№5 (84) ОКТЯБРЬ 2021

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Береговое месторождение — продуктивные отложения

Механизм распространения индикатора в пласте

Анализ эффективности нейтрализаторов сероводорода в УВ

ЗАЛЕЖИ УВ

Ельниковское месторождение — трещины и каверны ПКВ-объекта

Ашальчинское месторождение — сверхвязкая нефть

Оценка выработки запасов УВ с помощью ИКГ

Геохимические методы поиска УВ

ТЕХНОЛОГИИ

Влияние обводненности эмульсии на теплопроводность органических отложений

НГП

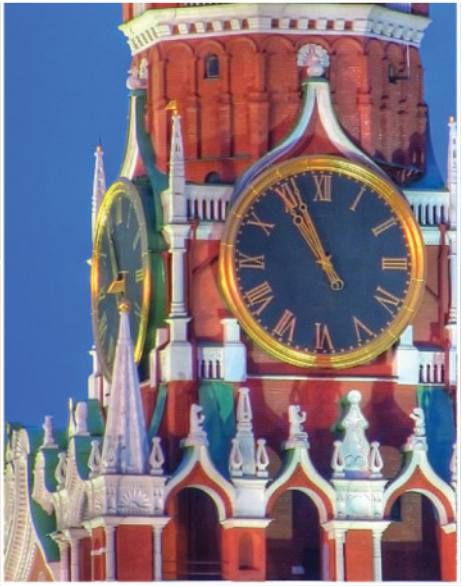
ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

www.neftegazperspektiva.ru

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ



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

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ 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

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ

от **200** до **700 °C**

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие

электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1

покрытие **трудногорючее**

не распространяет пламя

НАНЕСЕНИЕ

до **–30 °C**

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

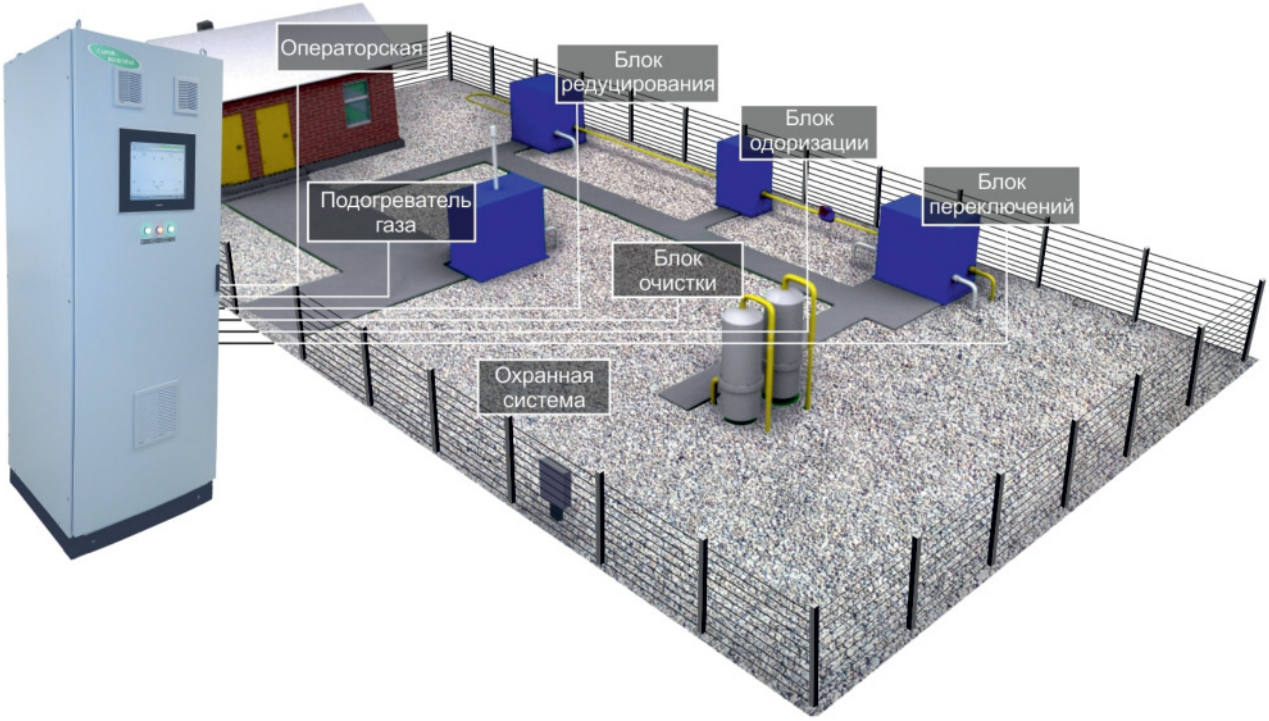
АРМОТАНК

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

АО «Морозовский химический завод», пос. им. Морозова, Ленинградская обл., Всеволожский район, ул. Чекалова, д. 3
+7 (81370) 35-136, info@tdmhz.ru

