучение персонала заказчика. Обратимся к наиболее интересным проектам 2020 года.

Модернизация установки регенерации пропилена на площадке «СИБУР Тобольск»

Установка регенерации пропилена (УРП) выполнена на базе газокомпрессорных и мембранных технологий, ее основные элементы: винтовые компрессоры (1-й и 2-й ступени сжатия), модуль осушки и мембранный блок. Рабочей средой здесь является отходящий газ — смесь пропилена и азота. УРП

осуществляет возврат в производственный цикл более 95 % пропилена и около 80 % азота, которые остаются в отходящем газе после основного производства.

На первом этапе модернизации питающий трубопровод УРП оснастили высокоэффективной системой фильтрации «ЭНЕРГАЗ» (фото 1). Степень очистки газа составляет 99,9 % для частиц величиной более 1 мкм и капельной жидкости. Затем были проведены ремонтно-восстановительные работы и комплекс мероприятий по приведению оборудования к современным стандартам производства и эксплуатации газокомпрессорной техники. Финальный этап состоял из пусконаладки и цикла испытаний.

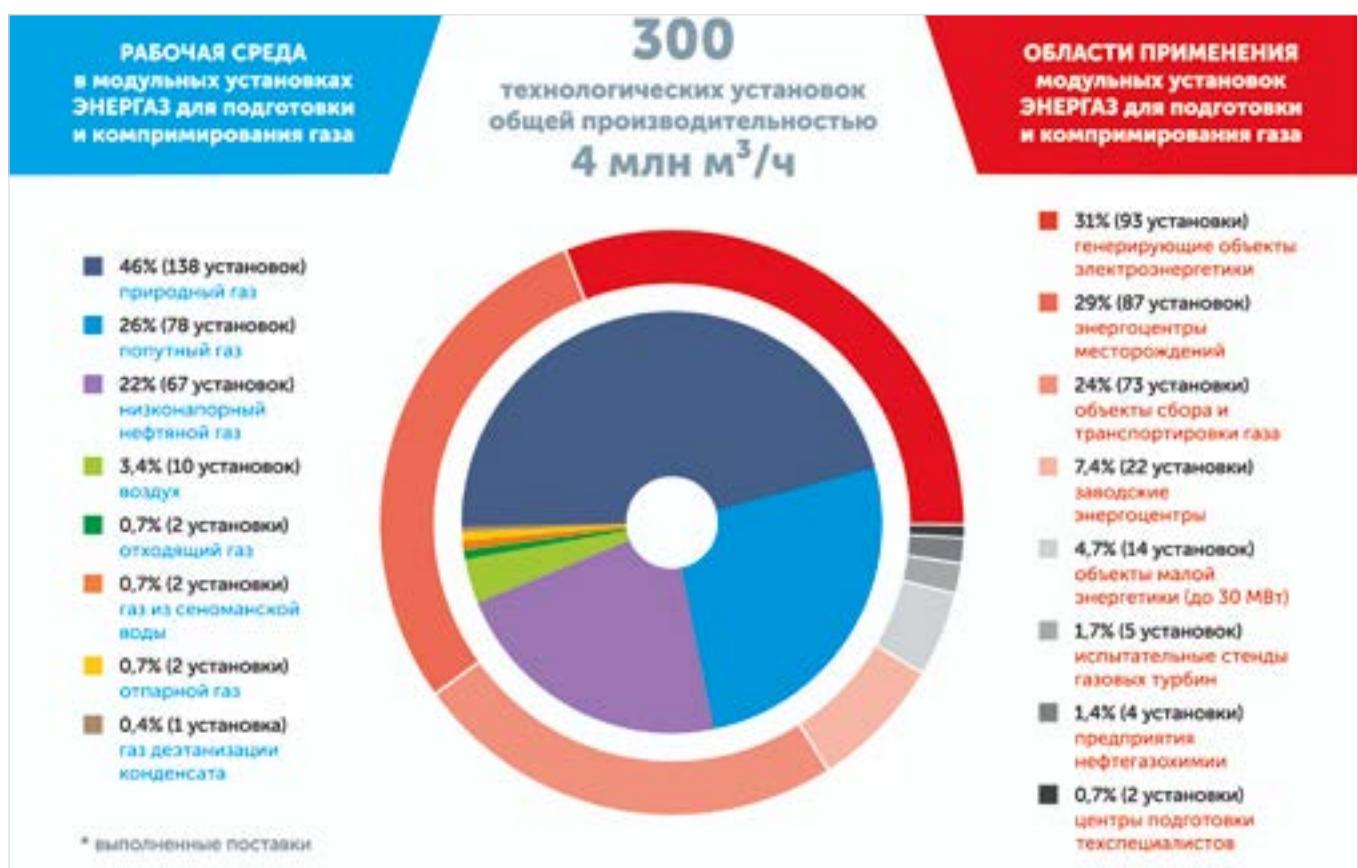


Рис. 1. Рабочая среда (тип газа) и области применения модульных технологических установок «ЭНЕРГАЗ»



Фото 3. Газорегуляторный пункт обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

Восстановление схемы рациональной утилизации отходящего газа осуществили ведущие инженеры Группы ЭНЕРГАЗ совместно со специалистами компании «СИБУР Тобольск». В итоге, наряду с экономичностью, повышена экологичность производства — теперь отходящий газ не сжигается на факеле.

Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК Восточно-Уренгойского участка

Летом 2020 года в состав установки комплексной подготовки газа и конденсата АО «Роспан Интернейшнл» (Роснефть) интегрирована установка 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 (ГТЭС), 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 «ЭНЕРГАЗ» включает два модуля (МПТГ): основной и резервный. Они представляют собой отдельные здания, составленные из нескольких технологических блок-боксов (фото 2). МПТГ-1 обеспечит нужды 100 % потребителей УКПГиК. МПТГ-2 включается в работу при остановке основного модуля и осуществляет подачу газового топлива на ГТЭС и в котельную.

Производительность модулей по газу составляет 90 400 и 32 612 $\text{м}^3/\text{ч}$ соответственно. Оборудование спроектировано и изготовлено с учетом климатических условий и рассчитано на интенсивный режим эксплуатации.

ЭКЗАМЕНУЕТ КОРОНАВИРУС

В сложных условиях, вызванных эпидемией коронавируса и новыми требованиями к организации труда на объектах, ЭНЕРГАЗ сумел нарастить портфель заказов, включая зарубежные поставки для проектов в Беларусь и Казахстане.

Система газоподготовки для газотурбинной установки на Актобе ТЭЦ в Казахстане

В Республике Казахстан реализуется проект расширения Актобе ТЭЦ с применением газотурбинных технологий. Здесь будет установлена турбина Siemens SGT-800 мощностью 57 МВт с котлом-утилизатором паропроизводительностью 70 т/ч.

Снабжение нового энергоблока топливом будет осуществлять наше оборудование — блочный пункт подготовки газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС) из двух установок. БППГ предназначен для фильтрации, редуцирования и технологического учета газа перед его подачей в ДКС. Компрессорная станция обеспечит проектные параметры



Рис. 2. Энергоагрегаты, сопряженные с установками газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

топлива для турбины — по давлению (3,1 МПа), температуре (+60 °С) и расходу (12 000 кг/ч).

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

В рамках технического перевооружения УПН Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми) оснащается газорегуляторным пунктом (фото 3). ГРП «ЭНЕРГАЗ» — это модульная технологическая установка для очистки, подогрева и редукции 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 редукции снижает давление газа с 1,6...2,5 МПа до 0,6 МПа. Взрывозащищенные электрические подогреватели обеспечивают расчетную температуру газа на уровне +25 °С. Блокочный газорегуляторный пункт готовится к монтажу на объекте.

Газоприемные станции для турбин пиково-резервных ГТЭС в Беларусь

В Республике Беларусь создаются пиково-резервные энергетические источники на базе 16 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).

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

Модернизация схемы газоснабжения парогазовых энергоблоков на ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 в Минске

В текущем году на белорусской земле Группа ЭНЕРГАЗ выполняет еще два проекта. Это модернизация схемы газоснабжения парогазовых установок — ПГУ-65 на Минской ТЭЦ-2 и ПГУ-230 на Минской ТЭЦ-3. Суть задачи: расширение действующих систем газоподготовки за счет дополнительных компрессорных станций топливного газа.

На ТЭЦ-3, помимо ДКС, мы поставили воздушную компрессорную станцию и двухуровневую систему автоматизированного управления и регулирования. Пульт дистанционного управления будет размещен в операторском центре ПГУ.

На ТЭЦ-2 особенностью проекта являются жесткие требования к шумоизоляции оборудования, обусловленные расположением электростанции в центральной части города. ДКС «ЭНЕРГАЗ» обладает уникальными характеристиками по звуковому давлению за счет применения специальных материалов в конструкции укрытия, использования тихоходных электродвигателей и ограждения АБО.

Модернизация повысит надежность топливоснабжения ПГУ и обеспечит бесперебойную эксплуатацию парогазовых энергоблоков на всех режимах и при любых климатических условиях.



Фото 4. Установка рекуперации отпарного газа для КСПГ «Тобольск» на этапе заводских испытаний

Оборудование для комплекса по сжижению природного газа КСПГ «Тобольск»

В структуру КСПГ интегрируются установки «ЭНЕРГАЗ» (фото 4) для рекуперации отпарного газа. Это оборудование предназначено для возврата паров метана, образовавшихся в процессе хранения, в производственный цикл сжижения газа.

Установки выполнены на базе современных компрессорных технологий. Давление отпарного газа нагнетается с 0,27 до 1,28 МПа. Производительность каждого агрегата составляет 889 нм³/ч (650 кг/ч). Остаточное содержание примесей на выходе — не более 1 ppmw (мг/кг).

В маслосистеме используется сложноэфирное синтетическое масло нового поколения, которое специально создано для установок с винтовыми компрессорами. Масло марки ESTSYN обеспечивает эффективную

эксплуатацию, увеличивает надежность и срок службы оборудования.

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-2 500 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.



Фото 5. Демонтаж оборудования газоподготовки в ходе ремонтных работ на ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ



Фото 6. Система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра «Ярега» ЛУКОЙЛ-Коми

Многофункциональный комплекс состоит из двух отдельных модулей, 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.

КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС

В Группе ЭНЕРГАЗ за это направление отвечает компания «СервисЭНЕРГАЗ», чьи мобильные бригады базируются в Москве, Белгороде и Сургуте. Сервисные специалисты обладают необходимой квалификацией и уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах. За год наши инженеры осуществляют свыше 300 выездов на различные площадки, включая удаленные и труднодоступные.

Помимо планового техобслуживания и предпусковой подготовки (монтаж и шефмонтаж, наладка, собственные и интегрированные испытания, обучение персонала), проводятся технические инспекции, модернизация, текущий и капитальный ремонт, комплексная реконструкция оборудования.

В 2020 году наиболее масштабные работы такого рода состоялись на компрессорной станции № 4 «Западный Тэбук» ЛУКОЙЛ-Коми, в системе газоподготовки для ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ (фото 5), установке

регенерации пропилена нефтехимического предприятия «СИБУРТобольск», на ГКС «Вахитовская» АО «Оренбургнефть», вакуумных компрессорных станциях Вынгапуровского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», оборудования топливоснабжения турбин Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, на ДКС газотурбинного энергоблока Томской ТЭЦ-1, установке рекуперации отходящего газа Куйбышевского НПЗ.

Оправдывает себя создание специального подразделения «СервисЭНЕРГАЗ-Ухта» для обслуживания систем газоподготовки (фото 6) на энергоцентрах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» — ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном и Яргском нефтетитановом месторождениях. Сотрудники этого подразделения постоянно находятся на площадках энергоцентров и обеспечивают бесперебойную работу 9 технологических установок: двух блочных пунктов подготовки газа и семи газокомпрессорных станций в арктическом исполнении.

В структуре компании планируется создание других специальных подразделений, территориально привязанных к ключевым объектам сервисно-технического сегмента.

РЕМОНТНО-УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР

На производственной площадке Группы ЭНЕРГАЗ в Белгороде в завершающую фазу входит строительство Ремонтно-учебного центра (РУЦ).

Ремонтный цех создается путем модернизации нашего ремонтного предприятия. На этапе проектирования тщательно изучен опыт ведущих мировых производителей винтовых компрессоров. Обновляемый цех комплектуется новым оборудованием, современными станками и сборочно-разборочными механизмами, специальными устройствами и инструментами. Увеличены площади склада оригинальных запчастей и комплектующих. Одновременно оптимизируются регламенты восстановительных работ и расширяется диапазон ремонтируемой техники.

На тренажерный комплекс РУЦ возлагаются функции обучения и повышения квалификации. Здесь совмещены теоретические и практические сегменты. Площадка практического обучения оборудуется аналогами элементов и систем установок газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», действующих на объектах.

С открытием собственного РУЦ возникает новое качество первичного обучения пришедших к нам механиков и инженеров для их допуска к самостоятельной полевой работе. Что касается опытных и зарекомендовавших себя специалистов, то возможности РУЦ позволяют усовершенствовать действующую у нас систему повышения квалификации и периодической аттестации сотрудников. Это, в свою очередь, обеспечивает лучшим работникам карьерный рост в структуре предприятия и открывает перспективы получения высоких должностей инженеров 1-й категории, ведущих инженеров, инженеров-экспертов.

Также планируем организовывать на базе РУЦ стажировки студентов профильных специальностей технических вузов — конечно, в расчете на будущее достойное пополнение.

24 сентября 2020 года ЭНЕРГАЗ начал отсчет 14-го года своей производственной деятельности. Мы сознаем, что нельзя останавливаться на достигнутом, ведь дорога осилят идущий!

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
тел.: +7 (495) 589-36-61
факс: +7 (495) 589-36-60
e-mail: info@energas.ru
www.energas.ru



Фото 7. Сервисные специалисты обладают уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах

ГАЗОВЫЕ ФИЛЬТРЫ

с индикаторами перепада давления

Завод газовой арматуры ТЕРМОБРЕСТ предлагает рынку широкую гамму исполнений фильтров тонкой очистки газа.

НАЗНАЧЕНИЕ:

Газовые фильтры предназначены для установки на газопроводах перед запорно-регулирующей арматурой газогорелочных устройств котлов, теплогенераторов, инфракрасных обогревателей и других газосжигающих установках для очистки газа от механических частиц.

ХАРАКТЕРИСТИКИ:

- номинальный диаметр, DN: 15+300;
- материал корпуса: алюминий, сталь, чугун;
- рабочее давление: до 16 бар;
- климатическое исполнение: УЗ.1 (-30...+60 °C);
У2 (-45...+60 °C);
УХЛ1 (-60...+60 °C);
- степень фильтрации, мкм: 2, 5, 10, 20, 50, 80, 200.

CE1299

ВСЕ ГАЗОВЫЕ ФИЛЬТРЫ МОГУТ БЫТЬ УКОМПЛЕКТОВАНЫ РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ИНДИКАТОРОВ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ:

- механического типа — контроль загрязненности фильтрозлемента осуществляется визуально, по мере перекрытия смотрового окна;
- электронного типа, работающего от элемента питания — контроль загрязненности осуществляется визуально по светодиодной шкале;
- электронного типа, работающего от сети 24В — контроль загрязненности осуществляется визуально по светодиодной шкале, а также с помощью токового сигнала обратной связи, который позволяет вводить корректировку в расход газа для обеспечения оптимального соотношения газ-воздух;
- стрелочного типа «ИП-20» — контроль загрязненности фильтrozлемента осуществляется визуально, с помощью информационной шкалы и индикаторных стрелок.

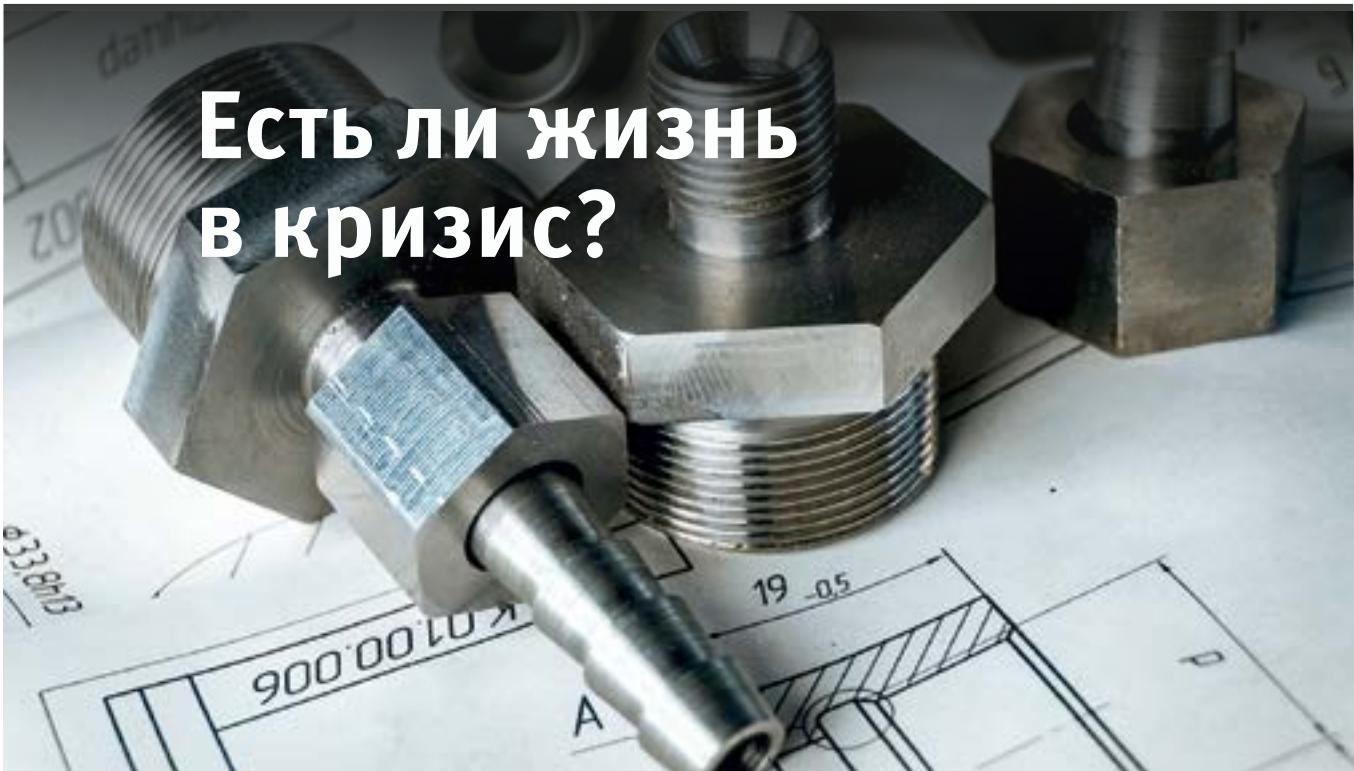
НОВИНКА

Индикаторы перепада давления стрелочного типа марки «ИП-20» могут поставляться как самостоятельное изделие для установки в существующем газовом тракте или газовом фильтре.



www.termobrest.ru

Есть ли жизнь в кризис?



Российская нефтегазовая промышленность в первом полугодии столкнулась с вызовами, связанными как с распространением коронавируса, так и со снижением цен на нефть, ростом курса доллара. При этом, по статистике предыдущих лет, отрасль нефтегазового машиностроения росла примерно на 2–3 % в год, а экспортные поставки показывали рост в районе 7 %. Сейчас компании ТЭК планируют корректировать свои инвестиционные программы. В ряде случаев речь может идти о достаточно серьезном сокращении — примерно на 20–30 %. По словам заместителя министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаила Иванова, в качестве основных приоритетов развития отрасли определено сохранение динамики производства и портфеля заказов, а также увеличение сбыта за счет расширения доли отечественного оборудования на внутреннем рынке.



Сергей Давыдов, директор по производству ГК «Некст Трейд»

С учетом осложнения экономической ситуации компании ТЭК стали обращать больше внимания на производителей отечественного оборудования. Лидерами отрасли уже разработаны долгосрочные программы производства отечественных аналогов импортного оборудования, потребность в которых очевидно возникнет в ближайшие годы. При этом отечественных производителей потребуется готовность к диверсификации и частичной перестройке производства под меняющиеся нужды рынка.

Как реагируют на сложившуюся ситуацию на предприятиях нефтегазового машиностроения, готово ли производство к переменам, рассказывает 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 и является многолетним поставщиком и партнером ПАО «Газпром».

Первая волна санкций активизировала импортозамещающие конструкторские изыскания группы компаний «Некст Трейд» в технологиях производства антипомпажных и регулирующих клапанов, применяющихся для предотвращения разрушающих явлений в турбинах. В 2015 году между ПАО «Газпром» и многопрофильной группой компаний «Некст Трейд» была подписана программа на разработку и проведение испытаний антипомпажного клапана. Уже в 2017 году компания «Некст Трейд» поставила первую серийную партию клапанов на Волгоградское ПХГ.

Сейчас мы готовы взяться за новые задачи, предложенные ПАО «Газпром» отечественным производителям.

В настоящее время ПАО «Газпром» организована работа по привлечению промышленного потенциала регионов Российской

Федерации к решению задач, направленных на импортозамещение продукции, применяемой или планируемой к применению в производственной деятельности компаний Группы «Газпром». Так, 20 февраля 2020 года был опубликован перечень наиболее важных видов продукции для импортозамещения и локализации производств с целью технологического развития ПАО «Газпром».

— Проанализировав предложенный перечень, мы решили попробовать свои силы в производстве трубопроводной арматуры для температуры свыше 560 °C из жаропрочных марок стали (PI-91, DI-59), замещающей продукцию Vorr & Reuther (Германия). Предполагается, что данная продукция будет производиться для нужд ООО «Газпром энергохолдинг» — крупнейшего в России владельца электроэнергетических активов.

Через Ассоциацию «Кластер производителей нефтегазового и химического оборудования Воронежской области» нами была направлена заявка в адрес Департамента 335 ПАО «Газпром» и получено подтверждение готовности к сотрудничеству.

Ранее ГК «Некст Трейд» не выпускала оборудование, рассчитанного на работу в условиях высоких температур, но опыт, накопленный при разработке и вводе в эксплуатацию уникального высокотехнологичного оборудования для эксплуатации

Продукция ГК «Некст Трейд»

В настоящее время в рамках исполнения программы импортозамещения мы изготавливаем и поставляем следующую продукцию:

- регулирующие и антипомпажные клапаны – аналог Mokveld valves;
- клиновые задвижки – аналог продукции Roforge, UFR, LOG;
- задвижки шиберные – аналог продукции фирмы Cameron, FMC
- вентили игольчатые – аналог продукции фирмы Swegelock;
- комплектующие к импортному оборудованию нефтегазового комплекса, в том числе нестандартного эксплуатируемого при рабочих давлениях до 70 МПа в условиях повышенного содержания H_2S , CO_2 в массовыхолях до 25 %.

КЛАПАНЫ РЕГУЛИРУЮЩИЕ АНТИПОМПАЖНЫЕ



Клапан антипомпажный
серии НТ-АПК
Ду 200-500 мм Ру 10-50 Мпа

КЛАПАНЫ РЕГУЛИРУЮЩИЕ УГОЛОВЫЕ



Клапан регулирующий (угловой)
серии НТ-РК
Ду 50-150 мм Ру 50 Мпа

ЗАДВИЖКИ КЛИНОВЫЕ



Задвижка клиновая серии НТ-ЗК
Ду 15-50 мм РУ 2,0-70 Мпа



Задвижка фонтанная серии НТ-ЗФМ
Ду 50-150 мм Ру 70 Мпа

в условиях высокого давления, многолетнее успешное сотрудничество с научными институтами при разработке новых марок стали позволяют нам рассчитывать на успешную реализацию поставленной задачи.

Недавно аналогичный проект ГК «Некст Трейд» начала разрабатывать для ПАО «Интер РАО» и сейчас уже идет оформление технического задания на проектирование и опытно-промышленную эксплуатацию оборудования со сходными техническими характеристиками и эксплуатационными условиями.

Разумеется, в обоих проектах речь не идет о серийном производстве. Это задача для небольшого научноемкого предприятия, которое готово заниматься инновационными разработками с прицелом на будущее. Именно таким предприятием является ГК «Некст Трейд». Технологическая и научная база ГК «Некст Трейд» позволяет выполнять сложные проекты, а решение инновационных задач является основой стратегии развития – предприятие всегда специализировалось на производстве сложного в эксплуатации, мелкосерийного, уникального оборудования.

– При параллельном выполнении проектов ПАО «Газпром» и ПАО «Интер РАО» мы диверсифицируем как производственные,

так и временные риски – идентичные технические задания сокращают время на проектные работы и разработку конструкторской документации, – рассказывает Сергей Давыдов.

Проанализировав техническое задание, мы уже сейчас можем сказать, что 90 % производства возможно осуществлять на технологической базе нашего предприятия без привлечения аутсорсеров. Исключением может стать только разработка сплава, отвечающего требованиям эксплуатации. Однако успешный опыт сотрудничества с НИТУ «МИСиС» при разработке технологии выплавки стали САБНМ по стандарту ASTM 487 дает нам уверенность в том, что этой задачей мы также успешно справимся. Кроме того, с 2016 года в составе ГК «Некст Трейд» работает собственное литейное производство – завод «Некст Трейд». Тот факт, что предприятия-лидеры ТЭК в новых рыночных условиях пытаются создать «запас прочности» и делают ставку на отечественного производителя, дает нам возможность для дальнейшего развития. В рамках выполнения работ по проектам мы сможем отработать новые технологии плавки и изготовления корпусных деталей из полученных материалов, развить технологии сварки и жаропрочной наплавки – то есть выполнить практические шаги

для технологического и стратегического развития предприятия. В рамках исполнения технического задания проекта ПАО «Интер РАО» мы планируем проработать возможность использования жаропрочных композитных материалов, в частности для выполнения корпуса детали.

По предварительным расчетам на выполнение проектов нам потребуется около двух лет, в течение которых будет создана конструкторская документация, опытно-промышленные образцы, проведены испытания и сертификация.

НЭКСТ Н ТРЕЙД
ГРУППА КОМПАНИЙ

ГК «Некст Трейд»
394038, Россия, 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



**Казанский федеральный
УНИВЕРСИТЕТ**
ИНСТИТУТ
**геологии и нефтегазовых
технологий**

ЧУКМАРОВ
Ильдус Адгамович
Заместитель Директора по маркетингу
Института геологии
и нефтегазовых технологий
Казанского федерального
университета
Директор Центра дополнительного
образования, менеджмента качества
и маркетинга ИГиНГТ КФУ



**ЦЕНТР ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ ИГИНГТ КФУ**

Центр дополнительного образования, менеджмента
качества и маркетинга Института геологии и нефтегазовых
технологий Казанского федерального университета.

«Обучение реализуется в очной,очно-заочной с применением
дистанционных технологий и полностью дистанционной формах.
А также на выезде. Кроме того, в период пандемии мы смогли адаптироваться
и найти новые формы гибридного обучения. У нас индивидуальный
подход к каждому заказчику. Более 170 ведущих преподавателей
и экспертов из России и всего мира работают с нами ежедневно. Более
1000 выпускников в год и множество положительных отзывов!

Мы всегда рады сотрудничеству с ведущими экспертами и преподавателями
различных организаций России и мира. Приглашаем вас
к созданию и реализации совместных новых курсов!

Мы всегда рады новым слушателям и готовы предложить каждому
персональную дистанционную траекторию обучения.