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Аппаратура контроля вибрации
Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчик перемещения ДП-И

Датчик виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Датчик виброскорости ДИВ

Датчик вибрации трёхкоординатный ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

ООО «ЭНЕРГОГАЗПРИБОР»
г. Нижний Новгород, ул. Трудовая, 14
Тел./факс +7 (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, info@vvgnn.com

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

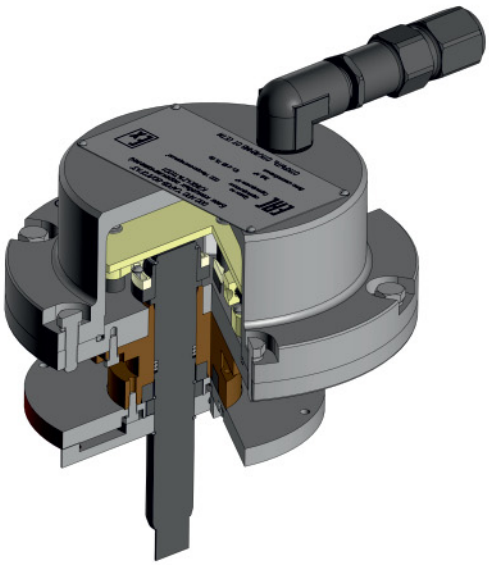
Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

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

Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Блок концевых переключателей БКП КЛИЖ.421411.001

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



ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр. 15
Тел./факс +7 (83130) 5-99-15
www.volgogaz.com, sekretar@volgogaz.com

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ:

- датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленноменяющихся и динамических процессов
- пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей
- датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах
- плотномеры жидкости и газа вибрационные
- датчики и системы для измерения температуры

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

Технические решения защищены патентами РФ,
Выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России»

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

Научно-производственное предприятие ООО «Датчики и системы» было основано в 2013 году. Не смотря на свою относительную молодость, мы уже добились успехов в области разработки и производства. Базой для создания нового предприятия послужил конструкторский отдел НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского Государственного Университета, позднее ставшего частью Южного Федерального Университета. В сентябре 2019 года, был построен производственный цех на территории хутора Ленинаван, Ростовская область, в который перенесены производственные мощности.

С момента возникновения ООО «Датчиков и систем» мы находимся в тесном сотрудничестве с компанией ООО «Пьезоэлектрик» и НКТБ «Пьезоприбор».

Научно-производственное предприятие ООО «Пьезоэлектрик» так же создано на базе НКТБ «Пьезоприбор» в 1993 году. ООО «Пьезоэлектрик» специализируется на разработке и производстве измерительных преобразователей механических величин.

Основные виды выпускаемой продукции: датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленноменяющихся и динамических процессов; пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей; датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах; плотномеры жидкости и газа вибрационные; датчики и системы для измерения температуры; вторичная аппаратура.

Многие технические решения защищены патентами РФ, а выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России».

Услуги компании «Датчики и системы»:

1. Ремонт — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание.

2. Поверка — мы осуществляем первичную и межинтервальную поверку приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ.

Юридический адрес: Ростов-На-Дону, пер. 4-Й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х.Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3
8 800-600-75-45
+7 (863) 206-06-81
inbox@piezo.su

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

17 Горбунов П.А. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений)

24 Хазиев Р.А. Прогноз нефтеносности сакмарских отложений на востоке Республики Татарстан по данным исследования керна биотестировочных скважин

31 Изотов А.А. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях

35 Волков Ю.В. Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодового гидропрослушивания

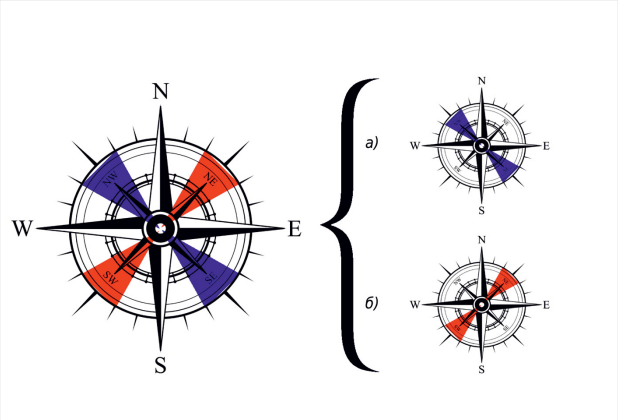
ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Газовая промышленность

40 ООО «Газпром недра»: профессионализм, проверенный временем

Добыча

42 Полозов М.Б. Выявление направления естественной трещиноватости и кавернозности с целью оптимизации параметров разработки месторождения



46 Ситнов С.А. Изучение влияния биметаллического катализатора на основе железа и кобальта на процесс акватермолиза при паротепловом воздействии на залежь сверхвязкой нефти