Мы объединяем возможности всех для успеха каждого!»

На сегодняшний день Центр реализует более
200 уникальных программ повышения квалификации,
профессиональной переподготовки. Также
в Центре реализована система дистанционного
обучения по индивидуальной траектории. Любой
желающий может создать свою собственную
дистанционную программу повышения квалификации
или профессиональной переподготовки.

Центр создает новые курсы в соответствии с
уникальными запросами компаний. При реализации
курсов привлекаются ресурсы КФУ (лаборатории,
аудитории, профессорско-преподавательский
состав), а также ресурсы партнеров КФУ. Обучение
проводится с применением ведущих программных
продуктов с участием их разработчиков.

В числе наших заказчиков и партнеров
ведущие компании России и мира.

При успешном завершении обучения выдается
документ (удостоверение или диплом)
установленного образца Казанского федерального
университета.

Ознакомиться с полным перечнем программ
дополнительного профессионального образования,
датами их реализации и подать заявку на
обучение можно на нашем сайте www.cdoGEO.ru



www.youtube.com/ЦентрДополнительногоОбразованияИГиНГТКФУ

Центр имеет свой YouTube канал с видеолекциями от ведущих преподавателей и экспертов отрасли,
которые доступны всем желающим абсолютно бесплатно и без регистрации.

Подписывайся и начинай учиться вместе с нами!

Применение энергоэффективных мероприятий при разработке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Игнатов И.В., Исмагилов Р.Н., Сюлемез С.Н., Клакович О.В., Серебрянский С.А., Иванов Н.В.

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

o.v.klakovich@gd-urengoy.gazprom.ru

Аннотация

В статье исследованы способы утилизации природного газа из опорожняемых участков трубопроводов при проведении планово-предупредительного ремонта. С целью снижения количества выбросов парниковых газов в атмосферу разработана технологическая схема утилизации природного газа с помощью дожимной компрессорной станции путем поэтапного снижения давления.

Материалы и методы

Методы утилизации природного газа.

Ключевые слова

сеноманская залежь, дожимная компрессорная станция, установка комплексной подготовки газа, утилизация газа, мобильная компрессорная установка, планово-предупредительный ремонт

Для цитирования

Игнатов И.В., Исмагилов Р.Н., Сюлемез С.Н., Клакович О.В., Серебрянский С.А., Иванов Н.В. Применение энергоэффективных мероприятий при разработке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 59–62.

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10097

Поступила в редакцию: 10.09.2020

PIPELINE

УДК 622.691.48 | Original Paper

Application of energy efficient technologies in the development of the Urengoyskoye oil and gas condensate field

Ignatov I.V., Ismagilov R.N., Syulemez S.N., Klakovich O.V., Serebryansky S.A., Ivanov N.V.

Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoi, Russia

o.v.klakovich@gd-urengoy.gazprom.ru

Abstract

The article explores the methods of natural gas utilization from the emptied sections of pipelines during scheduled preventive maintenance. In order to reduce the amount of greenhouse gas emissions into the atmosphere, a technological scheme has been developed for the utilization of natural gas using a booster compressor station by means of a successive pressure reduction.

Materials and methods

Methods of natural gas utilization.

Keywords

cenomanian deposit, booster compressor station, complex gas treatment unit, gas utilization, mobile compressor unit, scheduled preventive maintenance

For citation

Ignatov I.V., Ismagilov R.N., Syulemez S.N., Klakovich O.V., Serebryansky S.A., Ivanov N.V. Application of energy efficient technologies in the development of the Urengoyskoye oil and gas condensate field. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 59–62 (In Russ.).

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10097

Received: 10.09.2020

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха в ООО «Газпром добыва Уренгой» (рис. 1) являются дожимные компрессорные станции (ДКС) и компрессорные станции по утилизации попутного нефтяного газа (38 %), исследования скважин (28 %), опорожнение технологического оборудования и трубопроводов (17 %), выветривание и опорожнение технологического оборудования (8 %), резервуары, ремонтно-механические мастерские и котельные (9 %) [1].

Указом Президента Российской Федерации от 30 сентября 2013 г. № 752

«О сокращении выбросов парниковых газов» Правительству РФ поручено обеспечить к 2020 году сокращение объема выбросов парниковых газов в Российской Федерации до уровня не более 75 % объема указанных выбросов в 1990 году. Для достижения поставленных целей и в соответствии с экологической политикой ООО «Газпром добыва Уренгой» реализуется комплекс мероприятий по повышению энергоэффективности производственных процессов, принимаются меры по сокращению выбросов парниковых газов. Эта работа основана на внедрении энергосберегающих и экологически

эффективных инновационных технологий, которые обеспечивают снижение негативного воздействия на хрупкие и трудновосстановимые экосистемы Крайнего Севера. Данная статья посвящена одной из таких технологий, разработанной и внедренной в нашем Обществе.

Транспортировка подготовленного природного газа от установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и нефтепромыслов (НП) в систему магистральных газопроводов (МГ) осуществляется по межпромысловому коллектору (МПК), линейная часть которого состоит из Западного и

Восточного коридора. Каждый коридор включает в себя две технологические нитки Dn1400 с максимальным рабочим давлением $P_{раб} = 7,5$ МПа, которые в свою очередь обеспечивают транспорт газа в систему газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Сургут».

На линейной части МПК Уренгойского НГКМ ежегодно проводится планово-предупредительный ремонт (ППР), для выполнения которого требуется опорожнение участка газопровода. При выполнении этих работ газ из трубопроводов сжигается на факеле, вследствие чего происходят безвозвратные потери энергоресурсов, а также образование большого количества вредных выбросов в атмосферу, что влечет за собой ухудшение состояния окружающей среды.

В ПАО «Газпром» имеется опыт утилизации газа из опорожняемых газопроводов с помощью мобильной компрессорной установки. Мобильная компрессорная установка (МКУ) служит для перекачки газа из ремонтируемого участка МПК в параллельно идущий газопровод или за отключающую арматуру по направлению движения газа. Перекачка осуществляется путем понижения давления газа перед его подачей в компрессор, установленный на мобильной станции, а после направляется в действующий участок газопровода. На участке магистрального газопровода Усть-Бузулукского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Волгоград» уже прошли опытно-промышленные испытания по перекачке газа мобильными компрессорными установками модели AG09169 производства ООО «Газаг», МКУ 750 производства LMF AG (Австрия) и ООО «НПП «35-й механический завод» (Калуга), которые показали хорошие результаты по сокращению выбросов метана [2].

Также подобные установки были применены для технологии распределенного компримирования на производственных объектах Ямбургского и Вынгапуровского месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки [3]. Данные МКУ имеют высокую степень заводской готовности, вследствие чего монтажные и пусконаладочные работы были выполнены за 1 месяц, а объемы реконструкции газосборных коллекторов были минимальны. Однако опыт эксплуатации МКУ позволил выявить ряд их недостатков: большая масса и габаритные размеры установки, необходимость в постоянном источнике электроэнергии, а также высокие эксплуатационные затраты.

Проблема утилизации газа из опорожняемых газопроводов в ООО «Газпром добыча Уренгой» была решена в рамках разработанной концепции развития дожимного комплекса для завершающего периода разработки [4]. Концепция предусматривает централизацию мощностей компримирования на головных УКПГ-4, 7, 12. Для обеспечения приема газа на данных установках выполнена реконструкция межзональных технологических коллекторов (МЦТК). Данное решение позволило перераспределить потоки по различным участкам МПК, что в свою очередь позволяет отключать участки МПК для проведения регламентных работ. При этом газ из остановленного участка утилизируется на ближайший головной газовый промысел с

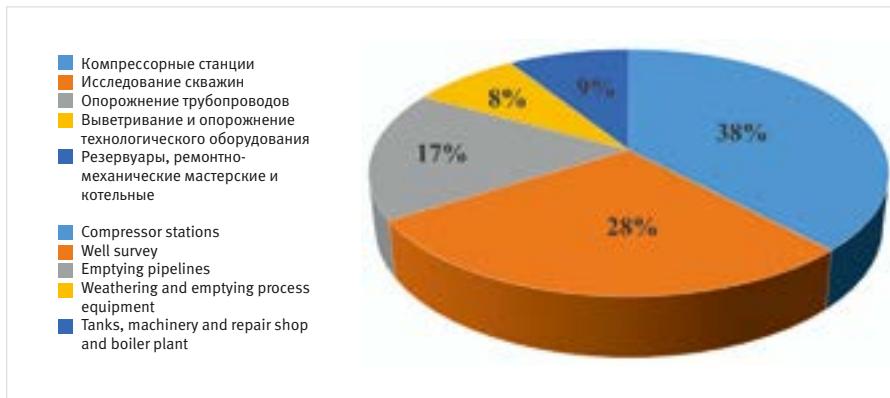


Рис. 1. Источники загрязнения атмосферного воздуха на УНГКМ
Fig. 1. Sources of air pollution at the Urengoy oil and gas condensate field

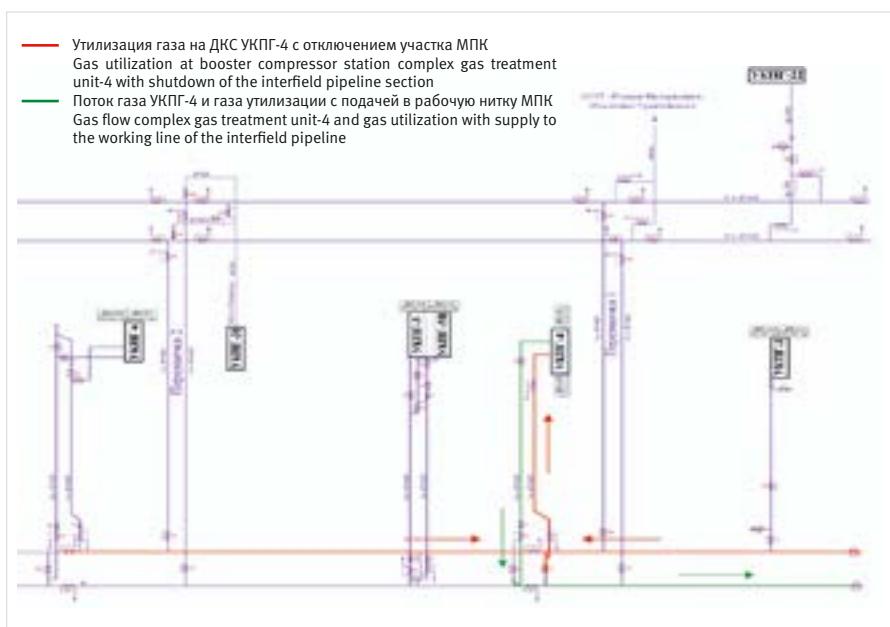


Рис. 2. Принципиальная схема утилизации газа из отключаемого участка МПК на ДКС УКПГ-4
Fig. 2. Schematic diagram of gas utilization from the disconnected section of the interfield pipeline at the booster compressor station UKPG-4

использованием первой и второй ступени компримирования ДКС.

Таким образом, при данном способе утилизации газ из ремонтируемого трубопровода межпромыслового коллектора утилизируется до входного давления на УКПГ-4, 7, 12 с помощью ДКС данных промыслов. С УКПГ утилизируемый газ совместно с подготовленным газом сеноманской залежи поступает в рабочий трубопровод межпромыслового коллектора (рис. 2).

Для оценки эффективности предложенного способа утилизации газа на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении в 2013 году были проведены соответствующие испытания, а с 2014 года аналогичные мероприятия реализуются с помощью ДКС УКПГ-7 и УКПГ-12.

В ходе испытания установка комплексной подготовки газа УКПГ-4 использовалась в качестве установки подготовки газа, на которую подавался газ утилизации из одного из трубопроводов межпромыслового коллектора диаметром 1400 мм. Начальное давление в трубопроводе 5,2 МПа. Давление в трубопроводе понижалось на первом этапе до 2,4 МПа

с подачей газа утилизации в газовый поток после абсорбции влаги гликолем (на вторую ступень сжатия). На втором этапе давление понижалось до 0,6 МПа с подачей газа на первую ступень сжатия ДКС, т.е. до величины давления газа, поступившего на установку с кустов скважин (рис. 3а). Смешанный поток газа УКПГ-4 и газа утилизации из ремонтируемого участка МПК проходит компримирование на 1-й ступени ДКС и абсорбционную осушку. Далее газ компримируется на 2-й ступени ДКС и окончательно осушается. Затем подготовленный газ направляется в рабочий трубопровод МПК. По завершении утилизации газа из ремонтируемого участка МПК ДКС продолжает эксплуатироваться в штатном режиме, компримируя собственный газ.

Начиная с 2023 года на головных промыслах (УКПГ-4, 7, 12) планируется ввод в эксплуатацию третьей очереди ДКС, оснащенных двухкорпусными ГПА, с выводом из эксплуатации второй ступени ДКС (рис. 3б). Схема опорожнения участков газопровода будет предусматривать три следующих этапа: на первом этапе участок МПК отключается посредством линейных кранов и газ с

отключенного участка подается по трубопроводу на вход ДКС третьей ступени сжатия УКПГ, где происходит понижение давления газа до величины входного давления третьей ступени сжатия ДКС (23 кгс/см²); на втором этапе газ утилизации направляется на вход второй

ступени компримирования, где давление газа снижается до величины входного давления второй ступени ДКС (10 кгс/см²); на третьем этапе газ подается на вход первой ступени, где давление газа утилизации снижается до входного давления первой ступени (3 кгс/см²).

Благодаря утилизации газа на сеноманских ДКС при проведении планово-предотвратительного ремонта трубопроводов межпромыслового коллектора в 2015–2019 годах сокращены потери природного газа на 19,88 млн м³ и выбросы в атмосферу парниковых газов в CO₂ эквиваленте на 326,31 тыс. тонн (рис. 4). Также согласно данной технологии за первый квартал 2020 года сокращены потери природного газа на 6,67 млн м³ и выбросы парниковых газов в атмосферу в CO₂ эквиваленте на 109,41 тыс. тонн.

Таким образом, в ООО «Газпром добыча Уренгой» реализуется комплекс энергосберегающих и экологических технологий, которые сокращают потери газа, а также значительно снижают количество выбросов парниковых газов в атмосферу. Благодаря этому осуществляется рациональное природопользование при освоении углеводородных ресурсов месторождений Большого Уренгоя, снижается нагрузка на окружающую среду.

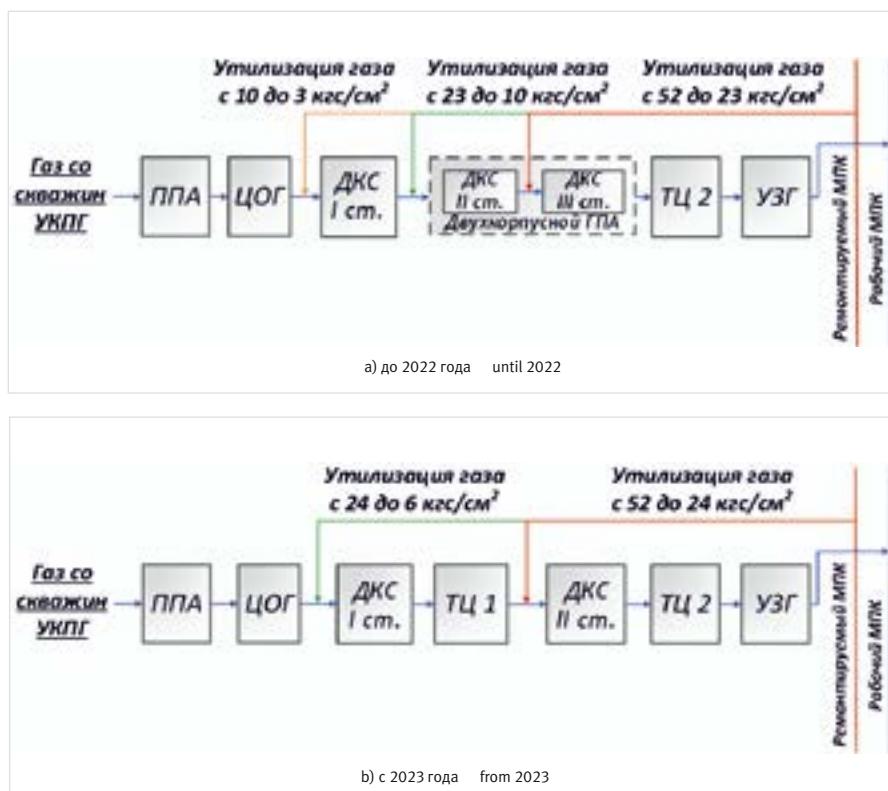


Рис. 3. Принципиальная схема утилизации газа
Fig. 3. Schematic diagram of gas utilization

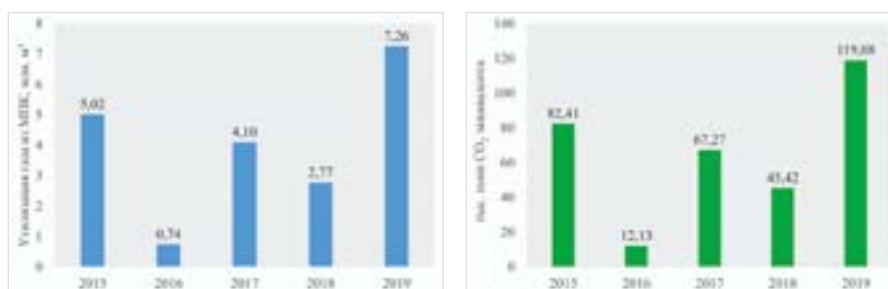


Рис. 4. Объемы утилизации газа из МПК и предотвращенные выбросы парниковых газов в атмосферу
Fig. 4. Volumes of gas utilization from the interfield pipeline and avoided emissions of greenhouse gases into the atmosphere

Выводы

В ООО «Газпром добыча Уренгой» реализуется комплекс энергосберегающих и экологических технологий, которые сокращают потери газа, а также значительно снижают количество выбросов парниковых газов в атмосферу. Благодаря этому осуществляется рациональное природопользование при освоении углеводородных ресурсов месторождений Большого Уренгоя, снижается нагрузка на окружающую среду.

Литература

- Дикамов Д.В., Имагилов Р.Н., Фролов А.А., Типугин А.А., Степичев С.А. Разработка энергосберегающих и экологических инновационных технологий при освоении углеводородных ресурсов Уренгойского месторождения // Сборник тезисов докладов форума «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу». Новый Уренгой, 30–31 марта 2016. С. 23.
- Ишков А.Г., Акопова Г.С., Тетеревлев Р.В. Опыт оценки экологических показателей работы мобильной компрессорной станции при пробной перекачке газа // Территория нефтегаз. 2011. № 6. С. 56–58.
- Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Арно О.Б. и др. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей // Газовая промышленность. 2015. № 1. С. 15–17.
- Корякин А.Ю., Имагилов Р.Н., Кобычев В.Ф. и др. Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 1. С. 33–36.

ENGLISH

Results

Gazprom dobycha Urengoy LLC is implementing a set of energy-saving and environmental technologies that reduce gas losses and significantly reduce the amount of greenhouse gas emissions into the

atmosphere. Thanks to this, rational nature management is carried out in the development of hydrocarbon resources of the Bolshoi Urengoy fields, and the negative influence on the environment is reduced.

References

- Dikamov D.V., Ismagilov R.N., Frolov A.A., Tipugin A.A., Stepichev S.A. Development of energy-saving and environmental innovative technologies in the development of hydrocarbon resources of the Urengoyskoye field. Collection of abstracts of the gas forum "Gas. Oil. New technologies – the Far North". Novy Urengoy, 2016, March 30–31, P. 23.
- Ishkov A.G., Akopova G.S., Teterevlev R.V. Experience in assessing the environmental performance of a mobile compressor station during trial gas pumping. Territory of oil and gas. 2011, issue 6, P. 56–58.
- Minlikaev V.Z., Dikamov D.V., Arno O.B. et al. Implementation of the technology of joint compression of gas from Cenomanian deposits and Achimov deposits. Exposition Oil Gas, 2018, issue 1, P. 33–36.
- Koryakin A.Yu., Ismagilov R.N., Kobychev V.F. Application of mobile compressor units at the final stage of development of gas deposits. Gas Industry, 2015, issue 1, P. 15–17.
- Koryakin A.Yu., Ismagilov R.N., Kobychev V.F. et al. Implementation of the technology of joint compression of gas from Cenomanian deposits and Achimov deposits. Exposition Oil Gas, 2018, issue 1, P. 33–36.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Игнатов Игорь Валерьевич, заместитель генерального директора по перспективному развитию ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Исмагилов Рустам Наилевич, заместитель генерального директора по производству ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Сюлемез Сергей Николаевич, заместитель начальника управления по производству, Линейное производственное управление филиала ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Клакович Олег Владиславович, инженер 1 категории технического отдела администрации ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Для контактов: o.v.klakovich@gd-urengoy.gazprom.ru

Серебрянский Сергей Александрович, ведущий инженер отдела сопровождения проектов развития службы мониторинга технологических процессов добычи, сбора и подготовки газа, газового конденсата и нефти Инженерно-технического центра, филиала ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Иванов Николай Валерьевич, инженер 1 категории отдела моделирования процессов сбора и подготовки углеводородного сырья службы мониторинга технологических процессов добычи, сбора и подготовки газа, газового конденсата, нефти филиала Инженерно-технический центр ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Ignatov Igor Valerievich, Deputy General Director for Prospective Development of Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russia

Ismagilov Rustam Nailevich, Deputy General Director for Production, Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russia

Syulemez Sergey Nikolaevich, Deputy Head of Production Linear Production Department, branch of Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russia

Klakovich Oleg Vladislavovich, engineer of the 1st category of the technical department of the administration of Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russia

Corresponding authors: o.v.klakovich@gd-urengoy.gazprom.ru

Sergey Aleksandrovich Serebryansky, Lead Engineer, Development Project Support Department, Service for Monitoring Technological Processes of Production, Collection and Treatment of Gas, Gas Condensate and Oil of the Engineering and Technical Center, a branch of Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russia

Ivanov Nikolay Valerievich, engineer of the 1st category of the Department for Modeling the Processes of Gathering and Preparation of Hydrocarbon Raw Materials of the Service for Monitoring Technological Processes of Production, Gathering and Treatment of Gas, Gas Condensate, Oil of the Engineering and Technical Center of Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russia

ООО «Выставочная компания
Сибэкспосервис»

ЗЭС SERVICE
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



**САХПРОМЭКСПО – 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

НПФ «Политехника» закончила работы по ликвидации последствий аварии в Норильске



На протяжении более чем 25 лет ООО «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 Российской Федерации, Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий; предприятия нефтегазовой и химической промышленности; производственные, научные и коммерческие организации.

В 2020 году на нефтебазе в г. Норильске произошла утечка дизельного топлива. Компания «Политехника» одна из первых приняла участие в ликвидации последствий разлива.

В рамках проводимых работ ООО НПФ «Политехника» обеспечила поставку на место чрезвычайной ситуации полимерных эластичных резервуаров собственного производства серии ПЭР-Н и комплектующих к ним в беспрецедентно короткий срок. С момента получения заявки в течение суток был развернут полевой склад горючего (ПСГ) на базе полимерных эластичных резервуаров ПЭР 250Н для перекачки нефтепродуктов из аварийной емкости; в акватории р. Амбарной развернуты резервуары для сбора водно-дизельной смеси (ВДС) с поверхности воды.

ПЭР-Н объемом до 500 м³ предназначены для сырой нефти, нефтепродуктов, хранения топлива и ГСМ в составе мобильных складов. Производятся из сверхпрочной ткани баллистического плетения с двухсторонним полиуретановым (ТРУ) покрытием.

Полимерные эластичные резервуары объемом в несколько тысяч кубометров могут быть развернуты в течение суток с момента поступления заявки на ликвидацию утечки нефтепродуктов.



В течение 14 дней в полимерные эластичные емкости серии ПЭР-Н производился сбор ВДС, собранной в ходе ликвидации разлива. После чего «Политехника» перекачала собранную эмульсию с помощью рукавного трубопровода собственного производства на место утилизации для сепарации и очистки. Протяженность перекачки составила 22 км.

Плоскосворачиваемый рукавный трубопровод с покрытием из полиуретана (ТРУ) НПФ «Политехника» устойчив к нефтепродуктам и обладает повышенной износостойкостью. Компактен при транспортировке и монтируется без применения спецтехники.

**Вес одной катушки
200 м – 300 кг**

На 8 октября 2020 г. работы в акватории р. Амбарной закончены. Оборудование и материалы собраны и доставлены в места хранения.

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



Автоматизация сепараторов — новые датчики и новые системы компании «Валком»

Колмогорцев Е.Л.

к.т.н., начальник проектного отдела ООО «Валком», Санкт-Петербург, Россия

Природный газ и газовый конденсат являются ценным сырьем нефтехимической промышленности и одним из широко применяемых и распространенных видов энергоносителей. Обработка добываемого газа и газового конденсата осуществляется на комплексных установках подготовки газа УКПГ, на которых, в частности, осуществляется разделение добываемой продукции скважин на природный газ, газовый конденсат и удаление пластовой воды с применением двухфазных и трехфазных сепараторов.

Для непрерывной работы сепараторов должен быть обеспечен автоматический сброс пластовой воды и газового конденсата по мере заполнения соответствующих камер сепаратора.

ООО «Валком» спроектировало и серийно выпускает системы удаления жидкости (СУЖ) для двухфазных и трехфазных сепараторов. В системах СУЖ применены новые разработки компании «Валком»: сигнализатор раздела фаз UTS, являющийся дальнейшим развитием и модификацией выпускаемых сигнализаторов уровня UTS, а также гидроакустический измеритель уровня TGD-G. Сигнализатор раздела фаз в исполнениях LS1, LS2, IL обеспечивает контроль раздела фаз «жидкость-воздух», «вспененная жидкость-воздух» и «вода-другие жидкости» соответственно. Гидроакустический измеритель TGD-G обеспечивает прямое измерение уровня в резервуарах высотой до 4 м с высокой точностью.



Рис. 1.
Сигнализатор
раздела фаз UTS



Рис. 2.
Гидроакустический
измеритель TGD-G

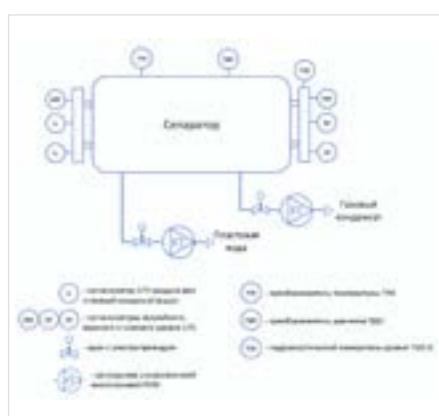


Рис. 3. Упрощенная структурная схема трехфазного сепаратора с датчиками системы удаления

Отличительной особенностью систем производства компании «Валком» является применение средств автоматизации собственного производства: датчиков и сигнализаторов давления ПДК, датчиков и сигнализаторов температуры ТПК, сигнализаторов уровня и раздела фаз УТС, акустических и гидроакустических измерителей уровня ТГД и ТГД-Г, расходомеров РУМ, промышленных компьютеров серии МОС, контроллеров и преобразователей интерфейсов серии ПИ-485. При этом на всю выпускаемую продукцию получено заключение Минпромторга РФ о подтверждении производства промышленной продукции на территории РФ.