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (84) октябрь 2021

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 (495) 414-34-88

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 09-21/13-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 05.10.2021
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.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

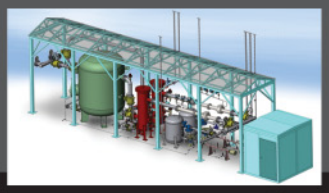
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

Оборудование

52 Астахов Е.Ю. ГК «Обнинские Фильтры»: Изучение свойств различных фильтрационных материалов производства ГК «Обнинские Фильтры» при очистке гидравлических масел

54 Демченко А.П. ООО «Валком»: Особенности производства чувствительных элементов кремниевых датчиков давления для повышения стойкости их к перегрузкам

Энергетика

56 Зимнухов Э.С. ООО «Энергаз»: Современные газокомпрессорные технологии как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

60 Вяткин К.А. Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя»

Смазочные материалы

66 Компания «РУСМА»: Смазки будущего: антифрикционные покрытия «РУСМА»

Сервис

68 ООО «ТМС-ТрубопроводСервис»: мы продаем не трубы, мы продаем решения

Химия

72 Новикова Н.В. Сравнительный анализ эффективности нейтрализаторов для снижения содержания сероводорода до 20 млн$^{-1}$ в нефти

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.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

ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Сулейманов А. В. / sales@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
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
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Попов С.Н. — д.т.н.
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.

РЕАКЦИОННЫЕ ТРУБЫ

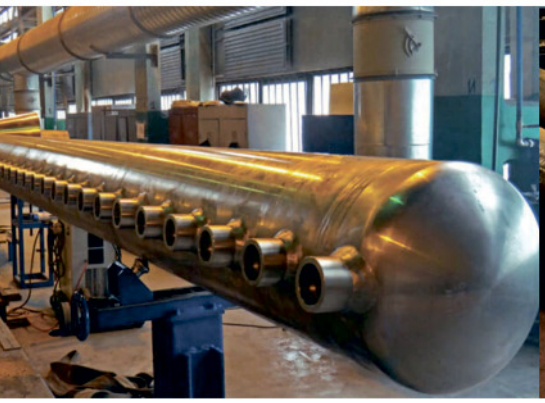
Компания ООО «Реакционные трубы» основана в 2002 году.
Учредитель компания ПАО «Тольяттиазот».

Наша продукция эксплуатируется на ПАО «Тольяттиазот», ПАО «Куйбышевазот», ПАО «Роснефть», ООО «ФлотМетанол», ООО «ТОМЕТ», ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ».

Оборудование из жаропрочных сплавов

Рабочая температура 750 °С до 1 150 °С
рабочее давление до 5,0 Н/мм²

Гарантия высокого качества по конкурентной цене



Преимущества перед зарубежными конкурентами:

- Контракты осуществляются в рублях независимо от курса валют.
- Производство находится на территории России и заказчик в любое время может проверить ход исполнения заказа, начиная от литья заготовок до сварки конечной продукции, в отличие от зарубежных производителей, литейные производства которых находятся за границей, а сборка может осуществляться в других местах.
- Наша продукция эксплуатируется уже более 9 лет, и за это время к нам не поступало никаких претензий по качеству. Система контроля не позволяет допустить даже такие виды брака как — разная толщина стенок труб, закрытые раковины, скрытые трещины в основном теле трубы и в сварном соединении.
- Большая производственная и ремонтная база позволяет проводить не только работы, связанные с изготовлением труб путем центробежного литья, но и проводить их футеровку в соответствие с технологией производителя огнеупорных смесей, а не в полевых условиях.

Россия, 445045,
Самарская обл., г. Тольятти,
Поволжское шоссе, 32
+7 987 165 12 22
info@reactionpipes.ru
www.reactionpipes.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

17 Gorbunov P.A. Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (history of formation of structural forms of productive reservoirs)

24 Khaziev R.R. Forecast oil content of sakmarian sediments in the east side of Tatarstan Republic according to study core matherial of bio-testing wells

31 Izotov A.A. The mechanism of the indicator propagation in a terrigenous formation during tracer studies

35 Volkov Yu.V. Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing

Oil production

42 Polozov M.B. Revealing the direction of natural fracturing and cavernousness in order to optimize the field development parameters

46 Sitnov S.A. Study of the effect of a bimetallic catalyst based on iron and cobalt on the aquathermolysis process under thermal steam treatment of high-viscosity oil

MIDSTREAM

Pipeline

60 Vyatkin K.A. Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable

Chemical technology

72 Novikova N.V. Efficiency of neutralizers comparative analysis for reducing the hydrogen sulphide content in oil to 20 million^{-1}

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 5 (84) october 2021

ISSUE DATE: 05.10.2021

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (495) 414-34-88

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:
Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS / tshuster@mail.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:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Alexey Suleymanov / sales@runeft.ru

DIRECTORATE:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
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
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Popov S.N. — Sc.D.
Punanova S.A. — Sc.D.
Shekhtman G.A. — Sc.D.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

- модельный ряд мощностью от 4 до 22 кВт
- изготавливаются на ресивере 500 и 900 литров
- изготовлены в сборе с фильтрами и осушителем
- 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

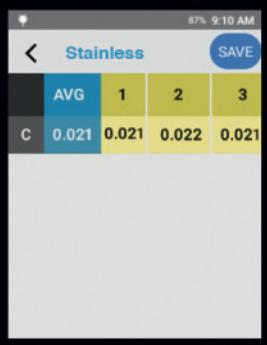
АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Новый сверх портативный анализатор углерода Z серии: CSi

Это самый портативный и легкий анализатор в мире для анализа углерода в стали. Весом всего 1,6 кг, CSi компактен как рентгеновские пистолеты РФА. Он измеряет содержание углерода в сталях и различает марки нержавеющей стали, отличающиеся только по C. CSi — идеальное дополнение к вашему РФА, когда вам нужно содержание углерода.

Почему CSi?

Многие операторы имеют один или несколько рентгеновских пистолетов (РФА) для контроля металла и подтверждения марок (PMI/NDT). Это традиционный инструмент для жаропрочных сплавов, и для V, Mn, Cr, Ni, Cu, Nb, Mo, элементов, необходимых для расчета углеродных эквивалентов (CE), суммы примесей в стали, подтверждения марок нержавейки. Но РФА не определяет Углерод, и поэтому не может рассчитать углеродный эквивалент, различить марки нержавейки отличающейся только Углеродом, а также без углерода невозможно использовать более простую формулу расчета суммы вредных примесей в стали (Ni + Cu) < 0.15 %. Новый CSi — это идеальное решение для операторов, которые имеют РФА, но периодически им нужен углерод. CSi обеспечивает быстрые и точные результаты по углероду, дополняя данные РФА, а совмещение данных в облаке и программа SciAps объединяют все в одном отчете. CSi дешевле, чем полноценный лазер Z-200 C+.



На дисплее CSi несколько результатов углерода и кремния, а также среднее значение. Эта методика усреднения тестов соответствует протоколам, требуемым многими нефтеперерабатывающими заводами и операторами трубопроводов.

Дисплей высокого разрешения расположен на задней панели для удобства обзора результатов

Интуитивный Андроид ОС с поддержкой Приложений и простым обновлением.

SCIAPS CLOUD

Полноценные отчеты по вашему шаблону, облачное управление данными

SciAps

Прорывная лазерная технология SciAps LIBS в настоящее время широко используется для анализа углерода.

Она включена в методику API 578 2nd Edition, принятую всеми крупными НПЗ и используемую во всем мире производителями металла, инспекционными компаниями, владельцами/операторами трубопроводов, электростанциями и др. предприятиями, применяющими углеродистые и нержавеющие стали.

Сменные баллончики с аргоном
Сотни анализов углерода стоимостью несколько рублей за тест.

Прочный корпус из металла
для долговечной работы

Встроенная камера для прицельного анализа, особенно важно для сварных швов

Макро камера для фотодокументации отчетов, считывания штрих- и QR-кодов.

Запатентованный сенсор наличия образца приравнивает лазер по безопасности к Классу 1

Узкий измерительный «нос» для сварных швов и труднодоступных мест анализа

LIBS спектрометр

Усовершенствованная конструкция для высокого разрешения и широкого волнового диапазона.

SciAps Russia
info@sciaps-russia.ru
www.sciaps.com
www.sciaps-russia.ru
+7 499 350 66 50

LIBS ТЕХНОЛОГИЯ

Огнезащитные оболочки iSHELL AF

iSHELL
изоляционные оболочки

Помогут выиграть время на отключение оборудования во время пожара, предотвращая каскадный эффект его развития

Назначение

1. **Защита** дорогостоящего оборудования в случае пожара
2. **Сохранение** работоспособности оборудования во время пожара
3. **Тепло-, звуко-, виброизоляция** оборудования

Для чего

- Приводы
- Арматура
- КИПиА
- Емкости, резервуары
- Другое оборудование, нуждающееся в противопожарной защите

ФЛАГМАН

8 (800) 555 1008
www.gkflagman.com

Подписывайтесь на нас в Instagram @gkflagman

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-17-20 УДК 551.24, 553.98 I Научная статья

Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений)

Горбунов П.А. [1], **Лебедев М.В.** [1], **Яневиц Р.Б.** [1], **Фищенко А.Н.** [1], **Дорохов А.Р.** [2], **Абрашов В.Н.** [2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Настоящая статья завершает цикл работ, посвященных палеотектонике Берегового месторождения (ЯНАО). В статье приведены результаты изучения истории формирования структурных планов продуктивных отложений.

Материалы и методы
Материалы: результаты структурной интерпретации куба сейсмических данных Берегового нефтегазоконденсатного месторождения, включая результаты структурных построений по самому верхнему отражающему горизонту Э.
Методы: Анализ карт мощностей по методике В.Б. Неймана.