Система удаления жидкости для сепаратора включается в себя:

- шкаф управления, обеспечивающий контроль и управление технологическим процессом, сигнализацию АПС, а также взаимодействие с оператором посредством встроенной панели управления;
- шкаф силовой, обеспечивающий питание и управление электроприводами запорной арматуры;
- комплект датчиков давления, температуры и расходомеров;
- уровнемерные колонки с измерителями уровня и сигнализаторами уровня/раздела фаз.

Система удаления жидкости обеспечивает непрерывный контроль давления и температуры в сепараторе. При выходе давления или температуры в сепараторе за заданные пределы формируется световая и звуковая сигнализация АПС. Установленные уровнемерные колонки на камерах сепаратора обеспечивают непрерывный контроль и сигнализацию уровня в соответствующих камерах сепаратора, на колонках установлены как датчики контроля, так и средства местной визуальной индикации уровня.

В камере «конденсат/вода» на уровнемерной колонке установлены сигнализатор UTS аварийного верхнего уровня и два сигнализатора UTS раздела фаз «газовый конденсат/вода». При срабатывании верхнего сигнализатора раздела фаз «газовый конденсат/вода» система управления автоматически открывает кран сброса жидкости, сброс воды осуществляется до уровня срабатывания сигнализатора раздела фаз «газовый конденсат/вода», установленного в нижней части уровнемерной колонки, после чего кран сброса закрывается. При повышении уровня в камере до уровня срабатывания верхнего сигнализатора раздела фаз процесс повторяется.



Рис. 4. Видеокадр панели оператора системы удаления жидкости СУЖ

В камере накопления газового конденсата на уровнемерной колонке установлены три сигнализатора уровня УТС — аварийного, верхнего (ВУ) и нижнего (НУ), — а также гидроакустический измеритель уровня ТГД-Г. При достижении уровня срабатывания сигнализатора ВУ система управления автоматически открывает кран сброса газового конденсата. При срабатывании сигнализатора нижнего уровня НУ кран сброса автоматически закрывается. Текущий уровень жидкости контролируется гидроакустическим измерителем уровня ТГД-Г и отображается на панели оператора.

Объем сбрасываемой с сепаратора воды и газового конденсата контролируется ультразвуковыми многолучевыми расходомерами РУМ.

Информация со всех датчиков о текущих параметрах работы сепаратора, выходе контролируемых параметров за заданные пределы, текущем режиме работы системы, имеющихся неисправностях и т.п. отображается в графическом виде на панели оператора, входящей в состав системы удаления жидкости.

При нештатных ситуациях возможно переполнение камер сепаратора и нарушение режима его функционирования. В этом случае происходит срабатывание соответствующего сигнализатора аварийного верхнего уровня и включается аварийная световая и звуковая сигнализация АПС для привлечения внимания оператора и принятия необходимых мер.

Разработанная компанией «Валком» система удаления жидкости СУЖ может применяться как для новых сепараторов, так и при модернизации уже эксплуатируемых установок.



+7 (812) 320-98-33

www.valcom.ru

info@valcom.ru

Высокотехнологичное инновационное оборудование на отечественной программно-аппаратной платформе **РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ**

КАДЕТ



инструмент для поддержания
баланса эффективной
и безопасной работы

10 достоинств

Наличие в газовом потоке твердых фракций в виде песка может привести к зернисто-коррозионным повреждениям скважинного оборудования.

Регистратор выноса твердых фракций (РВФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Акусто-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяет в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций.

Основные характеристики:

Минимальный размер регистрируемых частиц	20 мкм.
Минимальный регистрируемый объем выносимых частиц	0,002 л/сек.
Период обновления данных	от 15 сек. до 60 мин.
Чувствительный элемент (акусто-эмиссионный)	3 шт.
Возбудитель	1 шт.
Температура окружающей среды	от -50 до +50 °C.
Срок службы внутренних элементов питания, при опросе один раз каждую минуту	не менее 36 мес.
Конструктивное исполнение — «изобретенная электрическая цепь» 2ExdIAT4	

Два исполнения:

- Беспроводной с внутренним источником питания и передачей информации по радиоканалу ВН 1228
- Проводной с внешним источником питания и интерфейсом RS-485 ВН 1228-01



- 1 Мониторинг выноса песка из скважин в режиме реального времени
- 2 Регистратор адекватно и эффективно регистрирует факты выноса песка и контролирует тренды этого выноса из газодобывающих скважин
- 3 Высокая помехоустойчивость. Нулевое значение при отсутствии выноса песка.
Регистрирует только твердые частицы
- 4 Наличие радиоканала позволяет считывать результаты измерений с помощью мобильного АРМ и передавать данные на расстояние до 5 км
- 5 Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи
- 6 Широкий динамический диапазон регистрации, простой понятный интерфейс; удобство обслуживания
- 7 В регистраторе предусмотрена возможность изменения настроек при проведении калибровок на конкретном газовом промысле
- 8 Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора
- 9 Конструкция элементов регистратора не предполагает при проведении монтажа регистратора выполнения опасных и сложных монтажных работ
- 10 РВФ «КАДЕТ» позволяет проводить мероприятия по поддержанию оптимального режима работы скважины

 **БИНАР**

607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д 12, стр.15,
+7 (83130) 5-99-35, 5-99-53
binar@binar.ru, www.binar.ru

AUTOSTORE® – ЭКОНОМИЯ ПРОСТРАНСТВА И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Инновационная автоматизированная складская система на складе Nitrás



AS Abeitschutz в ответе за каждый отправленный товар.
Когда оператор порта принимает палету, он открывает коробки с товаром, проверяет наличие инструкции, комплектацию и убеждается, что с продукцией все в порядке.



Автоматизированный склад — это построенная внутри помещения сверхпрочная алюминиевая конструкция, которую наполняют специальные палеты с товарами. Ячейки с палетами расположены на нескольких уровнях общей высотой 20 м. Верхний уровень свободен, по нему осуществляют движение роботы. Вместимость склада — 20 000 палетных мест. Палеты забираются высокоскоростными роботами по рельсовой системе (сетке), соприкасаются и доставляются непосредственно в подключенный порт для входящих или исходящих товаров. Система очень энергоэффективна. Дополнительная электроэнергия вырабатывается за счет рекуперации, когда робот опускает палету или снижает скорость.



Так выглядят специальная палета для автоматизированного склада

Логистика

Чтобы собрать заказ из 20 разных моделей обуви Nitrás по 200 пар каждого артикула, российскому дистрибутору Nitrás на складе в московской области приходится тратить до четырех суток. Это тяжелый физический труд складского персонала, достающего коробки с высоких стеллажей, при продолжительной концентрации внимания на артикулах и размерах. Благодаря Autostore на складе Nitrás в Бедбурге нет этой проблемы, ошибки формирования заказа маловероятны. Заказ на 4 000 пар различной обуви собирают меньше чем за сутки. Более того, склад может работать и днем и ночью.

После сортировки товар фасуют в большие коробки и грузят в машину. Благодаря удобной организации работы на складе Nitrás

и наличию транспортной ленты эти операции могут осуществлять всего два человека: оператор и грузчик. Иногда оператор может брать на себя задачи грузчика. Система оптимизирует работу грузчиков, автоматически ориентируя их на складе, значительно ускоряет процесс формирования отгрузок.

Слаженная работа

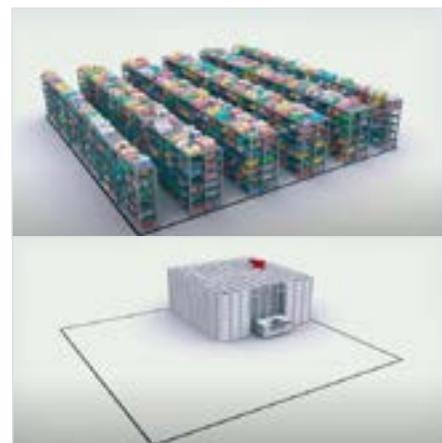
Скоростные роботы Autostore имеют надежные износостойкие механизмы, оснащенные выдвижными подъемными платформами с фиксаторами, которые поднимают палеты. Чтобы поднять палету с нижнего яруса, когда прямо над ним размещены еще 5 палет, робот поочередно поднимает и ставит их на самом верхнем ярусе. После извлечения нужной палеты робот возвращает поднятые ранее обратно в ячейки. Для экономии времени это может сделать другой «свободный» робот. С помощью специального программного обеспечения роботы согласовывают свои действия.



Робот поднял верхние палеты, чтобы добраться до нижнего

Экономия места

Площадь складских помещений зачастую стоит не мало. Многим фирмам приходится переносить свой склад подальше от города, где дешевле стоимость аренды. Это увеличивает время доставки и транспортные расходы. На иллюстрации вы можете видеть, сколько места занимает одно и то же количество товара на обычном и автоматизированном складе. За счет отсутствия проходов получается в четыре раза меньше места.



Склад до и после автоматизации. Одни и те же товары, по-разному уложенные

Результат

В итоге производитель качественных СИЗ имеет компактный, точный и удобный в использовании инструмент для бизнеса — автоматизированный склад.

Человек не робот. Он может сделать ошибку, пропустить брак или что-то не заметить, но в организации производственного процесса человек — самый важный и незаменимый элемент. Наблюдение за состоянием производственного оборудования на заводах, контроль над условиями труда на производстве, складах и в офисах в совокупности обеспечивают качество продукции Nitrás. В AS Abeitschutz это всегда понимали, и именно поэтому фирме удалось добиться больших успехов в сфере СИЗ. Преодолев трудный путь с 1986 года, Nitrás постоянно внедряют что-то новое.

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





Новый Завод
Металлопластиковые трубы и фитинги

БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ КОМБИНИРОВАННЫЕ ТРУБЫ И ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБОПРОВОДА С МЕТАЛЛИЧЕСКИМ ПЛАКИРУЮЩИМ СЛОЕМ

ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В КОРРОЗИОННОАКТИВНЫХ СРЕДАХ

**ТРУБЫ
ОТВОДЫ
УГОЛЬНИКИ
ТРОЙНИКИ** (точёные, штампованные, сварные)
**ПЕРЕХОДЫ
ПАТРУБКИ
ФЛАНЦЫ** (фланцевые пары)
ЗАГЛУШКИ ПОВОРОТНЫЕ

ООО "НОВЫЙ ЗАВОД"

Производство:

г. Екатеринбург, ул. Завокзальная,
5, строение №11

Сбыт Офис: г. Москва,
3-я Хорошёвская 2,
строение 1, офис 627

+ 7 (343) 253-05-05 (06, 07)

newplant77@bk.ru

www.новый завод.рф

ТУ 24.20.40-002-37941826-2020.





ООО НПП «МАГНИТО-КОНТАКТ»

e-mail: 451684@bk.ru

www.m-kontakt.ru

+7(4912)45-16-84, 45-37-88

www.m-kontakt.com

+7(495)320-09-87

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Б № АКТИВНЫЙ БАРЬЕР ИСКРОЗАЩИТИ «АБИ» (1 КАНАЛ/2 КАНАЛА) (Ex ia Ga) IIIC/IC

ПАШН.426439.146 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 10.06.2020г. по 9.06.2025г.

Степень защиты IP54
Маркировка взрывозащиты Ex ia Ga IIIC/IC

Б № ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТООНТАНТНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ

ЕХ I0102 МН (1Ex d IC T6 Gb / РВ Ex d I Mb; 1Ex d IIC T6 Gb) ПАШН.425119.114 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах

Сертификат соответствия на совместимость

Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р 54832-2011

Декларация об электромагнитной совместности ЕАЭС

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС

№ РУ С-RU.BH02.0.00037/19, срок действия с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
№ РОСС RU.11АК01.Н.00197, срок действия с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
№ РОСС RU.11АК01.Н.00433, срок действия с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03003/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03007/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты Ex d IC T6 Gb / РВ Ex d I Mb;
1Ex d IIC T6 Gb
Корпус из алюминия или нержавеющей стали

Б № ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ТОЧЕЧНЫЙ МАКСИМАЛЬНЫЙ

ИП 114-50 (0Ex ia IC T6...T3 Ga X) ПАШН.425212.135 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 10.06.2020г. по 9.06.2025г.

Сертификат пожарной безопасности

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС

Классы извещателя A1 A2 A3 B C D E F G

Степень защиты IP20
Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6...T3 Ga X

Б № ДАТЧИК ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРНОВЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ

ДЛМ-1Ex (ДЛМГР-2) (0Ex ia IIC T6 Ga X/РВ Ex ia I Ma) ПАШН.425119.118 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах

Декларация об безопасности пожарового оборудования ЕАЭС

Декларация об электромагнитной совместности ЕАЭС

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС

№ ТС RU C-RU.BH02.0.00025/19, срок действия с 09.07.2018г. по 08.07.2023г.
№ РУ Д-RU.ME61.В.00880, срок действия с 29.08.2018г. по 28.08.2023г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03003/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.Степень защиты IP68
Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga X/РВ Ex ia I Ma X

Б № ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТООНТАНТНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ

ИО 102-26/В «АЯНС» (0Ex ia IC T6 Ga X) ПАШН.425119.008 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах

Сертификат соответствия на совместимость

Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р 54832-2011

Декларация об электромагнитной совместности ЕАЭС

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС

№ РУ С-RU.BH02.0.00037/19, срок действия с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
№ РОСС RU.11АК01.Н.00197, срок действия с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
№ РОСС RU.11АК01.Н.00433, срок действия с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03003/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03007/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga X

Б № ДАТЧИК ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРНОВЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ

ДЛМГ-26ЕХ (ДЛМГ-2) (0Ex ia IIC T6 Ga X/РВ Ex ia I Ma) ПАШН.425119.120 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах

Декларация об безопасности пожарового оборудования ЕАЭС

Декларация об электромагнитной совместности ЕАЭС

Сертификат соответствия на совместимость

№ РУ С-RU.BH02.0.00025/19, срок действия с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
№ РУ Д-RU.ME61.В.00880, срок действия с 29.08.2018г. по 28.08.2023г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03003/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
№ РОСС RU.11АК01.Н.00197, срок действия с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga X/РВ Ex ia I Ma X

Б № УСТРОЙСТВО ДИСТАНЦИОННОГО ПУСКА

УДП 535-50 «СЕВЕР» (0Ex ia IC T6 Ga X) ПАШН.42511.127 ТУ

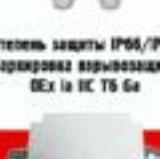
Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 10.06.2020г. по 9.06.2025г.

Сертификат пожарной безопасности

Оборудование герметичными пластиковыми кабельными вводами, герметичными вводами МКВ из нержавеющей стали.

Степень защиты IP66/IP68

Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga X



Б № ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ

ИП535/В «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga) АТФЕ.425211.001 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах

Сертификат пожарной безопасности

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС

Оборудование герметичными пластиковыми кабельными вводами, герметичными вводами МКВ из нержавеющей стали.

№ ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 10.06.2020г. по 9.06.2025г.
№ ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 31.07.2020 по 30.07.2025г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03008/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga

Б № УСТРОЙСТВО СОЕДИНЯТЕЛЬНОЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

УСБ-Ex «СЕВЕР» (0Ex ia IC T6 Ga) АТФЕ.685552.001ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 10.06.2020г. по 9.06.2025г.

Диапазон рабочих температур от -50°C до +60°C

Степень защиты IP66/IP67

Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga



Б № ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ

ИП535Ex «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga) ПАШН.425211.126 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00141/19, срок действия с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.

Сертификат пожарной безопасности

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № РУ Д-RU.BH01.В.03008/19, срок действия с 17.04.2019г. по 16.04.2023г.

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № РУ Д-RU.BH01.В.03008/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.

Степень защиты IP66/IP67

Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga



Б № ИЗВЕЩАТЕЛИ ПОЖАРНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ТОЧЕЧНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ

ИП103-55ЕХ (Ex ib IC T6 Ga) ПАШН.425212.129 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.BH02.0.00464/20, срок действия с 10.06.2020г. по 9.06.2025г.

Сертификат пожарной безопасности

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № РУ Д-RU.BH01.В.03008/19, срок действия с 17.04.2019г. по 16.04.2023г.

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № РУ Д-RU.BH01.В.03008/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.

Степень защиты IP20

Маркировка взрывозащиты 1Ex ib IC T6 Ga



Б № ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТООНТАНТНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ

ИО 102-40 (0Ex ia IIC T6 Ga X) АТФЕ.42511.006 ТУ

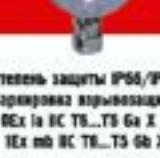
Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах

Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р 54832-2011

Сертификат соответствия на совместимость

Декларация об электромагнитной совместности ЕАЭС

Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС

№ РУ С-RU.BH02.0.00037/19, срок действия с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
№ РОСС RU.11АК01.Н.00433, срок действия с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03007/19, срок действия с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
№ РУ Д-RU.BH01.В.03007/19, срок действия с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IC T6 Ga

Б № EX-КОРОБКА КОММУТАЦИОННАЯ МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ (1Ex d IIC T6...T5 Gb) ПАШН.685552.153 ТУ

Устройство рассчитано для эксплуатации при температуре от минус 60°C до плюс 70°C (для Т6) и от минус 60°C до плюс 95°C (для Т5)

Устройство соединяется с УХ-4 выключателем из алюминиевого сплава Д16

Устройство УХ-4 комплектуется симметричными металлическими кабельными вводами МКВ количеством от 2 до 4-х штук

стяжкой прокладки кабеля, кабеля в металлические кабельные вводы, кабеля в трубу, бронированный кабель

Степень защиты IP66/IP68

Маркировка взрывозащиты 1Ex d IIC T6...T5 Gb



ИНОПКА УПРАВЛЕНИЯ МАГНИТОГЕРНОВАЯ

EX BN200 (инопка) (0Ex ia IIC T6...T5 Ga X / 1Ex mb IIC T6...T5 Gb X) ПАШН.425411.152 ТУ

Инопка BN200 (кнопка) имеет нормально-разомкнутый контакт геркона и встроенный светодиодный индикатор, управляемый

от внешнего контроллера. Кнопка пылесосится с постоянной присоединенной кабелью в двух вариантах:

– вариант А: с выводом кабеля через отверстие в основании корпуса (серебр.) – для открытой прокладки

– вариант Б: с радиальным выводом кабеля в металлокорпусе типа МТМ-Б.

Степень защиты IP66/IP68

Маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC T6...T5 Ga X / 1Ex mb IIC T6...T5 Gb X



Сравнительный анализ дистанционных методов диагностики технического состояния оборудования по результатам испытаний ультразвукового сканера

Крылов А.Н., Батищев А.М., Бондарева Н.В.
ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Batischev_AM@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены результаты испытаний ультразвукового сканера на технологических и энергетических объектах. Выполнен сравнительный анализ результатов технической диагностики, полученных с ультразвукового, инфракрасного и ультрафиолетового сканера.

Материалы и методы

Дистанционный контроль технического состояния оборудования, тепловые методы, оптические методы, акустические методы.

Ключевые слова

ультразвуковой сканер, инфракрасный сканер, ультрафиолетовый сканер, техническая диагностика, испытания

Для цитирования

Крылов А.Н., Батищев А.М., Бондарева Н.В. Сравнительный анализ дистанционных методов диагностики технического состояния оборудования по результатам испытаний ультразвукового сканера // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №5. С 69–72.

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10099

Поступила в редакцию: 10.09.2020

DIAGNOSTICS

UDC 534.6.08 + 536.521.2 | Original Paper

Comparative analysis of remote methods for diagnosing the technical condition of equipment based on the results of ultrasonic scanner tests

Krylov A.N., Batishchev A.M., Bondareva N.V.
“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Batischev_AM@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The article presents the results of testing an ultrasonic scanner at technological and energy facilities. A comparative analysis of the results of technical diagnostics obtained from an ultrasonic, infrared and ultraviolet scanner is performed.

Materials and methods

Remote monitoring of technical condition of equipment, thermal methods, optical methods, acoustic methods.

Keywords

ultrasonic scanner, infrared scanner, ultraviolet scanner, technical diagnostics, testing

For citation

Krylov A.N., Batishchev A.M., Bondareva N.V. Comparative analysis of remote methods for diagnosing the technical condition of equipment based on the results of ultrasonic scanner tests. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 69–72 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10099

Received: 10.09.2020

С каждым годом всё актуальнее стоит вопрос повышения надежности работы оборудования при одновременном сокращении финансовых и трудовых ресурсов. Одним из вариантов снижения затрат и обеспечения эффективной работоспособности оборудования является переход с планово-предупредительного ремонта на техническое обслуживание и ремонт (ТОиР)

по техническому состоянию (ТС). Такое обслуживание позволяет повысить надежность электроснабжения, обеспечить рациональное использование ресурсов, а также повысить эффективность ремонтных работ и продлить срок службы материальных активов.

Для перехода на стратегию ТОиР по ТС необходимо обеспечить наличие актуальной и достоверной базы данных испытаний

и диагностики оборудования для управления сетевыми активами. Это может быть достигнуто за счет более высокого уровня обслуживания со стороны эксплуатирующего персонала и повышения требований к диагностике и мониторингу состояния оборудования. Использование новейших методов диагностики, выявляющих дефекты от «зарождающихся» до «требующих

обслуживания», позволит создать эффективные методы оценки текущего состояния оборудования.

Одним из развивающихся методов контроля «зарождающихся» дефектов является метод измерения частичных разрядов (ЧР), образующихся в электрическом поле при загрязнении или разрушении поверхностного слоя изоляции. В методе измерения ЧР основным параметром, прогнозирующим состояние изоляции, является интенсивность разрядов, которая определяется по внешним проявлениям процесса: звуковым (ультразвуковым) и световым импульсам, электрическим процессам, выделению газов, нагреву диэлектрика. Отсутствие ЧР является одним из признаков нормального состояния изоляции.

В настоящее время в электроэнергетике в качестве основных дистанционных средств диагностирования [5] зарекомендовали себя приборы, работающие по принципу тепловизионного контроля [4, 7] с использованием инфракрасных (ИФ) или ультрафиолетовых (УФ) технологий [3, 6].

ИФ метод заключается в измерении инфракрасного излучения, обусловленного нагревом. Невидимое инфракрасное излучение с помощью тепловизоров преобразуется в видимый человеком сигнал. Данный метод позволяет регистрировать изменения температуры в доли градуса, однако при мониторинге на большом расстоянии, например при контроле коронных разрядов на линиях электропередач, простые ИФ сканеры не обладают достаточной разрешающей способностью. Для решения таких задач применяют приборы, работающие в ультрафиолетовом диапазоне.

Ультрафиолетовые сканеры способны дистанционно выявить дефекты изоляции на ранних стадиях, сопровождающиеся поверхностными частичными или коронными разрядами, наблюдение которых возможно именно в ультрафиолетовом диапазоне. Сопровождающийся при ЧР процесс электрохимической коррозии приводит к постепенному разрушению элементов изоляции за счет выделения из воздуха азота, его реакцией с влагой и получением азотной кислоты. Но возможности УФ сканеров ограничены, так, например, нагрев из-за плохого контактного соединения или утечки тока зафиксировать не удастся.

Новинкой диагностики оборудования являются ультразвуковые (УЗ) приборы, способные совместить в себе все положительные стороны ИФ и УФ сканеров.

Принцип действия прибора основан на выявлении неслышимых человеческим ухом ультразвуковых возмущений, излучаемых работающим оборудованием [1] с последующим преобразованием сигнала в доступную для человека форму восприятия. На основании показаний прибора в зависимости от уровня и характера шума можно сделать определенные выводы по стадии повреждения и необходимости их устранения.

В качестве испытуемого УЗ сканера нам был предоставлен ручной прибор, способный визуализировать на дисплее в режиме реального времени источник звуковой активности. В приборе также реализована

функция анализа сигнала, позволяющая оценить вид дефекта: внутренний разряд, коронный разряд или шумовые явления. Данная способность позволяет в режиме реального времени без отключения оборудования проводить диагностику для обнаружения

дефектов на ранних стадиях развития, когда ИФ и УФ сканеры еще не определяют дефект по критическому значению нагрева.

Специализированный институт по проектированию объектов энергетики ООО «СамараНИПИнефть» с целью проверки



Рис. 1. Обследование трансформатора 110/35/6 кВ (С-1-Т)
Fig. 1. Inspection of the 110/35/6 kV transformer (S-1-T)

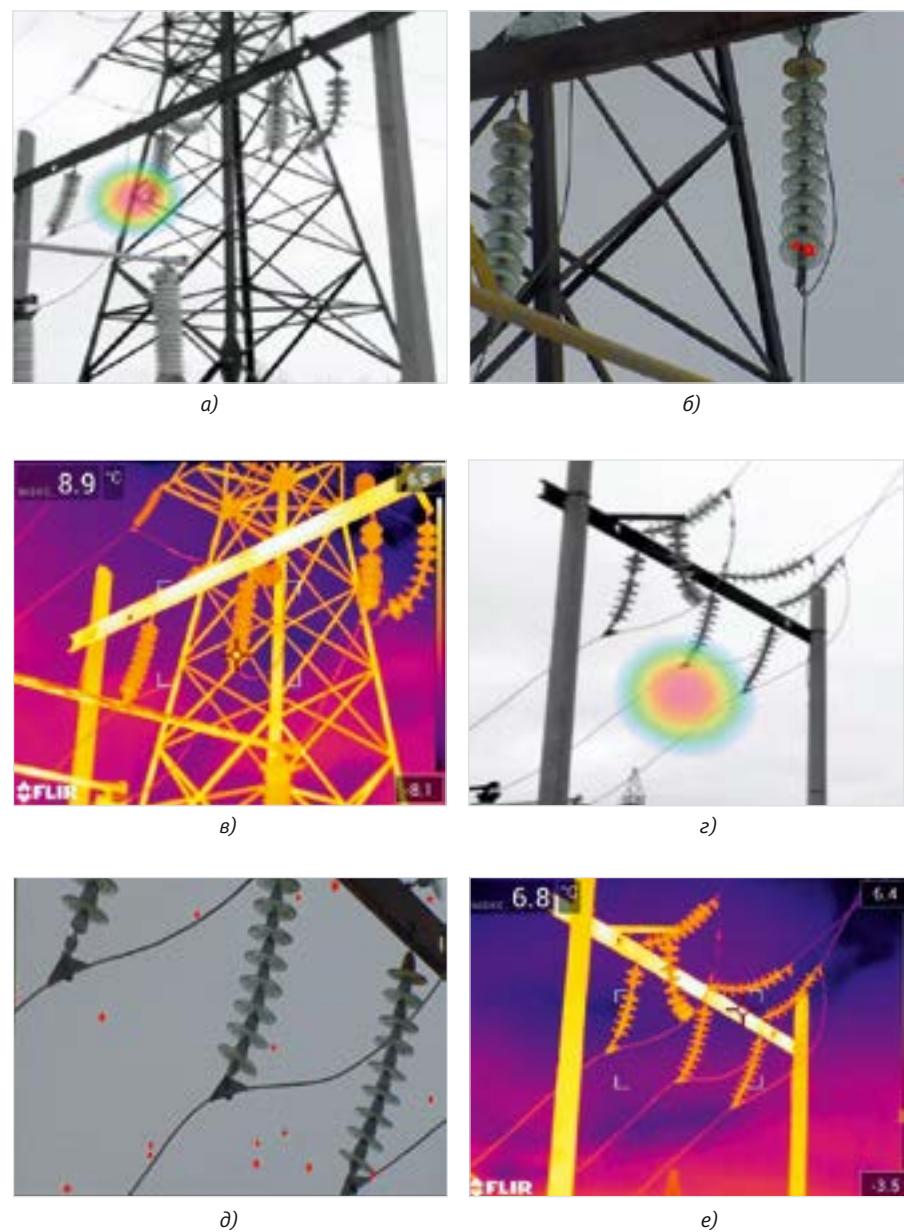


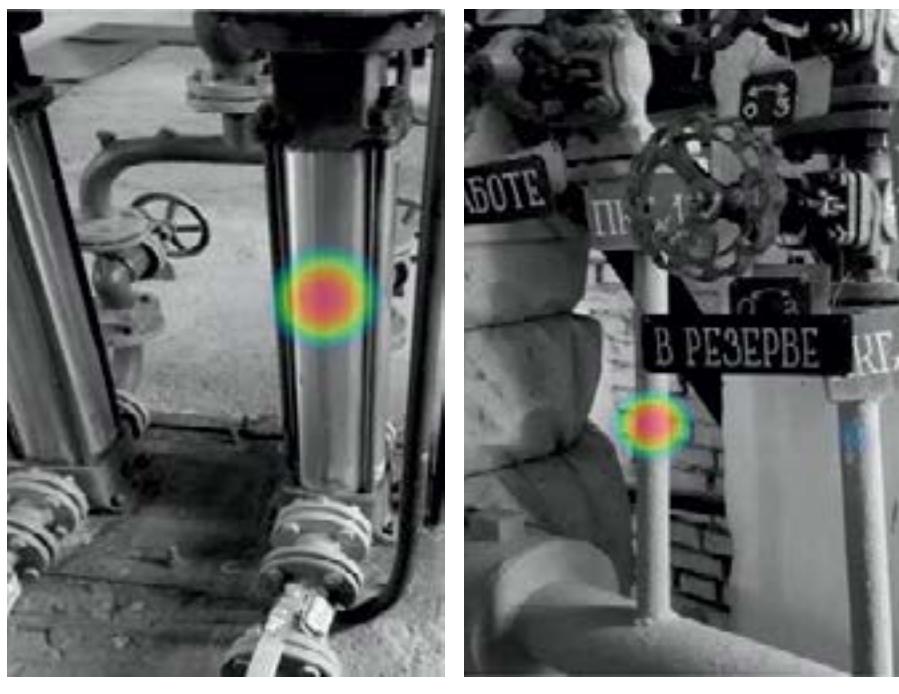
Рис. 2. Обследование гирлянды изоляторов портала 110 кВ
Fig. 2. Inspection of a garland of 110 kV portal insulators

эффективности УЗ метода технической диагностики организовал проведение демонстрационных испытаний УЗ сканера на объектах АО «Самаранефтегаз». В качестве наблюдателей и участников испытаний были приглашены представители служб энергетиков из нескольких обществ ПАО «НК «Роснефть». В процессе испытаний УЗ сканером выполнялось обследование энергетического оборудования на ПС 110/35/6 кВ «УКПН-2», учебном полигоне АО «Самаранефтегаз», а также в котельной. Результаты УЗ диагностики сравнивались с информацией, полученной от применяемых ИФ и УФ камер.