Ключевые слова
Западная Сибирь, Береговое месторождение, тектоника, палеотектонический анализ, продуктивные отложения, отражающий горизонт Э

Для цитирования
Горбунов П.А., Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 17–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-17-20

Поступила в редакцию: 06.07.2021

UDC 551.24, 553.98 I Original Paper

Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (history of formation of structural forms of productive reservoirs)

Gorbunov P.A. [1], **Lebedev M.V.** [1], **Yanevits R.B.** [1], **Fishenko A.N.** [1], **Dorohov A.R.** [2], **Abrashov V.N.** [2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Sibneftegas" JSC, New Urengoy, Russia
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This article completes the cycle of studies devoted to the paleotectonics of the Beregovoye field (Yamalo-Nenets Autonomous District). The article presents the results of studying the history of the formation of structural forms of productive reservoirs.

Materials and methods
Materials: the results of the structural interpretation of the seismic volume of the Beregovoye oil and gas field, including the results of structural mapping for the uppermost reflecting horizon E.
Methods: Analysis of power maps according to the method of V.B. Neiman.

Keywords
Western Siberia, Beregovoe oil and gas field, tectonics, paleotectonic analysis, productive reservoirs, reflecting horizon E

For citation
Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits R.B., Fishenko A.N., Dorohov A.R., Abrashov V.N. Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (history of formation of structural forms of productive reservoirs). Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 17–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-17-20

Received: 06.07.2021

Введение

Настоящая статья завершает цикл исследований, посвященных истории формирования крупной структурной ловушки, вмещающей залежи Берегового нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в пределах Хадырьяхинской моноклинали — крупной структуры II порядка, входящей в состав Надым-Тазовской синеклизы Западной Сибири. Ранее было показано, что заложение положительных структур, контролирующих подобные месторождения, произошло в постмеловое (кайнозойское) время [5–7]. В предыдущих статьях цикла [1, 2] были сформулированы следующие выводы:

- Береговое месторождение является одним из ключевых объектов для

восстановления истории формирования ловушек углеводородов (УВ) на севере Западной Сибири, поскольку современные сейсмические данные позволили проследить в его пределах самый верхний отражающий горизонт Э, формирующийся на границе ирбитской и тавдинской свит. В результате стратиграфической привязки и корреляции отражений по сейсмическому кубу были прослежены восемь отражающих горизонтов (ОГ), характеризующих структурные планы осадочного чехла от нижней юры до эоцена. Результаты сейсмической корреляции позволили расчленить осадочный чехол на семь сейсмостратонов, в целом отвечающих требованиям палеотектонического анализа. Распределение их мощностей стало основой для палеотектонического анализа объекта исследования;

- в результате палеотектонического анализа было установлено, что история тектонического развития Береговой структурной ловушки включала как минимум три этапа. В юрско-раннемеловой этап были сформированы основные черты структурных планов юрских продуктивных пластов Берегового месторождения, этап постлюлинворской тектонической активизации местами привел к повышению их контрастности. В раннемеловой-эоценовый этап рассматриваемая территория находилась в основном в режиме прогибания, контрастных тектонических движений в этот этап не происходило. В постэоценовый (точнее постлюлинворский) этап произошла активизация положительных тектонических движений, в результате которой по верхним горизонтам осадочного чехла было сформировано крупное геологическое поднятие.

В настоящей статье восстановлена история формирования структурных планов продуктивных отложений путем последовательного анализа соответствующих палеоструктурных карт соответствующих границ в различные моменты геологического времени [8].

История формирования структурных планов продуктивных отложений

Береговое месторождение является многопластовым с очень высоким этажом нефтегазоносности. Поэтому в настоящем разделе рассмотрена история формирования структурных планов следующих стратиграфических границ, которые контролируют крупные по запасам залежи УВ в разрезе месторождения:

- отражающий горизонт Т, контролирующий структурные планы продуктивных пластов $Ю_{2-4}$, содержащих потенциально значимые запасы нефти;
- отражающий горизонт М/, контролирующий структурные планы продуктивных пластов $ПК_{19-20}$ в нижней части покурской свиты, являющихся перспективным объектом наращивания газодобычи;
- отражающий горизонт Г, контролирующий структурный план продуктивного пласта $ПК_1$, вмещающего крупную залежь газа.

Наиболее интересным представляется сопоставление палеоструктурных планов перечисленных горизонтов на конец формирования покурской свиты (примерное время вхождения баженовской нефтегазоматеринской свиты в главную зону нефтегазообразования) [4] и на конец люлинворского времени с их современными структурными планами.

Отражающий горизонт Т

Сопоставление упомянутых палеоструктурных планов горизонта Т с его современным структурным планом приведено на рисунке 1а. Из него следует, что основные локальные поднятия по рассматриваемому уровню уже существовали к началу вхождения материнской свиты в главную зону нефтегазообразования (в покурское время). На конец люлинворского времени конфигурация отражающего горизонта Т не претерпела значительных изменений — все основные локальные поднятия сохранили свое положение и форму. С момента окончания люлинворского времени структуры по ОГ Т стали более контрастными, при этом сохранили свою пространственную приуроченность.

Отражающий горизонт М/

На конец покурского времени в центральной части рассматриваемой территории по данному горизонту наблюдается крупная синклиналь, осложненная подчиненными локальными впадинами и поднятиями (рис. 1б). На конец люлинворского времени структурный план данного горизонта испытал тектоническую трансформацию, в результате которой западная часть исследуемой территории была подвергнута относительному воздыманию, а восточная и центральная — относительному погружению. В постлюлинворское время за счет инверсии тектонических движений (в западной части рассматриваемой территории произошло относительное погружение, а в центральной — воздымание) в пределах данного горизонта сформировалось крупное поднятие, контролирующее залежи углеводородов. Таким образом, сопоставление палео- и современного структурных планов горизонта М/ показывает, что:

- к концу люлинворского времени в продуктивных пластах нижней части покурской свиты ($ПК_{19-20}$) существовали слабоконтрастные небольшие по размерам ловушки. Поскольку в данное время баженовская материнская толща уже вошла в главную зону нефтеобразования, эти ловушки могли контролировать небольшие залежи нефти, сформированные в результате вертикальной миграции по разломам. В пользу данной гипотезы говорят единичные факты получения притоков нефти из различных пластов горизонта $ПК_{19-20}$;
- в результате постлюлинворской перестройки структурного плана в продуктивных пластах нижнепокурской подсвиты была сформирована крупная структурная ловушка, в которую стали поступать газообразные углеводороды. В результате этого процесса первичные залежи нефти должны были быть частично расформированы и частично переформированы. Вероятно, именно этим обстоятельством определяются сложные взаимоотношения флюидов в пластах $ПК_{19-20}$: различные скважины вскрыли резервуары с нефтяным, газоконденсатным, газовым насыщением резервуаров, причем в разных зонах газоконденсат весьма различается по своим свойствам [3].

Отражающий горизонт Г

В целом аналогичный вывод можно сделать и для горизонта Г. Крупная структурная ловушка, контролирующая залежь газа в продуктивном пласте $ПК_1$, была сформирована только в постлюлинворское время (рис. 1в). На момент окончания люлинворского времени малоамплитудная положительная структура по отражающему горизонту Г существовала только в пределах западной части рассматриваемой площади. В центральной (район поднятия Геологическое III) и восточной (район Северо-Часельского поднятия) части территории существовали отрицательные тектонические структуры. На следующем этапе тектонического развития позднекайнозойская тектоническая инверсия способствовала заложению крупной антиклинальной структуры, контролирующей крупную сеноманскую газовую залежь Берегового месторождения.

Итоги

В качестве основных итогов проведенного исследования можно рассматривать следующие результаты.

Авторам удалось проследить отражающий горизонт Э, отождествляемый с кровлей люлинворского горизонта, что стало возможно благодаря качественной переобработке сейсмических данных. Этот дополнительный отражающий горизонт, прослеженный в верхней части разреза, позволил уточнить историю тектонического развития Береговой структуры на самых последних стадиях ее формирования.

Было установлено, что ключевым событием, определившим историю формирования залежей в основных продуктивных горизонтах месторождения $ПК_{19-20}$ и $ПК_1$ стала постэоценовая (точнее постлюлинворская) тектоническая активизация, в результате которой в этих продуктивных пластах возникла крупная структурная ловушка. Соответственно Береговое месторождение можно рассматривать как относительно молодое. Основные (покурские) его залежи могли быть полностью сформированы только в постлюлинворское время, то есть не ранее 41 млн лет назад. Подтверждением этого с геологической точки зрения служат некоторые особенности их строения. Согласно данным бурения и эксплуатации можно утверждать, что покурские залежи месторождения находятся в стадии формирования. Об этом говорит следующее:

- в пределах сеноманской газовой залежи пласта $ПК_1$ наблюдается изменчивость начального уровня ГВК, перепад которого составляет до 4 м, что указывает на то, что залежь не успела полностью прийти в гидродинамическое равновесие (даже с учетом высокой подвижности газа) за счет позднего образования контролирующей структуры;
- в низах покурской свиты (в частности в пластах $ПК_{19-20}$) в пределах одного пласта наблюдаются многочисленные латеральные неоднородности в характере флюидного насыщения. В пределах единой структуры отмечается сосуществование газоконденсатных, газовых и газонефтяных залежей. Судя по всему, УВ разного типа, поступившие в ловушку в разные этапы ее формирования, не успели равномерно дифференцироваться по разрезу с момента возникновения основной нефтегазоконтролирующей структуры. Кроме того, для флюидных контактов в пластах нижней части покурской свиты также характерны перепады в абсолютных отметках по площади.