В ходе обследования силового трансформатора 110/35/6 кВ (С-1-Т) на поверхности фазы «В» опорного изолятора ИОС-35 (рис. 1а) УЗ сканер выявил разрядную активность с уровнем сигнала 23 дБ. Участники испытаний поинтересовались у представителя производителя УЗ оборудования, о чем свидетельствует данный уровень сигнала и в какой степени выявленный дефект критичен. После изучения действующих нормативных документов [1, 2, 6] выяснилось, что в них не регламентированы критерии уровней ЧР и отсутствуют четкие указания, какой уровень дБ является нормальным, а при каком требуется аварийный вывод оборудования в ремонт. В условиях отсутствия нормативной документации представитель производителя УЗ оборудования предложил участникам испытаний руководствоваться результатами исследований, проводимыми в этой области [9]. Уровень ЧР в 23 дБ был оценен как развивающийся дефект, требующий периодического мониторинга и контроля. Для сравнения: проведено дополнительное обследование ИФ сканером (рис. 1б), которое выявило незначительный нагрев контакта ввода. При этом точка перегрева определена ИФ сканером автоматически в другом месте, что создает вероятность пропуска при исследовании зарождающегося дефекта.

Дальнейшие исследования УЗ сканером на подстанции выявили на фазе «В» разъединителя 110 кВ в месте контактного соединения ЧР на уровне 18,4 дБ. Автоматический анализ диаграммы ЧР, в соответствии с настройками производителя, определил данный разряд как коронный «разряд в воздухе», что не является прямым дефектом и не носит разрушающего характера для оборудования (косвенное разряжение происходит через окисление озона, выделяющимся при коронном разряде). Для сравнения результатов технической диагностики проведено дополнительное обследование ИФ сканером, которое не выявило нагрев.

В ходе обследования гирлянды изоляторов портала 110 кВ УЗ сканер зафиксировал уровень ЧР на уровне 23 дБ и один четко локализующийся источник — нижняя тарелка гирлянды (рис. 2а). УЗ сканер определил данный разряд как «разряд на поверхности или внутреннем компоненте». Уровень сигнала соответствует критерию «развивающийся дефект». Для сравнительного анализа проведена проверка гирлянды изоляторов портала 110 кВ с помощью УФ сканера и обнаружена активность с внутренней части нижней тарелки изолятора (рис. 2б), а проверка ИФ сканером зафиксировала наличие



*Rис. 3 Выявление УЗ сканером элементов системы, находящихся в работе
Fig. 3. Detection of system elements in operation by the ultrasonic scanner*

нагрева в указанной точке (рис. 2в) до величины 8,9 °C.

С целью сравнения эффективности обнаружения дефекта гирлянды изоляторов портала 110 кВ при отсутствии прямой видимости с помощью разных технологий диагностики были произведены замеры с противоположной стороны портала. При этом зона ЧР на внутренней поверхности тарелки изолятора закрыта толщей тела тарелки. УЗ сканер зафиксировал ультразвуковой сигнал ЧР (рис. 2г), который стал ослабленным до уровня 15 дБ (уменьшился на 6 дБ от сигнала прямой видимости). УЗ сканер также определил ЧР как «разряд на поверхности или внутреннем компоненте». Сравнительное обследование УФ сканером разряды не выявило, т.к. зона ЧР закрыта телом тарелки изолятора (рис. 2д). Обследование ИФ сканером с тыльной стороны тарелки изолятора также не выявило наличие нагрева точки ЧР (рис. 2е). Таким образом, в условиях непрямой видимости УЗ сканер обладает более высокой чувствительностью к обнаружению дефектов.

Для проведения испытаний УЗ сканера на учебном полигоне АО «Самаранефтегаз» электротехнической лабораторией была организована подача напряжения с шагом 5 кВ от 25 до 40 кВ на линию, где был установлен изолятор, имеющий повышенный ток утечки. Целью испытаний являлась оценка зависимости уровня ультразвука, полученного по результатам УЗ сканера от уровня напряжения и имеющегося дефекта [8] (поверхностные разряды на изоляторе). При напряжении 25 кВ УЗ сканер зафиксировал уровень ЧР на тарелке изолятора на уровне 17 дБ, что оценивается как зарождающаяся стадия дефекта. Результаты обследования УФ сканером подтвердили наличие поверхностного частичного разряда на тарелке изолятора.

Результаты обследования ИФ сканером подтвердили незначительный (слабо различимый) нагрев в зоне частичного разряда на тарелке изолятора. В ходе испытаний была снята зависимость уровня ультразвукового ЧР на дефектном изоляторе при напряжениях 25, 30, 35, 40 кВ. Анализ полученных результатов свидетельствует о линейной зависимости влияния напряжения на уровень интенсивности ЧР. Каждое повышение уровня напряжения на 5 кВ увеличивает уровень интенсивности ЧР на +3 дБ.

Для изучения всех возможностей УЗ сканера выполнялось обследование технического оборудования котельной с целью определения мест дефектов оборудования, утечек в трубопроводах и кранах, выявления элементов системы, находящихся в работе, и выявления источников шумового загрязнения.

В ходе проведения обследования УЗ сканером в котельной выявлен источник шумового загрязнения. Локализация шума была определена на расстоянии более 20 м в конце цеха. Источник шума не являлся дефектом, но производил шумовое загрязнение цеха, которое возможно уменьшить с помощью звукоизолирующих средств.

Для проверки возможностей УЗ сканера проводилась имитация протечки клапана дренажного трубопровода. Вначале были проведены замеры шума на корпусе крана в закрытом состоянии, а когда кран был открыт, то УЗ сканер зафиксировал появление источника шума.

В ходе испытаний УЗ сканер продемонстрировал способность выявлять элементы системы, находящиеся в работе. Обследования проводились на двух одинаковых питательных насосах, один из которых находился в работе (рис. 3а), а также на двух ветках трубопровода с одной работающей веткой (рис. 3б).

Итоги

В результате проведенных исследований УЗ метод исследования показал свою эффективность и высокую чувствительность к обнаружению дефектов в процессе диагностики. УЗ сканер показал возможность выявления дефекта без видимого источника, что наглядно подтверждено исследованием гирлянды изоляторов портала 110 кВ. Данная возможность позволяет сократить время обследования объекта и снижает вероятность пропустить дефект.

Наличие программного обеспечения в УЗ сканере позволяет получить результаты на экране прибора и провести быстрый предварительный анализ (первоначальная оценка состояния оборудования). Оператор может на месте идентифицировать тип сигнала (электрический разряд или шум) и различать коронные и поверхностные разряды.

В отличие от ИФ и УФ методов диагностики, УЗ метод способен выявлять механические дефекты оборудования, которые не сопровождаются нагревом и ЧР. Подтверждена эффективность УЗ сканера для выявления

пропускающих клапанов и нахождения источников шумового загрязнения. УЗ метод диагностики добавляет функции в части определения работающих элементов системы (кран, патрубок, насос).

Выходы

По мере развития методологической и нормативной базы обследование с использованием УЗ сканеров является перспективным направлением диагностики за счет широкой области охвата диагностируемого оборудования и простоты обнаружения дефекта. Учитывая, что исследуемый УЗ сканер не включен в государственный реестр средств измерений и отсутствуют формализованные методы классификации дефектов, данный прибор в настоящее время может использоваться как вспомогательное оборудование для экспресс-диагностики.

Литература

1. ГОСТ 20415-82 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения.
2. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика.

Термины и определения.

3. ГОСТ Р 53696-2009

Контроль неразрушающий. Методы оптические. Термины и определения.

4. ГОСТ Р 53698-2009

Контроль неразрушающий. Методы тепловые. Термины и определения.

5. ГОСТ Р 56542-2019 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

6. Ермолов И.Н., Ланге Ю.В. Неразрушающий контроль. Ультразвуковой контроль.. М.: Машиностроение, 2004. Т. 3/7. 864 с.

7. В.П. Вавилов Неразрушающий контроль. Тепловой контроль. М.: Машиностроение, 2006. Т. 5/7. Кн. 1. 679 с.

8. Подмастерьев К.В., Соснин Ф.Р., Корндорф С.Ф., Ногачева Т.И., Пахолкин Е.В., Бондарева Л.А., Мужицкий В.Ф. Неразрушающий контроль. Электрический контроль. М.: Машиностроение, 2006. Т. 5/7., Кн. 2. 679 с.

9. Копченков Д.М. Синицкая Н.А., Петров А.М. Диагностика оборудования и кабельных линий без вывода в ремонт // КАБЕЛЬ-news. 2012. № 2. С. 42–45.

ENGLISH

Results

As a result of the research ultrasonic method of research has shown its effectiveness and high sensitivity to the detection of defects in the diagnostic process.

The ultrasonic scanner showed the possibility of detecting a defect without a visible source, which is clearly confirmed by the study of a garland of 110 kV portal insulators. This feature allows you to reduce the time of inspection of the object and reduces the likelihood of missing a defect.

The presence of software in the ultrasonic scanner allows you to get results on the device screen and conduct a quick preliminary analysis (initial assessment of the equipment condition). The operator can identify the type of signal (electrical discharge or noise) on the spot and distinguish between corona and surface discharges.

Unlike infrared and ultraviolet diagnostic methods, the ultrasonic

method is able to detect mechanical defects in equipment that are not accompanied by heating and frequency discharges. The effectiveness of the ultrasonic scanner for detecting leaky valves and finding sources of noise pollution has been confirmed. The ultrasonic diagnostic method adds functions in terms of determining the working elements of the system (tap, pipe, pump).

Conclusions

With the development of the methodological and regulatory framework, examination using ultrasonic scanners is a promising area of diagnostics due to the wide coverage of the equipment being diagnosed and the ease of defect detection.

Given that the ultrasonic scanner under study is not included in the state register of measuring instruments and there are no formalized methods for classifying defects, this device can currently be used as an auxiliary equipment for rapid diagnostics.

References

1. GOST 20415-82 Non-destructive testing. Acoustic methods. Generalities principles.
2. GOST 20911-89 Technical diagnostics. Terms and definitions.
3. GOST R 53696-2009 Non-destructive testing. Optical methods. Terms and definitions.
4. GOST R 53698-2009 Non-destructive testing. Thermal methods. Terms and definitions.
5. GOST R 56542-2019 Non-destructive testing. Classification of types and methods.
6. Ermolov I.N., Lange Yu.V. Non-destructive testing. Ultrasonic testing. Moscow: Mashinostroenie, 2004, Vol. 3/7, 864 p.
7. Vavilov V.P Non-destructive testing. Moscow: Mashinostroenie, 2006, Vol. 5/7, book 2, 679 p.
8. Prentice K.V., Sosnin F.R., Korndorf S.F., Nogacheva T.I., Pakholkin E.V., Bondareva L.A., Muzitsky V.F. Non-destructive testing. Moscow: Mashinostroenie, 2006, Vol. 5/7, book 2, 679 p.
9. Kopychenkov D.M., Sinitskaya N.A., Petrov A.M. Diagnostics of equipment and cable lines without output for repair. CABLE-news, 2012, issue 2, P. 42–45 (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Крылов Алексей Николаевич, кандидат технических наук, главный специалист ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Krylov Alexey Nikolaevich, candidate of technical Sciences, chief specialist, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Батищев Арсений Михайлович, кандидат технических наук, ведущий инженер ООО «СамараНИПИнефть» Самара, Россия
Для контактов: Batichev_AM@sammnipi.rosneft.ru

Arseny Mikhailovich Batishchev, candidate of technical Sciences, leading engineer, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
Corresponding authors: Batichev_AM@sammnipi.rosneft.ru

Бондарева Наталья Викторовна, инженер 1 категории
ООО «СамараНИПИнефть» Самара, Россия

Natalia Viktorovna Bondareva, engineer of the 1st category, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia



ООО «УНИСОН», является официальным дистрибутором компании ООО «Энергопром», которая уже 20 лет зарекомендовала себя, как надежный производитель готовых решений в сфере защиты измерительных приборов от воздействий различных агрессивных сред.

Наше производство успешно сотрудничает с компаниями, работающими в нефтяной, пищевой, атомной и энергетической промышленности.

Производство измерительных комплектов



Складская программа



Лаборатория неразрушающего контроля



Основным направлением нашей деятельности является, производство готовых комплектов защиты для измерительных приборов любых сертифицированных в России производителей. А также, изготовление и поставка разделителей сред и других аксессуаров собственного производства.

Кроме того, наша компания предоставляет широкий спектр услуг по ремонту и сервисному обслуживанию измерительных комплектов, разработку и производство уникальных разделителей сред по техническому заданию заказчика.

Разработки

Поставки

Сервис

ООО «ЭНЕРГОПРОМ»,
Тел.: +7 (846) 998-28-38;
e-mail: info@energopromrus.ru
443022, г. Самара,
Гаражный проезд, д. 3

ООО «УНИСОН»,
Тел.: +7 (846) 375-11-35;
e-mail: info@energopromrus.ru
443080, г. Самара, ул. Революционная, д. 70,
литер 2, офис №318

Автоматизированные системы управления российского производства

На сегодняшний день системы контроля и управления, применяемые на объектах критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, в основном являются программируемыми и в подавляющем большинстве изготовлены иностранными производителями. Такое состояние дел создает значительные риски, связанные с возможностями дистанционного внесения изменений в ПО, уязвимостью для кибератак, вероятным наличием недекларированных возможностей и ошибок в ПО, не выявленных в процессе отладки.

Московский завод «ФИЗПРИБОР» — разработчик и изготовитель технических средств и программно-технических комплексов для построения автоматизированных систем контроля и управления технологическими и производственными процессами (АСУ ТП, АСУ ПП) высокой степени надёжности для предприятий гражданской промышленности.

В атомной энергетике, в том числе на международных рынках, компания успешно конкурирует с такими именитыми зарубежными игроками как AREVA, Siemens по параметрам качества, надежности и ценообразования.

Завод производит контроллеры низовой автоматики, работающие как на «жёсткой» логике в современном исполнении, так и программно-аппаратные логические контроллеры, комплексы распределенных систем управления и системы противоаварийной защиты с высокими характеристиками надежности и безопасности. Московский завод «ФИЗПРИБОР» обладает всеми ресурсами, необходимыми для производства радиоэлектронной аппаратуры:

- автоматизированные линии SMT монтажа;
- автоматизированные линии нанесения влагозащитного покрытия;
- токарные и фрезерные обрабатывающие центры с ЧПУ;
- лазерный раскрой и порошковая покраска;
- собственная испытательная лаборатория (климатические испытания, испытания на ударо- и сейсмостойкость, испытания на ЭМС);
- полигон тестирования образцов.

Изделия разрабатываются по принципу сквозного безопасного проектирования. Применяется как зарубежная, так и отечественная электронно-компонентная база.

Московский завод «ФИЗПРИБОР» имеет многолетний опыт в рамках модернизации оборудования на действующих АЭС и поставки оборудования для строящихся АЭС.



Неполный референс-лист:

Год		Объект	Энерго блок	Страна	Проект
2014–2020	АСУ ТП	Балаковская АЭС	№1,2, 3,4	Россия	Программно-технический комплекс системы автоматического регулирования реакторного отделения (ПТК САР РО), на базе КТПС-ПН
2014	АСУ ТП	Ростовская АЭС	№1	Россия	Система аварийной регистрации параметров САРП, на базе КТПС-ПН
2012–2015	АСУ ТП	Балаковская АЭС	№1,2	Россия	Комплекс связи с объектом на базе КТПС-ПН для модернизации КСО М-64
2013	АСУ ТП	Балаковская АЭС	№1	Россия	Щит управления для системы обнаружения дефектных сборок
2013	АСУ ТП	Калининская АЭС	№1	Россия	Щит управления для системы обнаружения дефектных сборок
2010–2013	АСУ ТП	Балаковская АЭС	№3,4	Россия	КТПС-ПН для модернизации подсистем АСУ ТП
2011	АСУ ТП	Ново воронежская АЭС	№5	Россия	КТПС-ПН для модернизации УЛУ и УКТЗ реакторного и турбинного отделений и регуляторов реакторного отделения
2011	ПАЗ	Ново воронежская АЭС	№5	Россия	Устройства дистанционного управления технологическим оборудованием систем безопасности
2011	АСУ ТП	Ново воронежская АЭС	№5	Россия	Программно-технический комплекс системы контроля и управления электрической частью (ПТК СКУ ЭЧ)
2011	АСУ ТП	Ново воронежская АЭС	№5	Россия	Программно-технический комплекс системы контроля и управления спецводоочисткой (ПТК СКУ СВО)
2010	ПАЗ	Ростовская АЭС	№2	Россия	Управляющая система безопасности технологическая (УСБТ)
2010	АСУ ТП	Калининская АЭС	№4	Россия	Щит управления для системы обнаружения дефектных сборок
2009	ПАЗ	Куданкулам АЭС	№3,4	Индия	Программно-технический комплекс управляемой системы безопасности технологической (УСБТ)
2008	АСУ ТП	Куданкулам АЭС	№3,4,	Индия	Программно-технический комплекс химводоочистки, включающего средства низовой автоматики и верхнего уровня (автоматизированные рабочие места операторов)
2007	АСУ ТП	Калининская АЭС	№1,2	Россия	КТПС-ПН для системы подогрева аварийного запаса борного концентратра в ГЕ САОЗ
2004	ПАЗ	Калининская АЭС	№1	Россия	Устройства дистанционного управления технологическим оборудованием систем безопасности
2019–2020	ОКР	ПАО «Газпром»		Россия	Изготовление и поставку составных частей системы управления системы подводной газодобычи. Разработанное оборудование включало в себя наземный модуль управления СУ СПД (сервер и АРМы), а также контроллер подводного модуля управления газодобычей



105066, г. Москва, ул. Нижняя Красносельская, д. 40/12, кор. 20, 7 этаж, оф. 729
+7 (495) 228 60 19, info@fizpribor.ru, www.fizpribor.ru

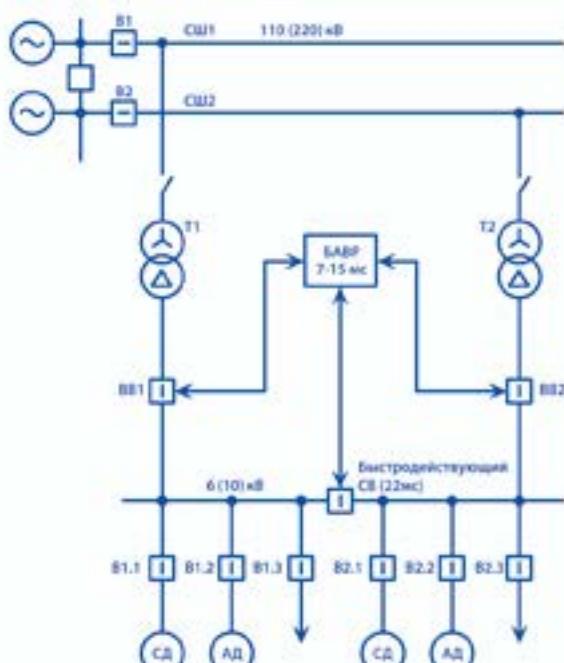
БМРЗ-БАВР

Быстродействующий автоматический ввод резерва

Алгоритм БМРЗ-БАВР предназначен для быстрого переключения нагрузки с одной секции шин на другую при любом нарушении нормального режима электроснабжения со стороны питающей сети.

- Обеспечивает успешный самозапуск электродвигателей после восстановления электроснабжения
- Повышает ресурс электродвигателей за счет снижения токов самозапуска в 2—3 раза
- Работает без привязки к релейной защите на подстанции
- Обеспечивает автоматическое восстановление нормального режима без участия оперативного персонала
- Доступен к заказу в том числе и в составе шкафа БАВР

Полное время переключения на резервный источник меньше 40 мс!



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



Встроенная логика работы
для схем с явным и неявным
резервом

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. Пионерстров, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: 8 (800) 250-63-60
www.mtrele.ru

реклама

Современные системы пожаротушения для нефтяной промышленности

Добыча нефти и нефтепереработка остаются на сегодняшний день одним из основных приоритетов развития. С увеличением глубины переработки нефти и выпуском топлива по экологическим стандартам EURO внедряются более совершенные технологии автоматизированного управления технологическим процессом. Под модернизацию попадают помещения АСУТП, в операторных устанавливаются информационные экраны, оборудование становится более технологичным и дорогим. К системам пожаротушения также предъявляются более высокие требования к эффективности тушения, безопасности персонала и экологической безопасности.



После монтажа системы пожаротушения до ее замены проходит в среднем 15–20 лет, поэтому огнетушащее вещество не должно попасть под различные правила экологического регулирования и в то же время должно обладать превосходными огнетушащими характеристиками.

Концерн Viking EMEA (Minimax-Viking) – на рынке более 100 лет – является одним из ведущих производителей и поставщиков готовых систем пожаротушения, которыми уже защищены сотни объектов по всему миру.

В настоящее время мы можем предложить уникальную линейку продуктов и систем пожаротушения, самыми важными из которых являются:

1. Системы водяного пожаротушения

MINIMAX и Viking:

- спринклерные системы;
- дренчерные системы.

2. Системы пенного пожаротушения:

- спринклерные системы;
- дренчерные системы.

3. Системы газового пожаротушения:

- система газового пожаротушения ARGOTEC высокого и низкого давления с использованием в качестве ГОТВ CO_2 ,
- система газового пожаротушения ОХЕО с использованием в качестве ГОТВ инергена, Ar , N_2 ;
- системы газового пожаротушения MX200/1230 с использованием в качестве ГОТВ хладона 227ea и NOVEC 1230 (ФК 5-1-12);
- установка One U для тушения 19" серверных шкафов, с использованием в качестве ГОТВ 1230 (ФК 5-1-12).

4. Компоненты системы пожарной сигнализации (извещатели, приборы приемно-контрольные и управления пожарные).

Оборудование имеет сертификаты ведущих стандартизирующих организаций, в частности ВНИИПО, МЧС, VdS, FM, UL.

Наиболее эффективной и безопасной является система газового пожаротушения MX1230 производства Minimax-Viking с использованием экологически чистого газового огнетушащего вещества Novec® 1230. Экологическая безопасность характеризуется отсутствием воздействия на озоновый слой (GWP <1), отсутствием вклада в глобальное потепление (время жизни в атмосфере 5 дней). Поэтому Novec® 1230 не попадает под экологическое регулирование парниковых газов согласно Монреальскому протоколу.

Novec® 1230 прошел многоократные успешные испытания в отечественных и зарубежных лабораториях на безопасность для людей. Большой запас безопасности (NOEL = около 138 %) по сравнению с



другими огнетушащими хладонами гарантирует отсутствие влияния на здоровье людей, оказавшихся во время срабатывания установки внутри защищаемых помещений.

Оборудование газового пожаротушения производства Minimax с использованием экологически чистого газового огнетушащего вещества Novec® 1230 специально разработано и протестировано для выполнения задач по тушению пожаров в помещениях с наличием сложного электронного оборудования, а также в помещениях с постоянным присутствием персонала.

В аппаратных помещениях с дорогостоящим оборудованием АСУТП, под фальшполами с наличием кабелей и в пространствах за подвесными потолками наиболее эффективно использовать систему объемного газового пожаротушения MX1230. Если в помещениях с круглосуточным дежурством персонала, например диспетчерских, имеются отдельные шкафы с контроллерами АСУТП, то можно использовать семейство продуктов OneU для защиты 19" стоек. Блок OneU представляет собой компактное устройство пожаротушения, объединяющее в одном аспирационную систему обнаружения пожара и систему газового пожаротушения на основе ГОТВ Novec® 1230, занимающую в 19" стойке всего 44,45 мм.

Для производственных помещений с периодическим присутствием обслуживающего персонала и нагретым оборудованием лучше всего могут подойти установки газового пожаротушения ОХЕО на основе CO₂, высокого и низкого давления, а также N₂, Ar и Инергена.

На технологических установках, где обрабатываются взрывопожароопасные жидкости, используются огнетушащие пены. Огнетушащие пены прошли долгий процесс эволюции от химических до воздушно-механических, от протеиновых до синтетических, фторированных и пленкообразующих. Однако общая тенденция к поиску эффективности и экологической безопасности выводит на рынки всё более новые пенообразователи с нулевым воздействием на окружающую среду. Наше российское представительство холдинга MINIMAX-VIKING может предложить эффективные пенообразователи производства Viking и Fomtec, которые полностью заменили соединения фтора на безопасные соединения, подверженные полному биологическому разложению. Особенно важно, когда системы пожаротушения два раза в год должны проходить проверки на работоспособность с выпуском пены из испытательных устройств.

Высокий уровень пожарной опасности представляют собой процессы расфасовки различных взрывопожароопасных реагентов из IBC контейнеров среднего объема (1000 л) и пластиковых бочек. При выполнении технологических операций может возникнуть искра статического электричества, и в производственном помещении или на площадке может произойти возгорание, а растекающаяся по полу взрывопожароопасная жидкость может привести к пожару катастрофических размеров. Если проводить процессы расфасовки в специальном огнепреградительном блоке с промежуточной сборной емкостью утечек, то пожар

не только не разрастется, но и постепенно погаснет. Отдел технических разработок концерна Minimax-Viking представил на рынок такой блок противопожарной защиты емкостей среднего объема, предназначенный для сбора утечек, ограничивая размер потенциального пожара в пределах контура бака. Ограниченный размер внутреннего бака блока уменьшает скорость тепловыделения при пожаре, тем самым ограничивая ожидающий ущерб в помещении.

На территории Российской Федерации с 2004 года открыто официальное представительство холдинга Minimax-Viking, которое в настоящее время находится в г. Санкт-Петербурге.



ООО «Минимакс Раша»
196158, г. Санкт-Петербург,
Пулковское шоссе,
дом 28, литер А, помещение 29-Н,
БЦ «Пулково Стар», офис 1202
тел.: + 7 (812) 600 40 61
e-mail: info@minimax-russia.ru
www.minimax-russia.ru



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

КВАЛИФИЦИРОВАННЫЕ ЭКСПЕРТЫ И СПЕЦИАЛИСТЫ

предлагают услуги в области промышленной безопасности химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих и других взрывопожароопасных производств

Экспертиза промышленной безопасности

- документации на техническое перевооружение опасных производственных объектов;
- технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах;
- деклараций промышленной безопасности;
- обоснований безопасности опасных производственных объектов;

Анализ и количественная оценка риска

- разработка и экспертиза деклараций промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- обоснование безопасности опасного производственного объекта (разработка и экспертиза);
- разработка планов локализации и ликвидации аварий (ПЛА) на опасных объектах;
- разработка планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- проведение анализа опасности и работоспособности (HAZOP-анализ) технологических систем опасных производственных объектов;
- определение уровней полноты безопасности (уровни SIL) систем безопасности для технологических узлов (блоков) опасных производственных объектов;
- разработка деклараций пожарной безопасности;
- оценка пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей и уничтожения имущества;
- разработка паспортов безопасности опасных объектов;
- разработка разделов «Оценка и анализ риска» проектной документации;
- разработка специальных разделов проектов «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (ПМ ГОЧС)»;
- моделирование распространения жидких опасных веществ с учетом реального рельефа земной поверхности (ландшафтное моделирование); модель рельефа земной поверхности формируется с использованием результатов спутниковой радиометрии теплового излучения и отражения ASTER GDEM v.2.

Работы по оценке риска выполняются с использованием информационных технологий, реализованных в официально зарегистрированных программных продуктах



Паспортизация оборудования и трубопроводов

Создаваемая и восстанавливаемая техническая документация:

- паспорт на технологическое оборудование включая разработку конструкторской документации, определение (при необходимости) марки стали элементов оборудования неразрушающими методами (по месту расположения оборудования) и выполнение расчетов на прочность;
- паспорт на технологические трубопроводы, трубопроводы пара и горячей воды включая создание изометрических схем с выполнением замеров геометрии трубопровода по месту его расположения, определение (при необходимости) марки стали элементов трубопровода неразрушающими методами (по месту расположения оборудования) и выполнение расчетов на прочность.

Все формируемые документы соответствуют требованиям действующей нормативно-технической документации



Техническое диагностирование и выполняемые виды контроля

Техническое диагностирование и освидетельствование объектов в областях:

- оборудование взрывопожароопасных и химически опасных производств;
- объекты котлонадзора;
- системы газоснабжения и газопотребления;
- оборудование нефтяной и газовой промышленности;

Виды (методы) неразрушающего контроля:

- ультразвуковой (дефектоскопия, толщинометрия);
- проникающими веществами (капиллярный контроль - ЦД);
- визуальный и измерительный;
- акустико-эмиссионный;
- радиационный;
- магнитопорошковый;
- вибродиагностический;
- проведение работ по металлографическому исследованию металлов и определение химического состава и марки стали в "полевых" условиях.



Разработка программного обеспечения

ООО «УралПромБезопасность» занимается разработкой, внедрением и поддержкой программного обеспечения в сфере промышленной безопасности и информационного сопровождения технологического оборудования и трубопроводов.

На сегодня разработаны и поддерживаются следующие программные продукты:

- «ЭЛПАС-Т» Электронный паспорт трубопровода. Предназначен для автоматизированного построения изометрических схем и формирования паспортной документации по технологическим трубопроводам, трубопроводам пара и горячей воды;
- АС «Трубопровод» Автоматизированная система «Трубопровод». Предназначен для информационной поддержки процесса технического обслуживания и автоматизированного формирования паспортно-технической документации по технологическим трубопроводам, трубопроводам пара и горячей воды, сосудам и аппаратам;
- Программный модуль для работы с данными производственных и технологических объектов трубопроводов, сосудов, аппаратов, динамического оборудования.

Программные продукты имеют свидетельства об официальной регистрации программ для ЭВМ

Тел./факс: +7 (342) 237-80-21, e-mail: expertiza@uralpb.ru, www.uralpb.ru

Особенности хранения плодородного слоя почвы при проведении рекультивации

Ищенко Е.П.¹, Дмитриева Я.В.²

¹ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

IshchenkoEP@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлен аналитический обзор вопроса деградации плодородного слоя при его хранении в отвале во время проведения рекультивационных работ. Проведена оценка воздействия условий окружающей среды на плодородный слой почвы во время его хранения. Проанализированы требования действующих нормативов, регламентов и стандартов по хранению плодородного слоя почвы. Предложен комплекс мероприятий по предотвращению деградации плодородного слоя почвы.

Материалы и методы

Анализ и систематизация нормативной документации.

Ключевые слова

рекультивация, хранение плодородного слоя почвы

Для цитирования

Ищенко Е.П., Дмитриева Я.В. Особенности хранения плодородного слоя почвы при проведении рекультивации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 80–83. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10105

Поступила в редакцию: 01.09.2020

ECOLOGY

UDC 631.45 | Original Paper

Features of the fertile soil layer storage during recultivation

Ishchenko E.P.¹, Dmitrieva Y.V.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

²“Rosneft Oil Company” PJSC, Moscow, Russia

IshchenkoEP@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The article presents an analytical review of the issue of degradation of the fertile layer during its storage in a disposable area during recultivation work. The impact of environmental conditions on the fertile soil layer during its storage has been assessed. The requirements of the current rules, regulations, and standards for storing the fertile soil layer have been analyzed. A set of measures to prevent the degradation of the fertile soil layer has been proposed.

Materials and methods

Analysis and systematization of the regulatory documentation.

Keywords

recultivation, storage of the fertile soil layer

For citation

Ishchenko E.P., Dmitrieva Y.V. Features of the fertile soil layer storage during recultivation. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 80–83 (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10105

Received: 10.09.2020

Значительная часть нового строительства объектов нефтедобывающего комплекса, а также сопряженные ремонтные работы связаны с нарушением плодородного слоя почвы (далее ПСП) и требуют проведения рекультивационных мероприятий. Каждый километр нефтепровода занимает 4 га, сопутствующие ему дороги еще 2 га [5]. В результате чего для подготовки территории к строительству снимается значительный объем ПСП.

ПСП, снимаемый при проведении земляных и иных работ, связанных с нарушением поверхности почвы, подлежит сохранению посредством складирования на специально оборудованных площадках и в дальнейшем

используется для рекультивации нарушенных земель, улучшения малопродуктивных земель, озеленения территорий [10, 13, 17, 18].

Под рекультивацией земель понимаются мероприятия по предотвращению деградации земель или восстановлению их плодородия посредством приведения земель в состояние, пригодное для их применения в соответствии с целевым назначением и разрешенным использованием. В свою очередь, деградация земель – это ухудшение качества земель в результате негативного воздействия хозяйственной или иной деятельности, природных или антропогенных факторов [11, 12, 15]. Таким образом, разработка мероприятий по предотвращению

деградации плодородного слоя почвы в процессе его хранения является неотъемлемой частью проведения рекультивационных работ.

Рекультивация нарушенных земель проводится в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 10 июля 2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель» (далее Постановление). Так, согласно пункту 8 Постановления, хранение ПСП относится к «другим работам, создающим необходимые условия для предотвращения деградации земель, негативного воздействия нарушенных земель на окружающую среду, дальнейшего использования земель

по целевому назначению и разрешенному использованию и (или) проведения биологических мероприятий».

Анализ нормативно-правовой базы показал, что требования, предъявляемые к условиям хранениям ПСП, имеют разобщенный, разрозненный характер (таб. 1).

Согласно ГОСТ 17.4.3.02-85, ПСП, не использованный сразу в ходе работ, должен быть сложен в бурты, соответствующие требованиям ГОСТ 17.5.3.04-83. Однако в ГОСТ 17.5.3.04-83 информация об условиях хранения ПСП и требованиях, предъявляемых к бурту, отсутствует [3].

Согласно ВСН 8-89, штабели плодородного грунта следует располагать на сухих местах за пределами зоны вы полаживания откосов насыпи (выемки) раздельно в форме, удобной для последующей погрузки и транспортировки. Высота штабелей ПСП должна составлять не более 10 м, а угол неукрепленного откоса — не более 30 градусов. В свою очередь, согласно РД 39-133-94, длина бурта ПСП должна составлять до 80–100 м и высота до 3–4 м с углом откоса не более 25–30 градусов.

Согласно ГОСТ 17.4.3.02-85, плодородный слой почвы может храниться в буртах в течение 20 лет, а в соответствии с «Методическими указаниями по проектированию рекультивации нарушенных земель на действующих и проектируемых предприятиях угольной промышленности» — в течение 10 лет. Однако, согласно пункту 27 Постановления, мероприятия по рекультивации земель должны быть запланированы на срок не более 15 лет [15]. Таким образом, в рамках разработки проектов рекультивации необходима проработка мероприятий по предотвращению деградации ПСП на максимальный срок до 15 лет.

По результатам исследования можно обобщить и выделить основные требования, предъявляемые к размещению и условиям хранения плодородного слоя почвы:

- под бурты должны быть отведены непригодные для сельского хозяйства участки или малопродуктивные угодья, на которых исключается подтопление, засоление и загрязнение промышленными отходами, твердыми предметами, камнем, щебнем, галькой, строительным мусором;
- форма и размер отвалов ПСП должна быть удобной для последующей погрузки и транспортировки, обеспечивать целостность конструкции;
- поверхность бурта и его откосы в случае хранения ПСП более двух лет должны быть засеяны многолетними травами в целях предупреждения развития ветровой и водной эрозии;
- для предохранения штабелей ПСП от размывания и выветривания необходимо использовать обвалование, уплотнение, укрытие.

Для оценки достаточности регламентированных мероприятий необходимо провести оценку воздействия условий окружающей среды на плодородный слой почвы, хранящийся в отвале.

В целях оценки воздействия на ПСП важно понимать, что в отвалах хранится не исходный, а техногенно преобразованный плодородный слой почвы, полученный в

*Таб. 1. Требования к хранению плодородного слоя почвы
Tab. 1. Requirements for storing the fertile soil layer*

№	Вид НД	Наименование НД	Требование
1	ГОСТ	ГОСТ 17.4.3.02-85 [10]	<p>3.1. Плодородный слой почвы, не использованный сразу в ходе работ, должен быть сложен в бурты, соответствующие требованиям ГОСТ 17.5.3.04-83.</p> <p>3.2. Поверхность бурта и его откосы должны быть засеяны многолетними травами, если срок хранения плодородного слоя почвы превышает 2 года. Откосы бурта допускается засевать гидроспособом.</p> <p>3.3. Плодородный слой почвы может храниться в буртах в течение 20 лет.</p> <p>3.4. Под бурты должны быть отведены непригодные для сельского хозяйства участки или малопродуктивные угодья, на которых исключается подтопление, засоление и загрязнение промышленными отходами, твердыми предметами, камнем, щебнем, галькой, строительным мусором</p>
2	РД	РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше [16]	<p>4.37. Складирование ПСП осуществляется таким образом, чтобы обеспечить в последующем послойное его нанесение на поверхность грунта с целью сохранения его плодородности. Плодородный слой складируется в бурты (в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83) длиной до 80–100 м и высотой до 3–4 м с углом откоса не более 25–30°. Бурты располагаются на специально отведенной площадке, предусмотренной схемой расположения бурового оборудования. В целях предупреждения ветровой и водной эрозии складированный плодородный слой должен засеваться многолетними травами</p>
3	ТК	70-08Т КТехнологическая карта на срезку грунта (растительного слоя) бульдозерами [14]	<p>2.14. Перемещенный в отвал грунт растительного слоя следует предохранять от размыва и выветривания путем устройства обвалования, уплотнения, укрытия</p>
4	ВСН	ВСН 8-89 Инструкция по охране природной среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог [9]. ОДМ 218.3.031-2013 Методические рекомендации по охране окружающей среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог	<p>3.2.2. При снятии слоя почвы должны быть приняты меры к защите ее от загрязнения смешиванием с минеральным грунтом, засорения, водной и ветровой эрозии.</p> <p>Штабели плодородного грунта следует располагать на сухих местах за пределами зоны вы полаживания откосов насыпи (выемки) раздельно в форме, удобной для последующей погрузки и транспортировки. Высота штабелей должна составлять не более 10 м, а угол неукрепленного откоса — не более 30°. Поверхности штабелей плодородного грунта и потенциально плодородных пород должны быть укреплены посевом многолетних трав.</p> <p>Для предохранения штабелей грунта от размыва устраивают водоотводные канавы</p>
5	РП	РП 1.279-2-89 Методическое руководство по проектированию. Рекультивация земель, нарушенных при строительстве объектов связи	<p>3.3.1. Места для отвала плодородного слоя почвы не должны затапливаться водой, а также должны быть очищены от мусора.</p> <p>3.3.9. Засев поверхности бурта многолетними травами, если срок хранения плодородного слоя почвы превышает 1 год</p>
6	СП	СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты [18]	<p>10.5. Способы хранения грунта и защиты буртов от эрозии, подтопления, загрязнения должны быть установлены в ПОС. Запрещается использовать плодородный слой почвы для устройства перемычек, подсыпок и других постоянных и временных земляных сооружений</p>

результате его снятия специализированной техникой (бульдозерами, экскаваторами, скреперами). В результате технического несовершенства применяемой современной техники, а также неравномерного распределения мощности плодородного слоя почвы на практике происходит смешивание плодородного слоя почвы и нижезалегающих менее плодородных слоев. Это приводит к уменьшению содержания гумуса посредством разбавления плодородной массы почвы менее плодородными слоями. Также при снятии и складировании ПСП усиливаются процессы аэрации и обогащения почвенной массы кислородом из воздуха, что приводит к интенсификации процесса минерализации органического вещества. В результате механического воздействия меняются структура и плотность сложения почвы, что в ряде случаев приводит к слитизации — уплотнению и разрушению

исходной структуры почв, ведущей к образованию глыбистых горизонтов, отличающихся пластичностью во влажном состоянии и высокой твердостью и трещиноватостью в сухом [3, 7, 8].

На хранящийся в отвале плодородный слой почвы оказывают воздействие ветровая, водная эрозия, процессы испарения влаги под действием солнечной радиации [6, 7, 8].

Воздействие на отвал ПСП имеет неравномерный характер (рис. 1).

В теле отвала условно можно выделить 3 зоны, отличающиеся совокупностью происходящих в них процессов [1, 2, 4].

I зона — поверхностный слой, наиболее подверженный воздействию эрозии — выветриванию и вымыванию почвенных частиц, характеризующийся недостатком влаги и, как следствие, низкой биологической активностью;

II зона — средний слой, характеризующийся активностью происходящих в нем аэробных биологических процессов;

III зона — нижний слой отвала, характеризующийся недостатком кислорода в воздухе, повышенной влажностью, преобладанием анаэробных биологических процессов.

Основной причиной деградации плодородного слоя почвы во время его хранения является подверженность поверхностного слоя отвала (I зона) эрозионным процессам и исщущению. В результате чего данная характерная область расширяется. При этом данное воздействие может иметь кратковременный, но в то же время разрушительный характер. С учетом того, что регламентируемые мероприятия направлены на защиту плодородного слоя почвы в долгосрочной перспективе (посев трав на поверхности отвала при хранении более 2 лет), а нарастающей тенденцией сокращаются сроки строительства и увеличиваются случаи строительства в сложных природно-климатических условиях, появляется необходимость разработки мероприятий по сохранению ПСП при его содержании в отвале до 2 лет.

Мероприятия по предотвращению деградации ПСП при хранении в отвале можно разделить на организационные и технологические (рис. 2).

В настоящие времена ООО «СамараНИПИнефть» ведет разработку технологии утилизации отходов бурения, продукт переработки которых может использоваться в качестве обваловки для защиты плодородного слоя почвы.

Итоги

Проанализированы и систематизированы требования действующих нормативов, регламентов и стандартов по хранению плодородного слоя почвы. В работе даны выводы и предложен комплекс мероприятий по предотвращению деградации плодородного слоя почвы при его хранении в отвале.

Вывод

Охрана плодородного слоя почвы в связи с ускоряющимися темпами нового строительства во всех отраслях производства является одной из первоочередных задач.

Результаты оценки нормативно-правовой базы показали, что на данный момент регламентированные мероприятия по охране плодородного слоя почвы нуждаются в актуализации и консолидации в виде единого документа.

Требуется создание единой базы данных применяемых методов, материалов и технологических операций, с указанием их области применения, которые могут быть использованы при сжатых сроках строительства или в сложных природно-климатических условиях.

Литература

1. Александров Б.М., Андреева Т.Н. Проектирование мелиоративных и природоохранных работ. Екатеринбург: УГГУ, 2014. 89 с.
2. Богородская А.В., Трефилова О.В., Шишшин А.С. Процессы первичного почвообразования в техногенных экосистемах на отвалах Бородинского буроугольного месторождения (Восточная часть КАТЭК) // Вестник томского государственного университета. 2014. № 382. С. 214–220.

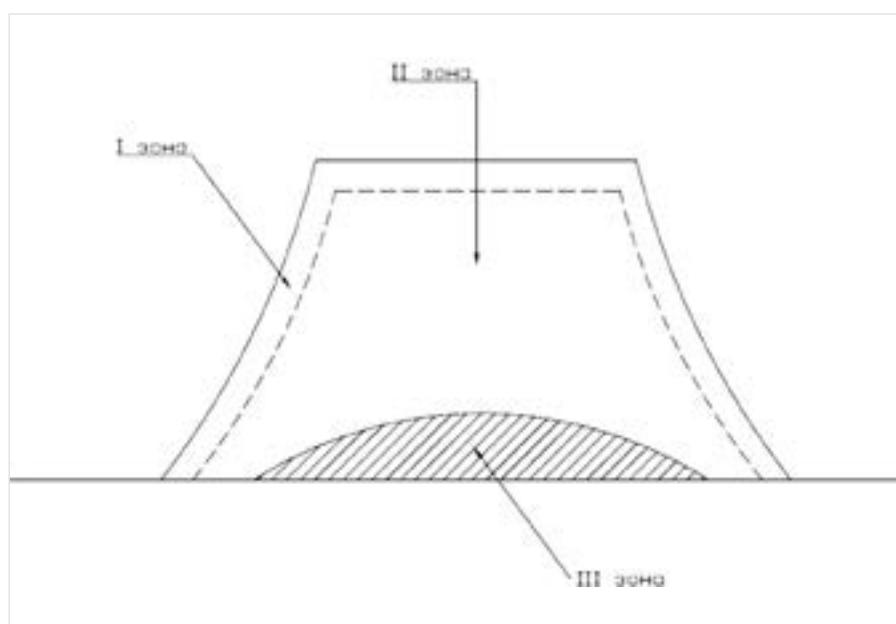


Рис. 1. Схема распределения воздействия на отвал плодородного слоя почвы [7]
Fig. 1. Scheme of distribution of the impact on the disposal area for the fertile soil layer [7]



Рис. 2. Классификация мероприятий по предотвращению деградации ПСП при хранении в отвале
Fig. 2. Classification of measures to prevent degradation of the fertile soil layer during storage in a disposal area

3. Кожевников Н.В. Заушинцена А.В. Проблема хранения плодородного слоя почвы в горнодобывающей отрасли промышленности // Вестник КемГУ. 2015. № 1. С. 10–14.
 4. Комиссарова И.В., Мирошниченко Н.В., Человечкова А.В. Изменение морфологических свойств почв на участках с разной крутизной // Вестник Курганской ГСХА. 2018. № 2. С. 35–37.
 5. Половников А.В. Рекультивация и мелиорация нарушенных земель. Пермь: Пермская ГСХА, 2016. 51 с.
 6. Середина В.П., Алексеева Т.П., Сысоева Л.Н., Трунова Н.М., Бурмистрова Т.И. Исследование процессов формирования органического вещества в нарушенных при угледобыче почвах // Вестник Томского государственного университета. Биология. 2012. № 1. С. 18–31.
 7. Фаткулин Ф.А. Андроханов В.А.
- Изменение свойств плодородного слоя почвы, складируемого в целях рекультивации на угольных разрезах КАТЭКа // Экология и охрана почв засушливых территорий Казахстана. Алма-Ата. 1991. С. 216–217.
8. Яковлева Е.В. Степanova Л.П., Писарева А.В. Агрономическая оценка деградационных изменений плодородия пахотных серых лесных почв // Вестник ФГОУ ВПО Брянская ГСХА. 2016. № 4. С. 3–15.
 9. ВСН 8-89 Инструкция по охране природной среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог.
 10. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
 11. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения.
 12. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
 13. ГОСТ 17.5.3.05-84. Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию.
 14. Методические указания по проектированию рекультивации нарушенных земель на действующих и проектируемых предприятиях угольной промышленности. Пермь: ВНИИОСуголь, 1991.
 15. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель».
 16. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
 17. СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги.
 18. СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты.

ENGLISH

Results

The requirements of the current rules, regulations, and standards for storing the fertile soil layer have been analyzed and systematized. The article presents conclusions and proposes a set of measures to prevent the degradation of the fertile soil layer during its storage in the disposable area.

Conclusions

Due to the accelerating pace of new construction in all industries, the

protection of the fertile soil layer is one of the high-priority tasks.

The regulatory framework assessment results showed that currently, the regulated measures for the protection of the fertile soil layer require update and consolidation in the form of a single document. A single database of applied methods, materials, and technological operations with their application areas, which can be used in short construction deadlines or adverse environmental and climatic conditions, shall be created.

References

1. Aleksandrov B.M., Andreeva T.N. Design of land reclamation and environmental protection works. Ekaterinburg: USMU, 2014, 89 p.
2. Bogorodskaya A.V., Trefilova O.V., Shishikin A.S. Processes of primary soil formation in technogenic ecosystems on the dumps of the Borodino brown coal Deposit (Eastern part of KATEK). Tomsk State University Journal, 2014, issue 382, P. 214–220.
3. Kozhevnikov N.V., Zaushintsena A.V. The problem of topsoil storage in Kuzbass mining industry. Bulletin of Kemerovo state university, 2015, issue 1, P. 10–14.
4. Komissarova I.V., Miroshnichenko N.V., Chelovechkova V.A. Change of morphological properties of soils in areas with different steepness. Bulletin of Kurgan state agricultural Academy, 2018, issue 2, P. 35–37.
5. Polonnikov V.A. Reclamation of disturbed lands. Perm: Perm state agricultural Academy, 2016, 51 p.
6. Seredina V.P., Alekseeva T.P., Sysoeva L.N., Trunova N.M. Organic matter formation processes research in lands damaged after mining operation. Tomsk state University Journal of Biology, 2012, issue 1, P. 18–31.
7. Fatkulin F.A., Androkhanov V.A. Changes the properties of topsoil stored for purpose of reclamation at coil mines of KATEK. Ecology and soil conservation in the arid areas of Kazakhstan. Abstracts of the Republican Scientific Conference. Alma-Ata, 1991, P. 216–217.
8. Yakovleva E.V., Stepanova L.V., Pisareva A.V. Agro-Economic evaluation of degradation changes in the fertility of arable gray forest soils. Bulletin Bryansk state agricultural Academy, 2016, issue 4, P. 3–15.
9. VSN 8-89 Instructions for the protection of the natural environment in the construction, repair and maintenance automobile roads.
10. ГОСТ 17.4.3.02-85. Nature protection. Soils. Requirements for the protection of the fertile soil layer during excavation.
11. ГОСТ 17.5.1.01-83. Nature protection. Land reclamation. Terms and definitions.
12. ГОСТ 17.5.3.04-83. Nature protection. Lands. Reclamation General requirements.
13. ГОСТ 17.5.3.05-84. Nature protection. Land reclamation. General requirements for lands to be backfilled.
14. Methodical guidelines for the design of reclamation of disturbed lands at existing and planned coal industry enterprises. Perm: VNIIOSugol', 1991.
15. Resolution of the Government of the Russian Federation from 10.07.2018 No. 800 "Land reclamation and conservation"
16. RD 39-133-94 Instructions for environmental protection in the construction of oil and gas wells on land.
17. SP 34.13330.2012 Automobile roads.
18. SP 45.13330.2017 Earthworks, Grounds and Footings.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ищенко Евгений Павлович, к.т.н. главный специалист отдела охраны окружающей среды и природоохранных технологий управления по исследованиям и инжинирингу добычи, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: IshchenkoEP@samnipi.rosneft.ru

Evgeniy P. Ishchenko, Ph. D in Technical Science, Chief Specialist, Department of Environmental Protection and Environmental Protection Technologies, Administration for Research and Yield Engineering, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
Corresponding author: IshchenkoEP@samnipi.rosneft.ru

Дмитриева Яна Владимировна, заместитель начальника управления по координации деятельности КНПК, ПАО «Роснефть», Москва, Россия

Yana V. Dmitrieva, Deputy Head of the Administration for Coordination of the Corporate Science Project Facility Activities, NK "Rosneft PJSC, Moscow, Russia

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, литер. В,
пом. 28-Н, БЦ «Миллер-центр», офис № В-2-Зк



Нефть



Газовый
коденсат



Мазут



Керосин
авиационный



Бензин



Дизельное
топливо

Нефтяная Компания «NAT-ART»



Oil Company "NAT-ART" LLC

+7 (911) 768-24-14

www.nknat-art.ru

info@nknat-art.ru

Обоснование развития сети особо охраняемых природных территорий городского округа Самара

Быстрыкова Е.А.

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

BystryakovaEA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Антропогенное воздействие на природные комплексы и объекты растет с каждым днем. Особенна степень негативного влияния на данные территории в крупных городах. Вопросы, связанные с восстановлением, поддержанием и сохранением естественной природной среды, актуальны для г. Самары.

В данной работе выполнена оценка современного состояния сети городского округа Самара. Подсчитано количество и общая площадь всех особо охраняемых природных территорий (ООПТ), функционирующих на сегодняшний день.

Проведен анализ существующего опыта организации ООПТ местного значения. Разработана система критериев для обоснования статуса ООПТ местного значения и применена на примере территории «Томашев Колок».

Результаты данной работы помогут в проведении дальнейшей оценки сетей ООПТ, обосновании развития сетей ООПТ в городах, предложении новых категорий ООПТ местного значения.

Материалы и методы

Теоретические методы: сравнительный анализ нормативно-правовой базы, научной литературы, статей и публикаций по организации, управлению и выделению ООПТ местного значения.

Экспериментальный метод: обследование исследуемой территории.

Ключевые слова

особо охраняемые природные территории (ООПТ), сеть ООПТ, критерии, ООПТ местного значения, статус ООПТ, Томашев Колок

Для цитирования

Быстрыкова Е.А. Обоснование развития сети особо охраняемых природных территорий городского округа Самара // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 86–91. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10103

Поступила в редакцию: 01.09.2020

ECOLOGY

UDC 502.3 | Original Paper

Justification for the development of a network of specially protected natural territories of Samara

Bystryakova E.A.

“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
BystryakovaEA@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The anthropogenic impact on natural complexes and objects is growing every day. The degree of negative influence on these territories in large cities is especially high. Issues related to the restoration, maintenance and preservation of the natural environment are particularly relevant for our city.

In this paper, an assessment of the current state of the Samara network is made. The number and total area of all specially protected territories that are currently functioning has been calculated.

The analysis of the existing experience of the organization of protected areas of local significance is carried out. A system of criteria was developed to justify the status of local protected areas and applied to the example of the object – the territory of “Tomashev Kolok”.

The results of this work will help in the further assessment of protected area networks, justification of the development of protected area networks in cities, and the proposal of new categories of local protected areas.

Materials and methods

Theoretical methods: comparative analysis of the legal framework, scientific literature, articles and publications on the organization, management and allocation of specially protected natural territories of local significance; experimental method: survey of the study area.

Keywords

specially protected natural territories (SPNT), network SPNT, criterias, SPNT of local significance, status SPNT, Tomashev Kolok

For citation

Bystryakova E.A. Justification for the development of a network of specially protected natural territories Samara. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 86–91 (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10103

Received: 01.09.2020

Введение

Создание особо охраняемых природных территорий (ООПТ) в России является весьма эффективной формой природоохранной деятельности.

Развитие сети ООПТ в условиях застраиваемых территорий позволяет сохранить в естественном виде природные экосистемы и достопримечательности города. Однако из-за сложной структуры нашего законодательства всё более сложным становится процесс присвоения статуса ООПТ. Кроме того, на сегодняшний день отсутствует повсеместный опыт организации и управления ООПТ на муниципальном (местном) уровне.

Актуальность работы обусловлена тем, что комплексных работ по разработке системы критериев для обоснования ООПТ местного значения в г. о. Самара не проводилось.

Целью данной работы являлась разработка системы критериев и подготовка научного обоснования присвоения статуса ООПТ местного значения.

Для выполнения поставленной цели были выделены следующие задачи:

- проанализировать существующую сеть ООПТ г. о. Самара;
- разработать систему критериев для обоснования статуса ООПТ;
- применить данную систему критериев для обоснования статуса ООПТ местного значения для выбранного объекта.

В качестве объектов исследования выступили: сеть особо охраняемых природных территорий г. о. Самара, а также перспективные для создания ООПТ природные и природно-антропогенные объекты.

1. Понятие, категории и формирование ООПТ местного значения в различных субъектах Российской Федерации

ООПТ являются участки земной, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое значение (природоохранное, научное, культурное, рекреационное, эстетическое) [1]. Для таких территорий установлен режим особой охраны.

Таб. 1. Категории ООПТ местного значения в различных субъектах Российской Федерации [3]
Tab. 1. Categories SPNT of local significance in different subject of Russia [3]

Субъект Российской Федерации	Категории ООПТ местного значения (нормативный документ)
Московская область	особо охраняемые водные объекты, природные рекреационные комплексы, природные резерваты, памятники живой природы и ландшафтные парки (Закон Московской области от 23.12.2014 № 173/2014-ОЗ)
Архангельская область	парковые зоны, скверы, природные рекреационные комплексы, охраняемые природные объекты, охраняемые природные комплексы (Закон Архангельской области от 24.02.2015 № 242-14-ОЗ)
Вологодская область	природные резерваты, болотные комплексы и парки, туристско-рекреационные местности, а также природно-культурные местности (Закон Вологодской области от 07.05.2014 № 3361-ОЗ)
Краснодарский край	природные рекреационные зоны и природные достопримечательности (Закон Краснодарского края от 02.07.2014 № 2993-КЗ)
Воронежская область	заповедные участки и садово-парковые ландшафты (Закон Воронежской области от 27.05.2014 № 68-ОЗ)
Хабаровский край	парковые зоны, скверы, питомники (Закон Хабаровского края от 30.07.2014 № 376)
Чувашская Республика	памятные природные места (Закон Чувашской Республики от 28.05.2014 № 24)
Мурманская область	экотуристические территории (Закон Мурманской области от 08.04.2015 № 1844-01-ЗМО)

Сеть ООПТ – это набор охраняемых объектов, расположенных на определенной территории. Сеть ООПТ может называться системой тогда, когда ее управление происходит по единой схеме, а вся организация подчинена определенным принципам [4].

ООПТ могут иметь федеральное, региональное или местное значение и находиться в ведении Российской Федерации, ее субъектов и органов местного самоуправления. Наибольший интерес в рамках данной работы представляют ООПТ местного значения, поскольку после внесенных изменений в Федеральный Закон от 14.03.1995 г. № 33-ФЗ отсутствуют четкие указания по категориям ООПТ местного значения. В п. 3 ст. 2 новой редакции законодательного акта категории ООПТ местного значения могут устанавливаться только

законами субъектов Российской Федерации [1]. Некоторые регионы уже закрепили в своих законах категории ООПТ местного значения (таб. 1).

Анализ сведений показывает, что список категорий достаточно разнообразен (таб. 1).

Процесс создания ООПТ местного значения сложный и длительный. Необходимо изучить схему территориального планирования региона (перечень существующих и планируемых к созданию ООПТ). Если планируемая к созданию территория уже туда включена, то нужно только ускорить процесс ее создания (потребовать обозначения конкретных сроков создания ООПТ или резервирования земельного участка в соответствии с Земельным кодексом). В другом случае процесс будет происходить в несколько этапов (рис. 1).



Рис. 1. Основные этапы создания ООПТ местного значения
Fig. 1. Main stages of creation of SPNT of local significance

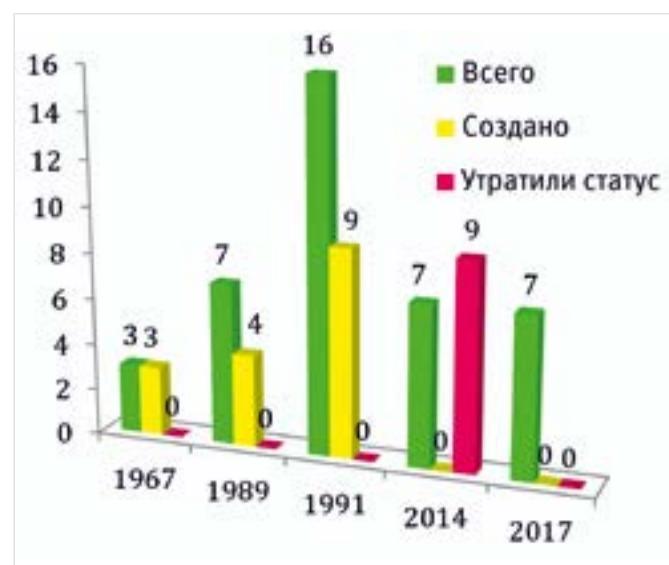


Рис. 2. История формирования ООПТ г. о. Самара
Fig. 2. History of formation of SPNT in Samara



Рис. 3. Существующая сеть ООПТ г. о. Самара
Fig. 3. The existing network of SPNT in Samara

Основанием для инициирования процесса создания ООПТ местного значения являются накопленные сведения о значимости природных и историко-культурных комплексов и объектов и его местоположении. Инициаторами в данном случае могут выступать органы государственной власти, органы местного самоуправления, общественные организации и граждане России [6].

Анализ отечественного опыта по организации ООПТ местного значения показывает, что исследователи для обоснования перспективных территорий используют примерно один и тот же набор критерии.

2. Формирование сети ООПТ г. о. Самара

Самара — девятый по численности населения город России (в 2020 г.) — является административным центром Самарской области и образует муниципальное образование «городской округ Самара».

Формирование ООПТ в г. о. Самара берет свое начало в 1967 году. Тогда было создано 3 ООПТ («Древостой дуба», «Древостой дуба естественного происхождения» и «Пещера Братьев Греков»), далее в 1989 г. еще 4 («Куйбышевский ботанический сад», «Самарское устье», «Сокольи горы и берег Волги между Студеным и Коптевым оврагом» и «Мастюковские озера»), что составило 7 ООПТ. В 1991 г. было сформировано еще 9 ООПТ местного значения (такие как «Озеро Гатное»,

«Волжские осокори», «Кленовый колок» и др.), что составило 16 ООПТ. Однако в 2014 г. на основании постановления Главы Администрации г. о. Самара эти 9 ООПТ местного значения утратили данный статус, и число ООПТ снова стало равно 7 [5, 8].

История формирования сети ООПТ в г. о. Самара представлена в виде диаграммы (рис. 2).

В 2020 г. в границах г. о. Самара функционируют 8 ООПТ регионального значения: «Древостой дуба», «Древостой дуба естественного происхождения», «Пещера Братьев Греков», «Куйбышевский ботанический сад», «Самарское устье», «Сокольи горы и берег Волги между Студеным и Коптевым оврагом», «Мастюковские озера», «Царевщинское озеро» [7]. Все ООПТ г. о. Самара относятся к категории «Памятник природы регионального значения», профиль «Комплексный».

Для расширения сети ООПТ г. о. Самара был проведен анализ ее современного состояния.

Согласно Генеральному плану г. о. Самара, утвержденному Решением Думы г. о. Самара от 20.03.2008 г. № 539 (карта границ ЗОУИТ), предполагается создать 3 ООПТ («Задельнинские сосняки», «Волжские просторы», «Бинарадские сосняки»), расположенные в Красноглинском районе города. Таким образом, существующую сеть ООПТ

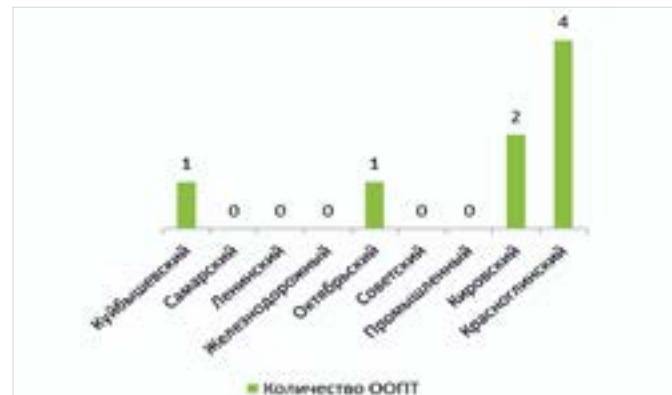


Рис. 4. Распределение ООПТ регионального значения по районам
Fig. 4. Distribution of SPNT of regional significance by districts

г. о. Самара можно представить в следующем виде (рис. 3).

Распределение ООПТ г. Самара по районам представлено на диаграмме (рис. 4).

Самое большое количество ООПТ находится в Красноглинском районе города (4 ООПТ), немного уступает Кировский район (2 ООПТ), а затем идут Куйбышевский и Октябрьский районы (по 1 ООПТ). В 5 районах нашего города ООПТ отсутствуют.

Площадь г. о. Самара — 541 км², ООПТ г. о. Самара занимают общую площадь 1091,74 га (10,92 км²), что составляет всего лишь 2 % от общей площади города.

Количество ООПТ местного значения не может быть регламентировано, поскольку административные районы имеют различные размеры. Однако число ООПТ не должно быть слишком маленьким (недостаточно проработана территория) или слишком большим (негативные последствия с экономической точки зрения). Поиск и обоснование



Рис. 5. Система критериев выделения ООПТ местного значения
Fig. 5. The system of criterias for allocation of SPNT of local significance



Рис. 6. Местоположение исследуемых объектов
Fig. 6. Location of the studied objects

потенциальных территорий, предлагаемых в качестве ООПТ, должны осуществляться с помощью системы критериев.

3. Разработка системы критериев для обоснования статуса ООПТ местного значения

При разработке системы критериев по основанию ООПТ местного значения за основу взят опыт, представленный в работе [2]. Ввиду большого количества недостатков, данная система не может быть применена для настоящего исследования и требует внесения изменений и дополнений.

В рамках данной работы разработана новая система критериев, которая состоит из 4 групп и включает 6 показателей (рис. 5).

Краткая характеристика критериев представлена в таблице 2.

Новым в данной системе критериев является наличие четвертой группы, позволяющей выделить геологические, минералогические и палеонтологические объекты; дополнение первой группы критериями, такими как места обитания видов растений и животных, занесенных в Красную книгу, и уникальные по породному составу, производительности и возрасту насаждения. Для третьей группы предложено использовать критерии историко-культурной ценности Самарской области.

Данная система критериев позволяет выделять различные категории ООПТ местного значения, в том числе и памятники природы.

Выбор объекта для обоснования статуса ООПТ осуществлялся на основе разработанной системы критериев. Наиболее перспективной для исследования была выделена территория под названием «Томашев Колок», которая находится в Промышленном районе города. Обследование проводилось для пруда и территории психиатрической больницы (рис. 6).

Пруд был создан в конце XIX века для водоснабжения хутора, территории психиатрической больницы и садов (рис. 7). По имеющимся данным, он является одним из самых старых прудов, созданных в г. о. Самара. Сейчас он используется в целях нен организованной рекреации несмотря на то, что сильно загрязнен бытовыми отходами.

Таб. 2. Характеристика набора критериев для выделения ООПТ местного значения (на примере г. о. Самара, Самарской области)
Tab. 2. Characteristic of a set of criterias for allocation of SPNT of local significance (for example, Samara, Samara region)

Критерий	Пояснение
I группа	
1. Места обитания редких, ценных, исчезающих видов растений и животных, занесенных в Красную книгу	Редкие, находящиеся под угрозой исчезновения и ценные в хозяйственном и научном отношении объекты растительного и животного мира, а также среда их обитания
2. Места обитания эндемичных и реликтовых видов растений и животных	Эндемики — виды, приуроченные к определенной области обитания. Реликты — виды, входящие в состав определенной территории как пережитки флоры и фауны минувших геологических эпох и находящиеся в некотором несоответствии с современными условиями существования
3. Уникальные по породному составу, производительности и возрасту насаждения	Лесные урочища, участки леса, отдельные деревья или их группы, которые обладают уникальным породным составом и возрастом
II группа	
Искусственные элементы ландшафта	Элементы современных ландшафтов, которые не оказывают негативного воздействия на другие его элементы, гармонично дополняют в ландшафтную мозаику района и выполняют средообразующие и другие экологические функции
III группа	
Природно-исторические и мемориальные объекты человеческой деятельности	Объекты, обладающие признаками в соответствии со ст. 3 ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации». В соответствии с пп. 15, 16 приказа Управления государственной охраны ОКН Самарской области от 23 марта 2016 года № 27
IV группа	
Геологические, минералогические и палеонтологические объекты природной среды	Классификация геологических памятников согласно Д.Н. Киселеву: стратиграфические (стратотипы); палеонтологические (остатки древних организмов и др.); минералогические и петрографические (редкие минералы и горные породы, метеориты); историко-геологические; вулканические; гидрогеологические (выходы подземных вод); комплексные, обладающие признаками нескольких типов



Рис. 7. Вид на пруд в Томашевом Колке
Fig. 7. The view of the pond in Tomashev Kolok



Рис. 8. Территория объекта Томашев Колок
Fig. 8. The territory of the object Tomashev Kolok

Таб. 3. Исходные данные для определения возраста дубов
Tab. 3. The initial data for determining the age of oaks

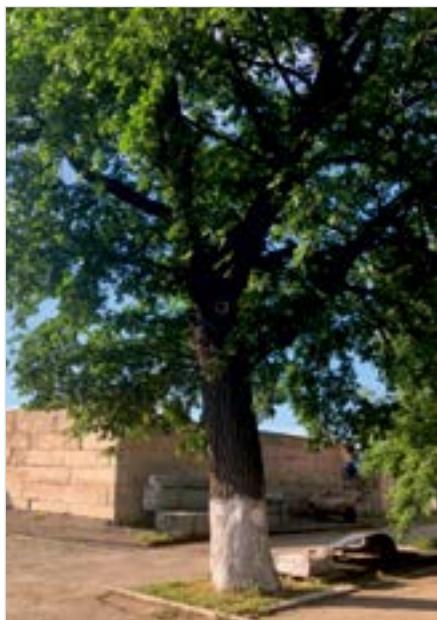
Наименование	Диаметр, см	Годовой прирост, см	Возраст, лет
Дуб (отделение № 3)	313	1,3–1,9	164–240
Дуб (отделение № 19)	276	1,3–1,9	145–212
Дуб (АХЧ № 2)	286	1,3–1,9	150–220

Таб. 4. Результаты обоснования статуса ООПТ местного значения
Tab. 4. The results justification the status of SPNT of local significance

Критерий	Обоснование
I группа	
1. Места обитания редких, ценных, исчезающих видов растений и животных, занесенных в Красную книгу	Тюльпан Биберштейна Вид, занесенный в Красную книгу (не обнаружен). Назначение: экологическое, природоохранное. Профиль: ботанический
2. Виды естественного происхождения	3 дуба естественного происхождения Уникальные по породному составу и возрасту насаждения. Назначение: экологическое, природоохранное. Профиль: дендрологический
II группа	
Искусственные элементы ландшафта	Пруд в Томашевом Колке Пруд хорошо вписывается в существующий природный ландшафт. Низкая ценность для рекреации. Назначение: рекреационное.
Профиль: гидрологический	
III группа	
Природно-исторические и мемориальные объекты человеческой деятельности	Территория больницы Наличие уникальных природных комплексов и объектов, представляющих особую научную, культурную и эстетическую ценность. С момента создания объекта прошло не менее 40 лет (131 год). Объект не обладает высокой градостроительной ценностью. Степень его сохранности в историческом виде — средняя. Назначение: эколого-просветительское. Профиль: комплексный (ландшафтный)



Отделение № 3
Department №3



АХЧ № 2
AHCH №2

Рис. 9. Дубы естественного происхождения
Fig. 9. Oaks of natural origin

Ценность пруда для города (в целях рекреации) невелика, но в то же время он является источником антисанитарии и небезопасен для рекреантов.

Территория психиатрической больницы «Томашев Колок» (далее Томашев Колок) расположена по адресу: г. о. Самара, ул. Нагорная, д. 78. Она имеет большую площадь (около 12,5 га) и окружена со всех сторон постройками нежилого типа (пожарная часть, гаражи, АЗС и др.). На ней расположены: насаждения особого назначения, асфальтированные и освещенные фонарями аллеи, различные клумбы, беседки и скамейки (рис. 8). На территории расположено множество различных построек, среди них здания, которые сохранились со времен открытия больницы в 1888 г.

Томашев Колок находится вдали от больших магистралей. Основная нагрузка на него происходит от ул. Ново-Вокзальной, а также от трамвайных путей. Шум и выхлопные газы автомобилей хорошо поглощаются тремя рядами деревьев, расположенных между территорией больницы и улицей.

Уникальным на данной территории является наличие краснокнижного вида — Тюльпана Биберштейна — который был инициирован выпускницей педагогического университета в 2009 г. Однако вследствие его популяция сокращалась. В 2011 г. почва, где он произрастал, была перекопана, и в 2012 г. тюльпаны не были обнаружены.

Согласно работе [9], выполненной с 2009 по 2012 гг., на территории больницы были обнаружены дубы естественного происхождения в количестве четырех экземпляров. Три дуба имеют возраст около 150 лет, поскольку сохранились со времен основания психиатрической больницы. Последний дуб является самым молодым, его возраст примерно 70–75 лет. Во времена строительства больницы дубов было намного больше. Их вырубали в тяжелые военные времена, для того чтобы согревать помещения.

Во время проведенного в 2019 г. обследования территории были обнаружены 3 дуба естественного происхождения (отделения № 3, 19, АХЧ № 2) (рис. 9). Все 3 экземпляра имеют большое количество желудей.

Возраст дубов был определен по его диаметру на высоте 1,3 м (таб. 3).

Применяем разработанную систему критериев для территории «Томашев Колок» (таб.4).

Таким образом, наиболее перспективными для создания ООПТ местного значения являются 3 дуба, поскольку они полностью соответствуют 2 критерию I группы (имеют уникальный породный состав и возраст более 145 лет).

Итоги

В данной работе был проведен сравнительный анализ научной литературы отечественных авторов касательно вопросов по разработке набора критериев для обоснования статуса ООПТ местного значения. Данный вопрос актуален для г. о. Самара, поскольку в существующей сети отсутствуют ООПТ местного значения.

Анализ состояния сети ООПТ г. о. Самара показал, что она развита слабо, а именно: площади ООПТ регионального значения сокращаются с течением времени, ООПТ занимают всего лишь 2 % от общей площади города.

Для совершенствования существующей сети была разработана система критериев для обоснования статуса ООПТ местного значения и применена на примере территории «Томашев Колок».

Согласно разработанной системе критериев рекомендуется присвоить старым дубам в «Томашевом Колке» (в количестве трех экземпляров), произрастающим на территории психиатрической больницы, статус ООПТ — памятник природы местного значения, профиль дендрологический. Данные рекомендации направлены в администрацию г. о. Самара для рассмотрения.

Выводы

Таким образом, в рамках данной работы доказана необходимость развития сети особо охраняемых природных территорий г. о. Самара, а также представлена информативная основа для включения новых ООПТ в существующую сеть.

Литература

1. Федеральный закон от 14.03.1995 г. № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях».
2. Белякова Н.С., Королева Е.Г. Разработка биogeографических критериев выделения ООПТ местного значения в городах и пригородных зонах (на примере Московской области, г. Королёв) // Самарская Лука: проблемы региональной и глобальной экологии. 2009. Т. 18. № 2. С. 21–25.
3. Давыдова Н.Ю., Черепанова И.С. Нормативно-правовые основы создания и развития особо охраняемых природных территорий местного значения (на примере Оренбургской области) // Вопросы Российского и международного права. 2016. Т. 6. № 10B. С. 292–305.
4. Черных Д.В. Локальные системы особо охраняемых природных территорий: реалии и перспективы. Новосибирск: СО РАН, 2008. 88 с.
5. Воронежские озера и Загородный парк лишились статуса памятников природы. URL: <https://volga.news/article/336023.html#print>
6. Методические рекомендации о создании особо охраняемой природной территории местного значения. URL: <https://pandia.ru/text/78/321/85285.php>
7. Особо охраняемые природные территории регионального значения. URL: https://priroda.samregion.ru/category/ohrana_okr_sredbi/osobo_ohranyaemie_prirodnbie_territori/
8. Постановление администрации городского округа Самара № 2007. URL: <https://www.samadm.ru/docs/official-publication/3654/>
9. Кузнецов С.А., Устинова А.А. Характеристика естественных лесных участков на территории Самара // Студенческий научный форум. URL: <https://scienceforum.ru/2013/article/2013005068>

ENGLISH

Results

In this paper, a comparative analysis of the scientific literature of Russian authors was carried out regarding the development of a set of criterias for justifying the status of SPNT of local significance. This issue is relevant for the city of Samara, since there are no of SPNT of local significance in the existing network.

Analysis of the state of the network of SPNT in Samara showed that it is poorly developed, namely: the area of SPNT of regional significance is reduced over time, SPNT occupy only 2 % of the total area of the city. To improve the existing network, a system of criterias for justifying the status of SPNT of local significance was developed and applied on the example of the object – the territory of “Tomashev Kolok”.

According to the developed system of criterias, it is recommended to assign the status of SPNT – a natural monument of local significance, dendrological profile to old oak trees in "Tomashev Kolka" (in the amount of 3 copies) growing on the territory of a psychiatric hospital. These recommendations were sent to the administration of the city of Samara for consideration.

Conclusions

Thus, within the framework of this work, the necessity of developing a network of specially protected natural territories in Samara is proved, as well as an informative basis for including new SPNT in the existing network is presented.

References

1. Federal law of 14.03.1995 № 33-FZ “On specially protected natural territories” (In Russ).
2. Belyakova N.S., Koroleva E.G. The development of biogeographic criterias for allocation of SPNT of local significance in cities and suburban areas, (on the example of the Moscow region, Korolev). Samara Luka: problems of regional and global ecology, 2009, Vol. 18, issue 2, P. 21–25 (In Russ).
3. Davydova N.Yu. Cherepova I.S. Normative-legal bases of creation and development of specially protected natural territories of local significance (on the example of the Orenburg region). Questions of Russian and international law, 2016. Vol. 6, issue 10B, P. 292–305 (In Russ).
4. Chernykh D.V. Local systems of specially protected natural territories: realities and prospects. Novosibirsk: SB RAS, 2008, 88 p. (In Russ).
5. Voronezh lakes and Country Park lost the status of natural monuments (In Russ). URL: <https://volga.news/article/336023.html#print>
6. Methodological recommendations on creating a specially protected natural territory of local significance. (In Russ). URL: <https://pandia.ru/text/78/321/85285.php>
7. Specially protected natural territories (SPNT) of regional significance. (In Russ) URL: https://priroda.samregion.ru/category/ohrana_okr_sredbi/osobo_ohranyaemie_prirodnbie_territori/
8. The resolution of administration of city district Samara № 2007. (In Russ) URL: <https://www.samadm.ru/docs/official-publication/3654/>
9. Kuznetsov S.A., Ustinova A.A. Characteristics of natural forest areas on the territory of Samara. Student scientific forum (In Russ). URL: <https://scienceforum.ru/2013/article/2013005068>

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Быstryakova Екатерина Александровна, инженер 1 категории, отдел по охране окружающей среды и природоохранным технологиям (Специализированный институт по экологии), ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Для контактов: **BystryakovaEA@samnipi.rosneft.ru**

Bystryakova Ekaterina Alexsandrova, engineer of the 1st category, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Corresponding author: **BystryakovaEA@samnipi.rosneft.ru**

Проблемы, возникающие при формировании расчетов стоимости лесосечных работ подготовительного цикла строительства и реконструкции объектов нефтегазового комплекса в Российской Федерации

Листова М.А.

ООО «СамараНИПиНефть»

ListovaMA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрены проблемы, возникающие при оценке стоимости лесосечных работ подготовительного цикла строительства и реконструкции объектов нефтегазового комплекса в Российской Федерации (РФ). Во-первых, система лесоучетных работ в РФ находится в кризисе и является неэффективной. При выполнении таксации лесов должны использоваться современные высокопроизводительные, точные и экономичные дистанционные способы таксации.

Во-вторых, в методической системе ценообразования строительных работ отсутствует единый порядок определения объемов лесосечных работ для их качественной оценки, максимально приближенной к фактически производимым работам.

В-третьих, существует ряд несоответствий действующих в РФ сметных норм и законодательных актов. Также в федеральном реестре сметных нормативов отсутствуют необходимые данные для оценки некоторых видов лесосечных работ.

Материалы и методы

Исследование способов таксации лесов, анализ методической системы ценообразования, исследование процесса подсчета объемов лесосечных работ, анализ сметно-нормативной базы в части оценки лесосечных работ, исследование машин и механизмов, выполняющих лесосечные работы, исследование процесса выбора сметных норм при формировании расчетов стоимости лесосечных работ.

Ключевые слова

лесосечные работы, проблемы лесной тахсации, расчет объемов лесосечных работ, достоверность и эффективность определения сметной стоимости, сметно-нормативная база, федеральный реестр сметных нормативов

Для цитирования

Листова М.А. Проблемы, возникающие при формировании расчетов стоимости лесосечных работ подготовительного цикла строительства и реконструкции объектов нефтегазового комплекса в Российской Федерации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 92–98.
DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10104

Поступила в редакцию: 21.09.2020

ECOLOGY

UDC 338.51 | Original Paper

Problems that arise when calculating the cost of logging operations for the preparatory cycle of construction and reconstruction of oil and gas facilities in the Russian Federation

Listova M.A.

“SamaraNIPIneft” LLC

ListovaMA@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper considers the problems that arise when estimating the cost of logging operations for the preparatory cycle of construction and reconstruction of oil and gas facilities in the Russian Federation (RF).

First, the system of forest accounting in the Russian Federation is in crisis and is inefficient. When performing forest taxation, modern high-performance, accurate and cost-effective remote methods of taxation should be used.

Secondly, the methodological system for pricing construction works does not have a single procedure for determining the volume of logging operations for their qualitative assessment, as close as possible to the actual work performed. Third, there are a number of inconsistencies in the current budget standards and legislation in the Russian Federation. Also, the Federal register of estimated standards does not contain the necessary data for evaluating certain types of logging operations.

Materials and methods

Research of forest taxation methods, analysis of the methodological pricing system, research of the process of calculating the volume of logging operations, analysis of the estimated regulatory framework for evaluating logging operations, research of machines and mechanisms that perform logging operations, research of the process of selecting estimated standards when calculating the cost of logging operations.

Keywords

logging operations, problems of forest taxation, calculation of the volume of logging operations, reliability and efficiency of determining the estimated cost, estimated regulatory framework, the Federal register of estimated standards

For citation

Listova M.A. Problems that arise when calculating the cost of logging operations for the preparatory cycle of construction and reconstruction of oil and gas facilities in the Russian Federation. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 92–98 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10104

Received: 21.09.2020

Введение

Лесосечные работы проводятся в качестве подготовительных в общем комплексе проведения строительно-монтажных работ на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства, а также в период эксплуатации объектов капитального строительства. Проведение лесосечных работ при подготовке территории строительства объектов капитального строительства нефтегазового комплекса предусмотрено основными положениями Лесного кодекса Российской Федерации [1, ст. 21].

Основная часть

Важными вопросами, возникающими на практике в связи с формированием расчетов стоимости лесосечных работ подготовительного цикла строительства и реконструкции объектов нефтегазового комплекса, являются:

I. Проблема достоверности и корректности лесотаксационных данных, используемых при формировании расчетов стоимости объектов строительства.

Таксация лесов наземным способом представляет собой трудоемкий и затратный процесс по последовательному детальному глазомерному и глазомерно-измерительному описанию всех лесотаксационных выделов объекта строительства/реконструкции с инструктивной точностью. Традиционная таксация лесов наземным способом основана на доверии к исполнителю и фактически является бесконтрольной. В реальности наземная таксация лесонасаждений в большинстве случаев представляет собой банальное переписывание «старых» лесоустройтельных данных с актуализацией на возраст. В настоящее время при наземной таксации лесов практически никто и нигде не выполняет необходимых объемах требования, изложенные в пунктах 76, 77, 85 и 88 Лесоустроительной инструкции [3], которые определяют качество лесотаксационных работ.

Современные технологии дистанционной таксации лесов (дешифровочный метод таксации), основанные на новейших достижениях науки и техники в области дистанционного зондирования, позволяют определить основные лесотаксационные показатели насаждений (породный состав, высота яруса и элементов леса, полнота, возраст и запас) с точностью, соответствующей нормативным требованиям к наземному способу таксации. Дистанционное зондирование – получение информации об объекте с помощью воздушных летательных

аппаратов и искусственных спутников Земли – осуществляется на расстоянии от объекта, т.е. без прямого контакта с ним. Принцип дистанционных методов зондирования основан на интерпретации результатов измерения электромагнитного излучения, которое отражается либо излучается объектом и регистрируется в некоторой удаленной от него точке пространства. Приборы дистанционного зондирования, сенсоры, могут принимать излучение в существенно более широком диапазоне электромагнитного спектра и, таким образом, предоставлять колоссальные объемы информации о параметрах древесно-кустарниковой растительности. Для дистанционной таксации лесонасаждений чаще всего используются лазерное сканирование и цифровая аэрофотосъемка, произведенные при помощи беспилотных летательных аппаратов. Основная проблема в этой связи состоит в создании таких алгоритмов дешифрования (обработки) данных, которые позволили бы извлечь из данных заложенную в них информацию.

Существует три подхода к дешифрованию данных дистанционного зондирования: пространственный (измерительный), функциональный (аналитический) и метод использования справочных таблиц, которые естественным образом дополняют друг друга.

Функциональным (аналитическим) способом производится определение таксационных показателей древесно-кустарниковой растительности: категории земель, преобладающая порода, состав, средняя высота (яруса, элемента леса), возраст, тип леса (тип лесорастительных условий), класс бонитета, сомкнутость полога, диаметр проекции крон, относительная полнота.

Пространственным (измерительным) путем определяются следующие признаки: преобладающая порода, состав, средняя высота (яруса, элемента леса), сомкнутость полога, диаметр проекции кроны, количество проекций крон.

На основании установленных взаимосвязей и справочных таблиц определяется возраст, тип леса (тип лесорастительных условий), класс бонитета, средний диаметр элемента леса, средняя высота (яруса, элемента леса), относительная полнота, запас на 1 га.

Обязательным условием применения дешивровочного способа таксации лесов является наличие материалов дистанционного зондирования лесов со следующими параметрами [14]:

- виды материалов дистанционного зондирования: аэро- и космические цветные

спектрозональные стереоскопические цифровые изображения;

- пространственное разрешение – не ниже 0,6 м;
- наличие стереоскопичности – обязательное, с продольным перекрытием 56–60 %;
- поперечное перекрытие изображений 10–15 %;
- высота Солнца в период аэро- или космической съемки – не менее 25 °C;
- актуальность материалов съемки.

При использовании способа дистанционного зондирования сохраняется проблема определения точного диаметра лесных насаждений на высоте 1,3 м [15]. Также при однокомментном дистанционном зондировании невозможно определить все необходимые параметры: и количество лесонасаждений, и породу, а от качества дешифрования данных в конечном счете зависят итоговые объемы, при том что профессиональных кадров по лесному дешифрованию в стране нет.

Следовательно, требуется создать целостную систему по развитию дистанционных методов лесной таксации и подготовке профессионалов-дешивровщиков. Основными элементами такой системы являются:

- организация специализированного учебно-производственного центра по развитию дистанционных методов в лесном хозяйстве;
- совершенствование имеющихся и разработка новых современных учебных программ и наглядных практических пособий по дистанционным методам в лесном хозяйстве.

Необходима модернизация эффективности системы лесоучетных работ, результатами которой должны стать:

1. Усовершенствованная нормативная правовая база, включающая:
 - результаты зонирования лесов;
 - правила эффективного проведения лесоустройства [3];
 - усовершенствованный порядок осуществления государственной инвентаризации лесов (ГИЛ);
 - усовершенствованный порядок ведения государственного учета лесов (ГУЛ);
 - усовершенствованный порядок ведения государственного лесного реестра (ГЛР) [11].
2. Современные высокопроизводительные технологии, основанные на последних достижениях науки и техники в области дистанционного зондирования Земли, в том числе, технология стереоскопической таксации лесов по материалам аэро- и космических съемок.
3. Программа лесоучетных работ для лесов, рассчитанная на 10-летний период.

- Современная аппаратно-программная инфраструктура автоматизированных рабочих мест (АПМ) таксатора.
- Целостная система подготовки специализированных кадров, в составе которой должны быть предусмотрены:
 - центр по развитию дистанционных методов в лесном хозяйстве;
 - современные учебные программы, учебные пособия (лекции, лабораторные занятия, комплекс наглядных пособий и эталонов) по дистанционным методам в лесном хозяйстве.

II. Проблема определения объемов лесосечных работ при оценке их стоимости.

В ходе проведенного исследования выявлено, что существующие справочники [2, 10, 12, 13] (содержащие объемы древостоеv для перевода лесотаксационных данных из кубометров в штуки), использующиеся при формировании ведомости объемов работ, разделены по регионам, при этом в них охвачены не все регионы РФ. Данные объемы древостоеv по породам в лесотаксационных справочниках различны, не обновлялись более 20 лет (а некоторые более 50 лет) и могут отличаться от используемых данных в лесничестве, что порождает возможные отличия в документах, формируемых при проведении лесосечных работ.

Также в методической системе ценообразования строительных работ отсутствует единый порядок определения объемов лесосечных работ для их качественной оценки, максимально приближенной к фактически производимым работам.

Одновременно с вышеизложенными проблемами, а также в связи с некорректностью лесотаксационных данных при формировании актов выполненных работ (по форме КС-2) на основании объема и количества фактически спиленных деревьев могут возникать значительные расхождения между первоначальной сметой и актом выполненных работ, а также несоответствие объема древесины к передаче владельцу и объема работ в КС-2.

III. Проблема определения порядка и оптимальных видов лесосечных работ при составлении ведомости объемов работ при отсутствии методических документов, определяющих условия их эффективного выбора.

Для определения стоимости лесосечных работ, при производстве подготовительных работ объектов капитального строительства объектов нефтегазового комплекса, рекомендуется:

- Разработка проектной и рабочей документации (ПД и РД) с запросом материалов лесоустройства. При подготовке ПД возможно использование данных, полученных в результате проведения инженерно-топографической съемки либо дистанционного зондирования с использованием данных воздушного лазерного сканирования, цифровой аэрофотосъемки (в том числе с использованием беспилотных летательных аппаратов);
- Разработка ведомости объемов лесосечных работ (ВОР) к проектной документации;

- Разработка локального сметного расчета (сметы) по сформированной ВОР;
- Разработка пояснительной записки к сметной документации, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [5].

При формировании ведомости объемов лесосечных работ необходимо руководствоваться приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.06.2016 № 367 [4]:

- порядком и последовательностью их проведения [4, приложение № 1];
- формой технологической карты лесосечных работ [4, приложение № 2];
- формой акта осмотра лесосеки [4, приложение № 3];
- порядком осмотра лесосеки [4, приложение № 4].

Для определения возможностей повышения эффективности выбора порядка и видов лесосечных работ рассмотрим основные особенности их проведения, а также состав.

При выполнении лесосечных работ должны соблюдаться условия договора аренды лесного участка, договора купли-продажи лесных насаждений, контракта [1, ч. 5 ст. 19], права постоянного (бессрочного) пользования, проекта освоения лесов, лесной декларации, технологической карты лесосечных работ, требования лесного законодательства, нормативных правовых актов, регулирующих лесные отношения.

На каждую лесосеку перед началом ее разработки на основе данных отвода и тягации составляется технологическая карта лесосечных работ [4] для последующего производства работ. Выполнение лесосечных работ при строительстве/реконструкции объектов нефтегазового комплекса без технологической карты лесосечных работ не допускается.

Лесосечные работы подразделяются на подготовительные, основные и заключительные [4].

- Подготовительные лесосечные работы должны проводиться с целью создания необходимых условий для безопасного и эффективного выполнения основных и заключительных лесосечных работ, к ним относятся:
 - Осмотр лесосеки после передачи лесосек;
 - Разметка в натуре границ погрузочных пунктов, трасс магистральных и пасечных волоков (технологических коридоров), производственных и бытовых площадок;
 - Разметка в натуре границ лесных дорог, мест размещения лесных складов, других строений и сооружений;
 - Рубка деревьев на площадках погрузочных пунктов, трассах магистральных и пасечных волоков (технологических коридорах), разделочных, производственных и бытовых площадках, включая виды (породы) деревьев и кустарников, заготовка древесины которых не допускается;
 - Рубка деревьев на площадках лесных дорог, в местах размещения лесных складов, других строений и сооружений, включая виды (породы) деревьев и кустарников, заготовка древесины которых не допускается;

- Рубка аварийных (опасных) деревьев на всей территории лесосеки и за границами лесосеки, угрожающих безопасной работе, включая виды (породы) деревьев и кустарников, заготовка древесины которых не допускается;
- Установка информационных знаков.

2. К основным лесосечным работам относятся процессы, связанные с осуществлением рубок лесных насаждений (деревьев, кустарников, лиан в лесах) [1, ч. 1 ст. 16]:

- Корчевка деревьев, мелколесья, кустарника, пней;
- Валка деревьев, мелколесья, кустарника;
- Очистка стволов срубленных деревьев от сучьев;
- Раскрыжевка;
- Трелевка деревьев;
- Штабелевка;
- Хранение древесины в лесу;
- Уборка негабаритных камней и валунов при рубке лесных насаждений;
- Иные процессы, технологически связанные с рубкой лесных насаждений, например, устройство минерализованных полос.

3. К заключительным лесосечным работам относятся:

- Очистка (доочистка) мест рубок от порубочных остатков;
 - Сбор порубочных остатков в кучи или валы для последующего использования в качестве топлива или для переработки. Применяется всегда, когда есть спрос на порубочные остатки, есть возможности для их переработки;
 - Укладка порубочных остатков на волоки с целью их укрепления и предохранения почвы от сильного уплотнения и повреждения при трелевке;
 - Укладка порубочных остатков в кучи или валы шириной не более 3 м для перегнивания, сжигания; разбрасывание их в измельченном виде по площади места рубки (лесосеки) на расстоянии не менее 10 м от прилегающих лесных насаждений. Расстояние между валами должно быть не менее 20 м, если оно не обусловлено технологией лесосечных работ;
 - Сбор порубочных остатков в кучи или валы с оставлением их на месте для перегнивания и для подкормки диких животных в зимний период;
 - Разбрасывание измельченных порубочных остатков в целях улучшения лесорастительных условий;
 - Укладка и оставление на перегнивание на месте рубки (без подроста);
 - Погрузка и вывоз порубочных остатков;
 - Снос созданных лесных складов, других строений и сооружений;
 - Приведение в пригодное для использования по назначению состояние лесных дорог, имевшихся до осуществления лесосечных работ;
 - Приведение в надлежащее состояние нарушенных мостов, просек, водотоков, ручьев, рек;
 - Последующее сжигание порубочных остатков в пожаробезопасный период.
- Сжигание порубочных остатков производится подрядчиком, либо организацией, осуществляющей использование лесов, в период, начиная с установившейся дождливой осенней погоды или образования

снежного покрова в лесах. Завершение сжигания порубочных остатков при огневом способе очистки мест рубок (лесосек) производится до начала пожароопасного сезона. Сжигание порубочных остатков от летней заготовки древесины и порубочных остатков, собранных при весенней доочистке мест рубок, производится осенью, после окончания пожароопасного сезона. При этом сжигание порубочных остатков сплошным палом не допускается. О проведении работ по сжиганию порубочных остатков информируется ЦУКС ГУ МЧС России по субъекту РФ через ЕДДС соответствующего муниципального образования.

В отдельных районах допускается сжигание порубочных остатков в период пожароопасного сезона по решению органов государственной власти или органов местного самоуправления [6, п. 4].

Очистка лесосек от порубочных остатков методом сжигания осуществляется с соблюдением установленных требований:

- Правил пожарной безопасности в лесах, утвержденных постановлением Правительства РФ от 30.06.2007 № 417 [6];
- Правил санитарной безопасности в лесах, утвержденных постановлением Правительства РФ от 20.05.2017 № 607 [7];
- Методических рекомендаций по сжиганию порубочных остатков в лесах, рекомендованных Министерством РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий [9].

При формировании ведомости объемов лесосечных работ для оценки работ по валке деревьев диаметром более 11 см следует учитывать, что утилизация порубочных остатков путем сжигания учтена в таблице 01-02-099 «Валка деревьев с корнем» ГЭСН-01-2020 (при том, что в ней отсутствует ресурс для сжигания — топливо дизельное из малосернистых нефтей), но не даны разъяснения по вопросу расчета объемов порубочных остатков для исключения из основного объема древостоев, а также не даны разъяснения, каким образом поступать в случае невозможности их утилизации методом сжигания и необходимости их утилизации иным способом.

При этом в ГЭСН-01-2020 [16] внесены изменения от 06.07.2020, в которых исключены таблицы 01-02-020 «Сжигание с перетряхиванием валов из кустарников, мелколесья и корней» и 01-02-021 «Повторное сжигание с перетряхиванием валов из кустарника, мелколесья и корней», содержащие работы по сжиганию древесных остатков кустарника и мелколесья.

Виды, порядок и последовательность проведения лесосечных работ установлены Приказом № 367 [4]. При этом методически не определены условия выбора тех или иных видов работ. Например, в нормативно-методических справочниках, касающихся лесосечных работ (либо их ценообразования), нет четких указаний о том, древостои какого диаметра считаются деревьями, а какие — мелколесьем для выбора видов работ «Валка деревьев диаметром до 16 см» или «Срезка кустарника и мелколесья», также нет четкого понимания того, какие деревья относятся к «мягким» породам, а какие — к «твердым». Кроме того, в методической системе ценообразования лесосечных работ для формирования ведомости объемов работ не определено:

Таб. 1. ГЭСН-01-02-102-01 – 01-02-102-03

Tab. 1. GESN-01-02-102-01 – 01-02-102-03

Состав работ:

01. Подготовка площадок
 02. Укладка и разборка узкоколейного пути
 03. Перевозка оборудования
- Измеритель: 100 деревьев

Устройство разделочных площадок, диаметр стволов:	
01-02-102-01	до 16 см
01-02-102-02	до 20 см
01-02-102-03	до 24 см
01-02-102-04	до 28 см
01-02-102-05	до 32 см
01-02-102-06	свыше 32 см

Шифр ресурса	Наименование элементов затрат	Ед. измер.	01-02-102-01	01-02-102-02	01-02-102-03
1	2	3	4	5	6
1	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	1,84	2,96	3,69
1.1	Средний разряд работы	-	2,4	2,4	2,4
2	Затраты труда машинистов	чел.-ч	0,08	0,13	0,16
3	МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ				
91.15.01-001	Прицепы тракторные 2 т	маш.-ч	0,08	0,13	0,16
91.15.02-024	Тракторы на гусеничном ходу при работе на других видах строительства (кроме водохозяйственного) 79 (108) кВт (л.с.)	маш.-ч	0,08	0,13	0,16
91.09.03-034	Платформы узкой колеи	маш.-ч	2,95	6,00	7,3
4	МАТЕРИАЛЫ				
11.1.03.01-0080	Пиломатериалы хвойных пород. Бруски обрезные длиной 4–6,5 м, шириной 75–150 мм, толщиной 40–75 мм IV сорта	м ³	0,0015	0,0024	0,0032

Таб. 2. ГЭСН-01-02-102-04 – 01-02-102-06

Tab. 2. GESN-01-02-102-04 – 01-02-102-06

Шифр ресурса	Наименование элементов затрат	Ед. измер.	01-02-102-04	01-02-102-05	01-02-102-06
1	2	3	4	5	6
1	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	4,8	5,54	9,24
1.1	Средний разряд работы	-	2,4	2,4	2,4
2	Затраты труда машинистов	чел.-ч	0,21	0,24	0,4
3	МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ				
91.15.01-001	Прицепы тракторные 2 т	маш.-ч	0,21	0,24	0,4
91.15.02-024	Тракторы на гусеничном ходу при работе на других видах строительства (кроме водохозяйственного) 79 (108) кВт (л.с.)	маш.-ч	0,21	0,24	0,4
91.09.03-034	Платформы узкой колеи	маш.-ч	10,6	12,3	20,6
4	МАТЕРИАЛЫ				
11.1.03.01-0080	Пиломатериалы хвойных пород. Бруски обрезные длиной 4–6,5 м, шириной 75–150 мм, толщиной 40–75 мм IV сорта	м ³	0,004	0,0049	0,0079

- на каком основании производится выбор мощности используемого механизма;
- какая древесина считается деловой, какая — дровянной;
- в каких случаях допустим выбор вида работ по мульчированию древостоев диаметром более 16 см;
- в каких случаях допустимо оставление древесных и порубочных остатков на месте для перегнивания в собранных кучах или валах.

с учетом требований технического задания на проектирование, в соответствии с порядком, примененным при разработке смет сопутствующих разделов проекта, с применением сметных нормативов, сведенияния об актуальности которых размещены в Федеральном реестре сметных нормативов (ФРСН), расположенным на электронном информационном ресурсе «Федеральная государственная информационная система ценообразования в строительстве» (ФГИС ЦС) [17].

Выбор сметных норм/расценок осуществляется на основании способов, указанных в ВОР, подтвержденных в технологической карте разработки лесосеки, а также технических данных проекта организации строительства (ПОС).

IV. Проблема несовершенства существующей сметно-нормативной базы.

Сметная документация на лесосечные работы формируется на основании ведомости объемов работ. Сметная документация на стадии ПД и РД разрабатывается

К несовершенству существующей сметно-нормативной базы в части оценки лесосечных работ можно отнести таблицу 01-02-102 «Устройство разделочных площадок» ГЭСН-01-2020 (табл. 1, 2) [16].

Во-первых при аналитическом исследовании вышеуказанной таблицы выявлено, что в соответствии с типовой технологической картой на расчистку территории объекта строительства от лесорастительности разделочные площадки считаются подготовленными, когда на всей их площади убраны деревья, подрост, кустарник, валежник, срезаны заподлицо с землей пни и кочки, засыпаны ямы, заболоченные участки застелены жердями и сучьями, вырублена зона безопасности вокруг, осуществлена планировка поверхности. Платформы узкой колеи предназначены для перевозки оборудования и других грузов, при этом, в соответствии с перечисленными работами, укладка и разборка узкоколейного пути, а также перевозка оборудования при устройстве разделочных площадок не требуется. В то же время в сметной норме отсутствуют бульдозеры для выполнения работ по планировке территории.

Во-вторых, во всех сметных нормах таблицы 01-02-102 ГЭСН-01-2020 количество маш.-ч ресурса 91.09.03-034 «Платформы узкой колеи» превышает и количество чел.-ч основных рабочих, и количество чел.-ч машинистов, что является недопустимым, так как этот ресурс учтен как бесконтрольно работающий, тогда возникает вопрос: для чего он нужен?

В связи с тем, что в технической части ГЭСН-01-2020 отсутствуют параметры и условия применения сметной нормы 01-02-1020, всё вышеизложенное делает применение сметной нормы 01-02-102 для устройства разделочных площадок при производстве лесосечных работ затруднительным.

Следует отметить, что одним из недавних весомых нововведений ГЭСН-01-2020, с изм. 1–3 от 06.07.2020, в связи с которым стала возможна оценка работ по мульчированию ДКР, стало включение разработанных специализированным институтом по ценообразованию в строительстве ООО «СамараНИПИнефть» таблиц:

- 01-02-126 «Валка и дробление древесно-кустарниковой растительности в щепу»;
- 01-02-127 «Дробление древесно-кустарниковой растительности в щепу».

V. Проблема выбора сметных норм при отсутствии в федеральном реестре сметных нормативов для всех технологий, применяемых при лесосечных работах.

Одновременно со всеми перечисленными проблемными вопросами необходимо добавить, что в настоящий момент реестр федеральных сметных нормативов не содержит сметных нормативов для отдельных применяемых в РФ технологий, что рождает необходимость применения сметных норм, не соответствующих фактически проводимым работам. ФРСН (ГЭСН-2020 с изм. 1–3) содержит сметные нормы для оценки лесосечных работ при помощи машин и механизмов (табл. 3).

Кроме перечисленных машин и механизмов, в настоящее время на территории РФ при проведении лесосечных работ также

могут использоваться стационарные/навесные дробильные установки и комбайны, которые выполняют четыре и более видов работ в процессе валки и сортировки древесины.

Дробильные установки (дробилки) выпускают в виде отдельных агрегатов, которые устанавливают чаще всего на тракторы с возможностью закрепления на любое подходящее транспортное средство. Дробилка для дерева — это машина, которую используют в различных производственных сферах для переработки отходов из дерева в технологическую щепу. При использовании подобной машины могут требоваться дополнительные производственные операции, такие как перемещение древесины к установке, а также последующее распределение щепы по поверхности участка.

Дробилки классифицируются по технологии измельчения/дробления:

- Щековые. Состоят из подвижной и неподвижной щеки, расположенные друг к другу клинообразно, причем узкая часть клина должна соответствовать параметрам полуфабрикатов из дерева, которые планируется изготавливать. Подвижная щека давит на древесину, которая засыпается сверху в дробилку, приближая ее к щеке, неподвижной в процессе работы. Под давлением древесина разрушается до такого же размера, как узкая часть щеки, после чего осыпается;
- Ударно-валковые. В таких машинах приемное отделение засыпается древесиной, ударяется при работе об врачающиеся друг к другу валки, разрушается и высывается из выходного отверстия;
- Конусные. Представляют собой стакан и движущийся конусообразный палец. Древесина засыпается в стакан, конусообразный палец входит в стакан, ломает сырье, а при выходе разрушает его до нужных размеров и осыпает;
- Барабанные. Оборудование состоит из барабана, куда поступает древесина. При включении оборудования сырье разрушается от удара друг об друга, когда барабан доводится до необходимой скорости;
- Роликовые. Состоят из ролика и чаши, ролик раскручивается, постепенно приближаясь к чаше, сырье измельчается, попадая между чашей и роликом;

- Молотковые. Состоят из закрепленных на роторе молотков. Сверху засыпается сырье, при вращении ротора оно разбивается на мелкие части молотками и осыпается.

Один из многофункциональных комбайнов, использующихся при лесосечных работах, — валочно-пакетирующая машина, которая, кроме валки деревьев, осуществляет также и пакетирование бревен. В основе механизма валочно-пакетирующей машины находится цепная пила. С помощью этой валочной машины можно спиливать деревья диаметром до 90 см. Дальнейшее использование валочно-пакетирующей машины заключается в укладывании поваленных деревьев в штабеля для последующей трелевки трелевочным трактором.

Второй многофункциональный комбайн — харвестер. Автоматическая валочная машина харвестер способна всего за минуту не только спилить дерево, ободрать сучья, срезать верхушку, но и разделить его на части заданного размера. При этом оператор всё это время находится в комфортных условиях кабины и с помощью джойстика управляет процессом. Еще одно преимущество харвестера заключается в том, что компьютер, установленный в кабине оператора, не только программирует резку хлыстов на заданные параметры, но и архивирует информацию по замерам и размерам отсортированной древесины. В перечень работ, которые можно осуществлять с помощью харвестера, входит валка леса, очистка ствола от сучьев и верхушки, а также раскряжевка (освобождение дерева от коры). Заключительным этапом выступает сортировка хлыстов на сортименты. С помощью харвестера также возможно осуществление трелевки древесины.

Харвестер работает «в паре» с тягачом-погрузчиком — форвардером, который способен заменить бригаду лесорубов, работающих «ручным» способом, обеспечив при этом высокую производительность лесосечных работ. Данные машины способны выполнять множество операций. Они осуществляют следующий цикл работ: валка, раскряжевка, выравнивание бревен после их спила, погрузка, вытягивание бревен с труднодоступных мест, транспортировка бревен.

Таб. 3. Машины и механизмы, используемые при лесосечных работах, включенные в ГЭСН 81-02-01-2020, Сборник 1 «Земляные работы»

Tab. 3. Machines and mechanisms used in logging operations, included in GESN 81-02-01-2020, Collection 1 “Earthworks”

№ п/п	Наименование машин и механизмов
1	2
1	Тракторы мощностью 59, 79 и 118 кВт, в том числе с навесным оборудованием
2	Бульдозеры мощностью 79 и 118 кВт
3	Машины глубинной подготовки полей на тракторе мощностью 79 и 103 кВт
4	Платформы узкой колеи
5	Прицепы тракторные 2 т
6	Краны на гусеничном ходу грузоподъемностью до 16 т
7	Грабли кустарниковые навесные (без трактора)
8	Подборщики мелких древесных остатков
9	Валкователи древесных остатков (без трактора)
10	Лыжи самосвальные прицепные
11	Мульчеры самоходные на гусеничном ходу мощностью 184 и 205 кВт

Форвардер состоит из погрузочного манипулятора и грузовой тележки. На лесозаготовительном участке форвардер используют для сбора древесины, дальнейшей сортировки и, главное, для транспортировки сортиментов древесины от лесозаготовительного участка до проезжей дороги или же до нижнего склада. Следуя за харвестером, форвардер погружает на грузовую тележку бревна, которые затем треллются на склад. На последней стадии работ по лесозаготовке древесины с помощью форвардера осуществляют погрузку сортиментов на лесовозы.

Следовательно, существует необходимость разработки проектов сметных нормативов на механизированную валку деревьев лесозаготовительными комплексами: валочно-пакетирующими машинами, харвестерами и форвардерами для уменьшения стоимости работ по валке деревьев диаметром от 11 до 32 см и более в результате:

- использования многофункциональной техники и сокращения затраченного времени на выполнение операций по валке, разделке, трелевке, погрузке древесины;
- отсутствия необходимости перебазировки и эксплуатации большого количества техники (трактор, бульдозер, корчеватель-собиратель, кусторез).

Итоги

Подводя итоги рассмотрения вышеуказанных проблем ценообразования лесосечных работ, отметим существующие необходимости:

1. Модернизации системы лесоучетных работ. Такая модернизация должна осуществляться по следующим основным направлениям:
 - совершенствование нормативной правовой базы лесоучетных работ;
 - разработка современных высокопроизводительных технологий лесоучетных работ на основе использования относительно дешевых дистанционных методов;
 - создание современной аппаратно-программной инфраструктуры лесоучетных работ;
 - создание целостной системы подготовки кадров для выполнения лесоучетных работ.
2. Усовершенствования методической системы ценообразования лесосечных работ в виде отсутствия:
 - единого порядка определения объемов лесосечных работ для их качественной оценки, максимально приближенной к фактически производимым работам;
 - методики определения порядка и оптимальных видов лесосечных работ при составлении ведомости объемов работ.
3. Дополнения нормативных справочников (ГЭСН) определениями:
 - на каком основании производится выбор мощности используемого механизма для лесосечных работ;
 - какая древесина считается деловой, какая — дровянной;
 - мягких и твердых пород деревьев с указаниями пород;
 - в каких случаях допустим выбор вида работ по мульчированию древостоев диаметром более 16 см;
 - в каких случаях допустимо оставление древесных и порубочных остатков на

месте для перегнивания в собранных кучах или валах;

- при оценке каких работ допустимо использование сметных норм таблицы 01-02-102 «Устройство разделочных площадок» ГЭСН-01-2020.
- 4. Решения вопроса расчета объемов порубочных остатков при использовании ГЭСН 01-02-099 «Валка деревьев с корнем» для исключения из основного объема древостоев, а также возможности исключения работ по сжиганию порубочных остатков из состава сметных норм таблиц 01-02-099 и возможности выбора вида их утилизации.
- 5. Усовершенствования системы ценообразования лесосечных работ в части разработки сметных нормативов для технологий, отсутствующих в ГЭСН-2020, а именно: на механизированную валку деревьев лесозаготовительными комплексами (валочно-пакетирующими машинами, харвестерами и форвардерами), а также на утилизацию древесных и порубочных остатков дробильными установками.

Выводы

Результатом модернизации системы лесоучетных работ станет высококачественный информационный продукт, содержащий:

- карты-схемы лесничеств, планы лесонасаждений участковых лесничеств, лесоустройственные планшеты;
 - таксационные описания;
 - геоинформационные лесотаксационные базы данных;
 - информационно достоверные данные государственного лесного реестра;
 - фотосхемы, фотопланы и фотопланшеты.
- В случае повышения эффективности оценки стоимости лесосечных работ подготовительного цикла строительства/реконструкции объектов нефтегазового комплекса будут реализованы:
1. максимальное приближение сметной стоимости строительства/реконструкции объектов капитального строительства к реальной цене их строительства.
 2. минимизация рисков завышения сметной стоимости за счет достоверности предоставляемой исходной информации в ведомости объемов работ.
 3. построение современного и единообразного подхода к ценообразованию лесосечных работ.
 4. повышение качества системы ценообразования.

Литература

1. Лесной кодекс Российской Федерации.
2. Лесотаксационный справочник для северо-востока европейской части СССР: (Нормат. материалы для Арханг., Вологд. обл. и Коми АССР). Архангельск: АИЛИХ, 1986, 356 с.
3. Приказ от 29 марта 2018 года № 122 «Об утверждении Лесоустроительной инструкции» (с изменениями на 6 февраля 2020 года).
4. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.06.2016 № 367 «Об утверждении Видов лесосечных работ, порядка и последовательности их проведения, Формы технологической карты лесосечных работ, Формы акта осмотра лесосеки и Порядка осмотра лесосеки».
5. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
6. Постановление Правительства РФ от 30.06.2007 № 417 «Об утверждении Правил пожарной безопасности в лесах».
7. Постановление Правительства РФ от 20.05.2017 № 607 «О Правилах санитарной безопасности в лесах».
8. Приказ Федерального агентства лесного хозяйства от 10.11.2011 № 472 «Об утверждении методических указаний по проведению государственной инвентаризации лесов».
9. Методические рекомендации по сжиганию порубочных остатков в лесах, рекомендованные Министерством РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.
10. Нагимов З.Я., Лысов Л.А., Коростелев И.Ф., Соколов С.В., Соловьев В.М., Фимушин Б.С., Шевелина И.В., Анчугова Г.В. Нормативно-справочные материалы по таксации лесов Урала. Нормативы по таксации деревьев и древостоев. Ч. 1. Екатеринбург: УГЛТУ, 2002, 160 с.
11. Приказ Минприроды России от 11.11.2013 № 496 «Об утверждении Перечня, форм и порядка подготовки документов, на основании которых осуществляется внесение документированной информации в государственный лесной реестр и ее изменение» (зарегистрировано в Минюсте России от 31.12.2013, регистрационный № 30979).
12. Общесоюзные нормативы для таксации лесов, утвержденные приказом Госкомлеса СССР от 28.02.1989. № 38.
13. Грошев Б.И., Синицын С.Г., Мороз П.И. Лесотаксационный справочник. М.: Лесная промышленность, 1980. 288 с.
14. Барбасов В.К., Гречишев А.В., Грядунов Д.А., Митрофанов Е.М. Применение комплексов беспилотных летательных аппаратов в системах мониторинга территорий. // Международная конференция «Геоинформационные науки и экологическое развитие: новые подходы, методы, технологии», конференция «Геоинформационные технологии и космический мониторинг». 2013.
15. Ануфриев М.А. Оценка точности определения параметров сплошнолесосечных вырубок по аэрокосмическим изображениям высокого пространственного разрешения // Лесное хозяйство. 2007. № 2. С. 38–39.
16. Приложение № 1 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 26 декабря 2019 г. № 871/пр, ГЭСН 81-02-01-2020, Сборник 1 «Земляные работы».
17. Федеральная государственная информационная система ценообразования в строительстве URL:
<https://fgiscs.minstroyrf.ru/#frsn/main>

Results

Summing up the consideration of the above-mentioned problems of logging pricing, we note the existing needs:

1. Modernization of the forest management system. Such modernization should be carried out in the following main areas:
 - improving the regulatory framework for forest accounting;
 - development of modern high-performance forest accounting technologies based on the use of relatively cheap remote methods;
 - creation of a modern hardware and software infrastructure for providing forest accounting services;
 - creation of a coordinated training system for the implementation of forest accounting.
 2. Improvement of the methodological system for pricing logging operations due to the lack of:
 - a unified procedure for determining the volume of logging operations for their qualitative assessment, as close as possible to the actual work performed;
 - methods for determining the order and optimal types of logging operations when preparing a report.
 3. Additions to the normative reference books with definitions:
 - what is the basis for choosing the power of the machine that is used for logging operations;
 - what kind of wood is a business that has woodcutting;
 - soft and hard tree species with breed indication;
 - in which cases it is permissible to choose the type of work for mulching racks with a diameter of more than 16 cm.; in which cases it is allowed to leave wood and the remains of felling in place for rotting in the collected stacks or shafts;
 - when evaluating work, it is permissible to use the estimated standards of table 01-02-102 "Arrangement of cutting areas" GESN-01-2020.
 4. The issue of calculating the amount of wood residues when using GESN
- 01-02-099 "Felling trees with roots" should be excluded from the main stands, as well as the possibility of excluding work on burning wood residues from the budget norms of tables 01-02-099 and the possibility of their use.
5. Improving the pricing system for logging operations in the development of estimated standards for technologies that are not available in the GESN-2020, namely: for mechanized logging complexes: felling and bunkering machines, combines and forwarders, as well as for processing wood and crushed stone with crushing plants.

Conclusions

The result of the modernization of the forest accounting system will be a high-quality information product containing:

- maps-diagrams of forest plots, plans of forest stands of regional forest districts, forest management signs;
- tax descriptions;
- forest tax geoinformation databases;
- information reliable data of the state forest register;
- photo diagrams, photo plans, and photographic plates.

If the cost estimation of logging operations is improved for the preparatory cycle of construction / reconstruction of oil and gas facilities, the following projects will be implemented:

- 1) Maximum approximation of the estimated cost of construction/reconstruction of capital construction projects to the real price of their construction;
- 2) Minimizing the risks of overstating the estimated cost due to the reliability of the initial information provided in the statements of work volumes;
- 3) Building a modern and unified approach to logging pricing;
- 4) Improving the quality of the pricing system.

References

1. Forest code of the Russian Federation.
2. Forest taxation guide for the north-east of the European part of the USSR (Regulatory materials for Arkhangelsk, Vologda and Komi regions). Arkhangelsk: AILILKH, 1986, 356 p.
3. The order No. 122 of March 29, 2018 "On approval of the forest management planning manual" (on February 6, 2020).
4. The order of the Ministry of natural resources and ecology of the Russian Federation of 27.06.2016 No. 367 "On approval of types of logging operations, the order and sequence of their implementation, the form, route of logging operations, forms of survey of the cutting area and the order of survey of the cutting area".
5. The decree of the RF Government dated 16.02.2008 No. 87 "On composition of design documentation sections and requirements to their contents".
6. The decree of the government of the Russian Federation No. 417 of 30.06.2007 "On approval of fire safety rules in forests".
7. The decree of the government of the Russian Federation No. 607 of 20.05.2017 "On rules of sanitary safety in forests".
8. The order of the Federal forestry Agency No. 472 dated 10.11.2011 "On approval of methodological recommendations for conducting the state forest inventory".
9. Methodical recommendations for burning debris in forests, recommended by the Russian Federation Ministry of civil defense, emergencies and elimination of consequences of natural disasters.
10. Nagimov Z.Ya., Lysov L.A., Korostelev I.F., Sokolov S.V., Solov'yev V.M., Fimushin B.S., Shevelina I.V., Anchugova G.V. Regulatory reference materials for forest taxation of Ural. Standards for trees and stands. Ekaterinburg: USFEU, 2002, part 1, 160 p.
11. The order of the Ministry of forestry of Russia dated 11.11.2013 No. 496 "On approval of the list, forms and procedure of preparation of documents on the basis of which the entering documented information into the state forest register and its change" (registered in Ministry of justice of Russia as of 31.12.2013, Registration No. 30979).
12. All-Union standards for forest inventory approved by the order of the State Committee of forestry of the USSR dated 28.02.1989. No. 38.
13. Groshev I.B., Sinitsyn S.G., Moroz P.I. Handbook on forestry, Moscow, "Forest industry", 1980.
14. Barabasov V.K., Grechishchev A.V., Gryadunov D.A., Mitrofanov E.M. Application of unmanned aerial vehicle complexes in territory monitoring systems. International conference "Geoinformation Sciences and environmental development: new approaches, methods, technologies", conference "Geoinformation technologies and space monitoring", 2013.
15. Anufriev M.A. Estimation of the accuracy of determining the parameters of continuous logging from high-resolution aerospace images. Russian forestry journal, 2007, issue 2, P. 38–39.
16. Appendix No. 1 to The order of the Ministry of construction and housing and communal services of the Russian Federation of December 26, 2019, No. 871/PR, GESN 81-02-01-2020, Collection 1 "Earthworks".
17. Federal State Information System for Pricing in Construction (FSIS PS) URL: <https://fgiscs.minstroyrf.ru/#/frsn/main>

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Листова Мария Александровна, главный специалист отдела методологии и разработки расценок Специализированного института по ценообразованию на базе ООО «СамараНИПИнефть»

Для контактов: [ListovaMA@samnipineft.ru](mailto>ListovaMA@samnipineft.ru)

Listova Mariya Aleksandrovna, chief specialist Department of the methodology and pricing development Specialized Institute for pricing on the basis of "SamaraNIPIneft" LLC
Corresponding author: [ListovaMA@samnipineft.ru](mailto>ListovaMA@samnipineft.ru)

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ЭНЕРГЕТИКИ РБ



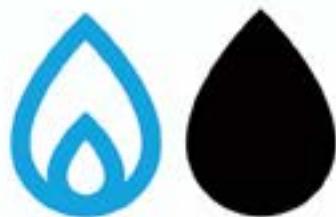
ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



Российский
нефтегазохимический
форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
29 специализированная выставка

25-28.05 2021 УФА ВДНХ ЭКСПО
Менделеева, 158



Нефтяное
направление



Химия.
Нефтехимия



Инновации
газовой отрасли



Газомоторное
топливо



Сервисное
направление



Промышленная
безопасность и экология



✉ GNTEXPO.RU ⚡ @GAZNEFTUFA #ГАЗНЕФТЬУФА #ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ #ГНТ #GASOILEXPO



По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

● Мероприятие проводится с учетом всех требований Роспотребнадзора

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru

+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru



ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

20-я юбилейная
Северо-Каспийская
региональная выставка
«Атырау Нефть и Газ»

7 - 9 апреля 2021

Казахстан, Атырау

Подробная информация:
www.oil-gas.kz



Iteca





РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26-29.04.2021

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+



МИНСТРЕНЬ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



Тюменский нефтегазовый форум поставил рекорд по посещаемости

В этом году благодаря гибридному формату в Тюменском нефтегазовом форуме с 22 по 24 сентября приняло участие рекордное количество человек: 3 857 посетителей офлайн и более 5 600 пользователей онлайн-платформы TNF Online. На Форуме было подписано 18 соглашений о сотрудничестве, что стало основой для реализации новых совместных проектов.

Гости приехали из разных регионов России, чтобы вместе сформировать будущую повестку нефтегазовой отрасли на предстоящий год. В рамках Форума состоялось более 35 различных мероприятий: Технологические дни нефтегазовых компаний, пленарные сессии, круглые столы и деловые завтраки, многие из которых транслировались в онлайн-режиме. Онлайн-трансляции проводились на платформах РБК TV, YouTube, «ВКонтакте», а также на специально созданной платформе TNF Online. Трансляции на площадке «ВКонтакте» набрали от 28 до 58 тысяч просмотров каждая.

Ключевым событием TNF 2020 стала главная пленарная сессия «Будущее сегодня: новые возможности индустрии». Кризис, возникший в связи с пандемией коронавируса, и как следствие, резкое падение спроса практически во всех отраслях, когда экономики мира перешли в кризисную фазу, заставили задуматься о новых направлениях. Спрос на нефтепродукты и, как следствие, падение цен на бензин и сделка ОПЕК, которая привела к резкому сокращению добычи и доходов российских компаний, не могли не отразиться на будущих трендах. По заявлению ведущих экспертов, к 2040-м годам доля нефтепродуктов перестанет доминировать в топливной корзине и резко уменьшится потребление угля.

Заместитель председателя Правительства РФ Юрий Борисов призвал обратить внимание на нефтегазохимию: «Заявления ведущих экспертов звучат следующим образом: к 2040-м годам доля нефтепродуктов перестанет доминировать в топливной корзине, резко уменьшится потребление угля,

может быть, сохранится тенденция по использованию газа. Необходимо задуматься, куда пойдет развитие отраслей, куда необходимо прикладывать усилия. Чтобы уйти от волатильности цен и ситуаций на рынке, связанных с основными углеводородами, необходимо переходить к более глубокой переработке и к созданию новых рынков и продуктов, которые будут определять основные тренды в ближайшем десятилетии. Я говорю о нефтегазохимии. Там другая прибавочная стоимость, другой спрос, новые продукты, которые будут определять тенденции развития основных отраслей: космос, ОПК и сельское хозяйство. Мировые темпы развития нефтегазохимии значительно выше, чем основные темпы развития и роста мирового ВВП».

Место, где рождаются идеи

Это выражение как нельзя лучше отражает концепцию XI Тюменского нефтегазового форума. В рамках Форума впервые состоялся конкурс проектов «Нейронефть», участники которого соревновались в разработке программных продуктов по прогнозированию цены на нефть. Победителем первого этапа конкурса стала команда из Тюмени Blockchain Industrial Alliance и получила награду в 200 тысяч рублей. Остальные победители будут объявлены через год, на TNF 2021.

Также на Форуме состоялся отбор технологических проектов в ТОП-50 проектов Экологического акселератора GreenTech Startup Booster. Победителями конкурса стали сразу две компании — «Дистилиум» с проектом «Шламов Нет» и «Новосибирский технический центр».

В этом году Форум оказался весьма плодотворным не только на количество участников, но и на число заключенных соглашений. Правительством Тюменской области были подписаны соглашения о сотрудничестве с ООО «СОКАР ЭНЕРГОРЕСУРС», ПАО «СИБУР Холдинг» и ООО «Цифра». Всего в рамках Форума было подписано 18 соглашений о сотрудничестве, 11 из которых о вступлении в нефтегазовый кластер Тюменской области.

Тюмень — нефтегазовая столица России

В рамках Форума прошли Технологические дни, организаторами которых традиционно выступают сами нефтегазовые компании: ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Сургутнефтегаз». Для очных презентаций было отобрано около 50 компаний. Итогом Техндей стали протоколы технологических советов с рекомендациями экспертов.

По словам губернатора Тюменской области Александра Моора, Тюмень всегда была «интеллектом» топливно-энергетического комплекса. Здесь всегда были НИИ, проектные организации, высшее образование, которое ориентировано на ТЭК. И эта традиция продолжается. «В Тюмени есть генетический код — собираять самые лучшие умы и самые современные научные решения... Следующий шаг, который мы видим — создание больших промышленных кластеров», — добавил Моор.

Отметим, что Форум прошел с соблюдением необходимых мер санитарно-эпидемиологической безопасности.

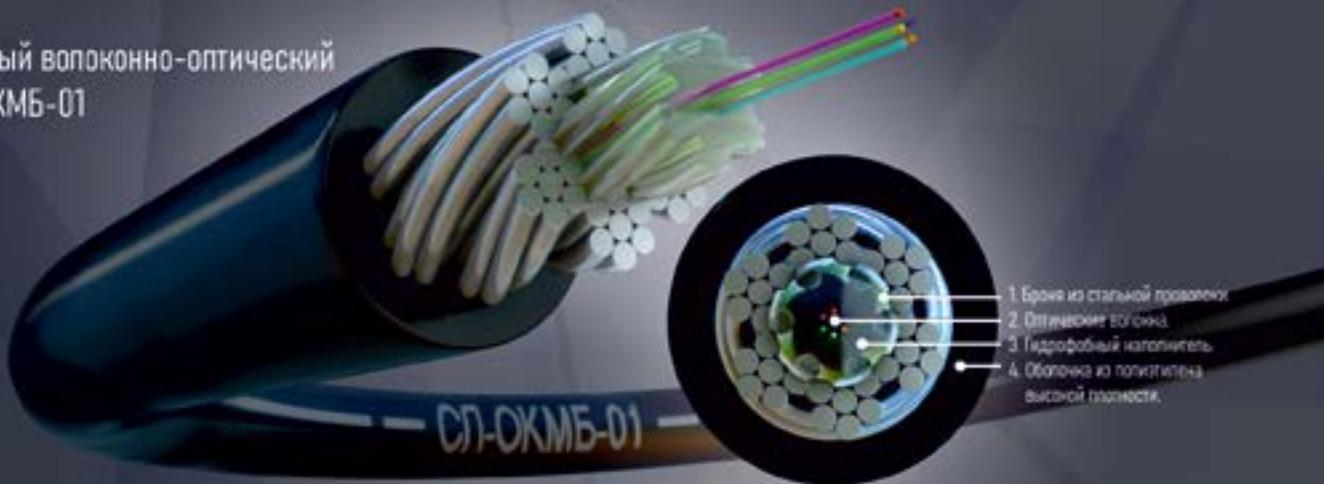


Материал предоставлен пресс-службой Тюменского нефтегазового форума

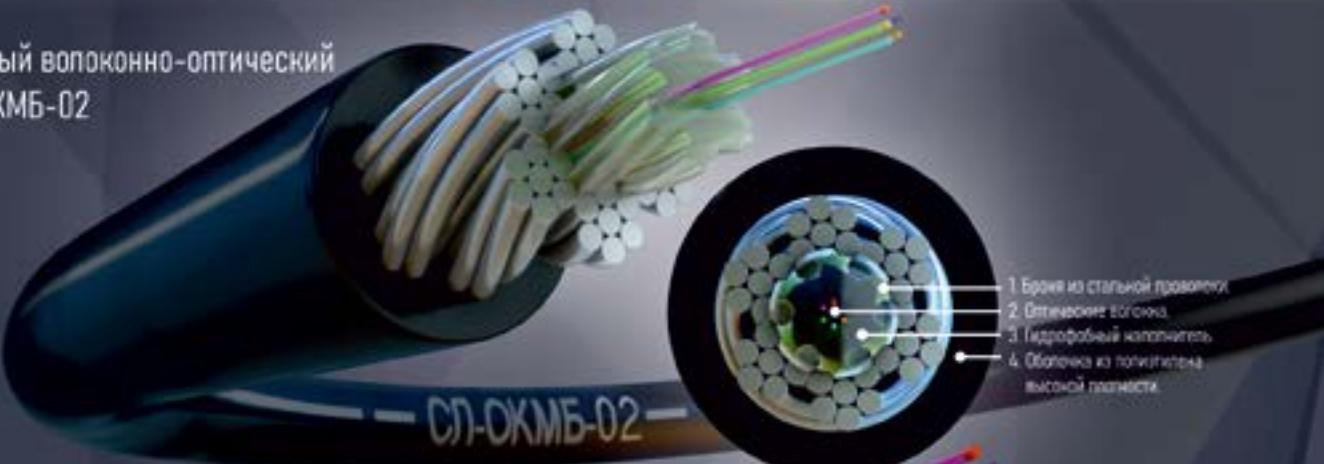
ОПТИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ-ДАТЧИКИ

для систем мониторинга нефтяных
и газовых скважин, трубопроводов

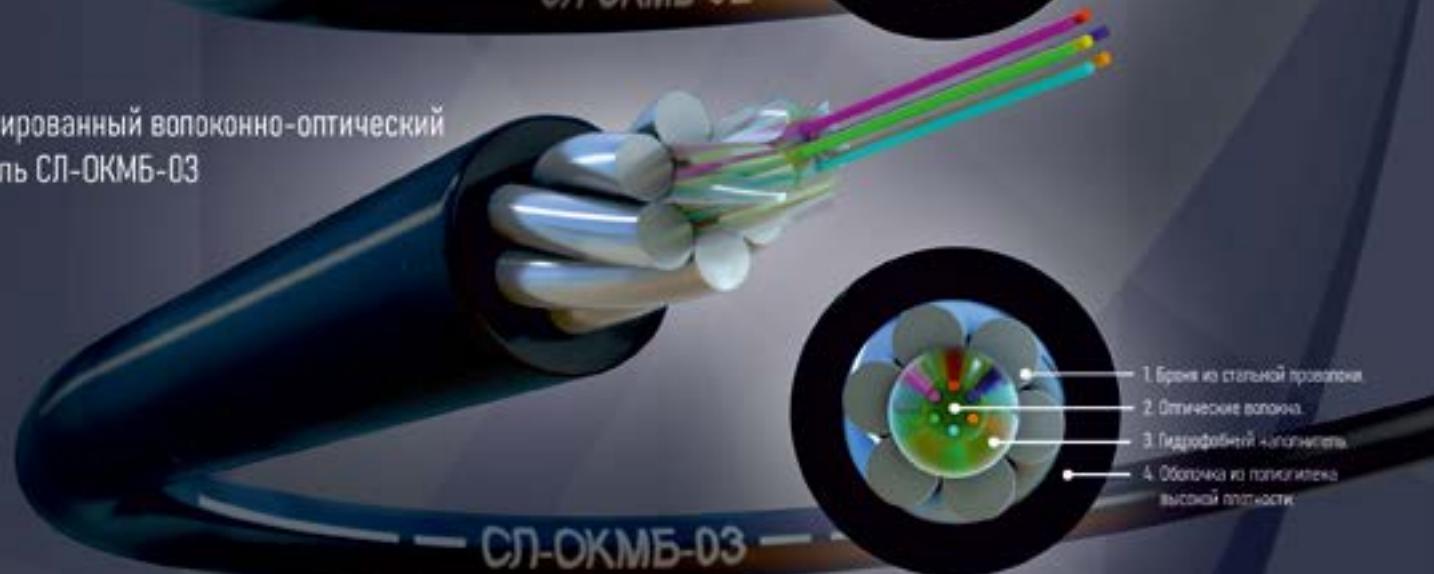
Бронированный волоконно-оптический
кабель СЛ-ОКМБ-01



Бронированный волоконно-оптический
кабель СЛ-ОКМБ-02



Бронированный волоконно-оптический
кабель СЛ-ОКМБ-03





№1 ДЛЯ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ
В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНАХ



ПОЛЕВЫЕ СКЛАДЫ ГОРЮЧЕГО ПОЛИМЕРНЫЕ ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ



ТРУБОПРОВОДНАЯ ПЕРЕКАЧКА ВРЕМЕННЫЙ РУКАВНЫЙ ТРУБОПРОВОД

ПРОЕКТИРОВАНИЕ | ПРОИЗВОДСТВО | МОНТАЖ | ОБСЛУЖИВАНИЕ | ПОСТАВКА

НПФ «ПОЛИТЕХНИКА» - ЛИДЕР ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПОЛИМЕРНЫХ ЭЛАСТИЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, ПОСТАВЩИК КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ НУЖД МИНИСТЕРСТВА ОБОРОНЫ, МЧС, ПРЕДПРИЯТИЙ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ, УЧАСТНИК ПРОЕКТОВ НАЦИОНАЛЬНОГО МАСШТАБА.

Г. МОСКВА, ВОЛГОГРАДСКИЙ ПР-Т, Д. 47
+7 495 783-01-87

INFO@POLI.RU



WWW.POLI.RU

Г. АКУТСК, УЛ.ОРДЖОННИКОВА, Д. 16/4
+7 964 424-14-19