Выводы

Таким образом, результаты палеотектонических реконструкций Берегового месторождения, выполненных с привлечением данных по отражающему горизонту Э, позволяют

утверждать об относительно молодом (постлюлинворском) времени заложения Береговой структурной ловушки, что нашло свое отражение в особенностях строения контролируемых ею залежей.

Полученные результаты позволяют предполагать, что значительные неоднородности в гипсометрических отметках флюидных контактов и сложный характер насыщения многих месторождений севера Западно-Сибирской плиты также могут быть объяснены незавершенностью процесса их формирования вследствие позднего образования структурных ловушек.

Литература

1. Горбунов П.А. Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Палеотектоника Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных — сейсмогеологический разрез // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 20–23.
2. Горбунов П.А. Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Палеотектоника Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных — история тектонического развития // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 24–28.
3. Заночуев С.А. Громова Е.А., Поляков А.В. Типизация конденсатов пластового газа нижнепокурской свиты в пределах Берегового месторождения с помощью флюидальных коэффициентов //

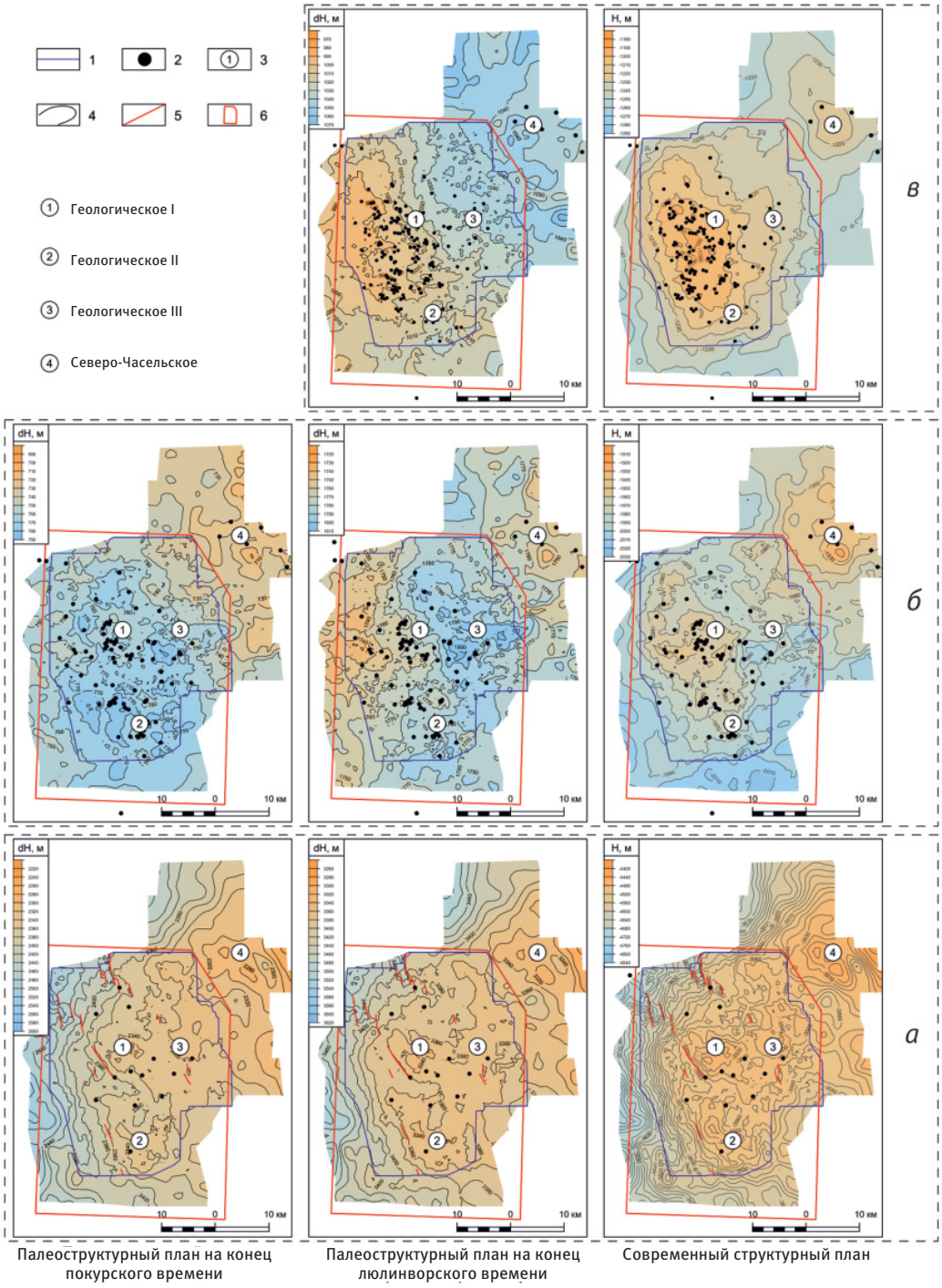


Рис. 1. История формирования структурных планов а — ОГ Т, б — М/, в — Г на конец покурского времени, люлинворского времени и их современный облик.
1 — контур сейсмического куба, 2 — скважины, вскрывшие горизонт, 3 — локальные поднятия по ОГ Б,
4 — изопахиты, 5 — разрывные нарушения, 6 — контур Берегового ЛУ
Fig. 1. The history of the formation of the structural plans of the a – reflecting horizons T , б – M/ , в – G at the end of the Pokurian time, the Lyulinvor time and their modern appearance.
1 – contour of the seismic cube, 2 – wells that penetrated the horizon, 3 – local structures located on reflecting horizon B, 4 – isopachs, 5 – faults, 6 – Beregovoye field license contour

Нефтяная провинция. 2019. № 3. С. 102–114.
4. Конторович А.Э. Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. авторы. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
5. Конторович В.А. Конторович Д.В., Сурикова Е.С. История формирования крупных антиклинальных струкутр — ловушек для уникальных газовых залежей на Севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) // Геология и геофизика. 2014. № 5. С. 862–873.
6. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.
7. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. авторы. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
8. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984. 80 с.

ENGLISH

Results

The following issues can be considered as the main results of the study.

The authors were able to trace the reflecting horizon E, identified with the top of the Lyulinvor horizon, which became possible due to the high-quality reprocessing of seismic data. This additional reflecting horizon, traced in the upper part of the section, made it possible to clarify the history of tectonic development of the Coastal structure at the very last stages of its formation.

It was found that the key event that determined the petroleum accumulation's history in the main productive reservoirs PK_{19-20} and PK1 was post-Eocene (more precisely, post-Lyulinvor) tectonic activation, as a result of which a large structural trap appeared in these productive reservoirs. Accordingly, the Beregovoye field can be regarded as relatively young. Its main (Pokurian) petroleum accumulations could have been fully formed only in the post-Lyulinvor time, i.e. not earlier than 41 million years ago. From a geological point of view, this is confirmed by some features of their structure. According to the drilling and production data, it can be argued that the Pokur accumulations of the field are in the stage of formation. This is evidenced by the following:

- Within the Cenomanian gas accumulations of PK_1 reservoir, there is a variability of the initial level of the GWC, the drop of which is up to 4 meters, which indicates that the reservoir did not have time to fully come into hydrodynamic equilibrium (even taking into account the high mobility of gas) due to the late formation of the controlling trap;
- At the bottom of the Pokurskaya formation (in particular, in the PK_{19-20} reservoir), within one reservoir there are numerous lateral inhomogeneities in fluid saturation. Within a single structure, the coexistence of gas condensate, gas and gas-oil accumulations is noted. Apparently, hydrocarbons of different types that entered the trap at different stages of its formation did not have time to uniformly differentiate along the section from the moment the main trap was formed. In addition, the differences in absolute elevations of fluid contacts in the reservoirs of the lower part of the Pokurskaya formation over the area are also common.

Conclusions

Thus, the results of paleotectonic reconstructions of the Beregovoye field, carried out with the use of data on the reflecting horizon E, make it possible to assert about a relatively young (post-Lyulinvor) time of origin for the Beregovoye structural trap, which became a ruling factor for the properties of the accumulations controlled by it.

The results suggest that significant inhomogeneities in the hypsometric levels of fluid contacts and the complex type of saturation of many fields in the north of the West Siberian plate can also be explained by the incompleteness of the process of their formation due to the late origin of structural traps.

References

1. Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits R.B., Fishenko A.N., Dorohov A.R., Abrashov V.N. Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (seismogeological cross section). Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 20–23. (In Russ).
2. Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits R.B., Fishenko A.N., Dorohov A.R., Abrashov V.N. Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (history of tectonic development). Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 24–28. (In Russ).
3. Zanochuyev S.A., Gromova E.A., Polyakov A.V. Identification of crude gas condensates based on fluid coefficients (Beregovoye field). Neftyanaya Provintsiya, 2019, issue 3, P. 102–114. (In Russ).
4. Kontorovich A.E. Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. authors. Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
5. Kontorovich V.A. Kontorovich D.V., Surikova E.S. Formation history of large anticlinal trap structures for unique gas pools in northern West Siberia (by the example of the Medvezh'e field). Russian Geology and Geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 681–690. (In Eng).
6. Kontorovich V.A. The Meso-cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. Geology and geophysics, 2009, Vol. 50, issue 4, P. 461–474. (In Russ).
7. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. authors Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic. Geology and Geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).
8. Neiman V.B. Theory and methodology of paleotectonic analysis. Moscow: Nedra, 1984, 80 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Горбунов Павел Александрович, к. г.- м. н., главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.- м. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Яневиц Рональд Брунович, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Фищенко Анжелика Николаевна, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дорохов Антон Романович, заместитель начальника отдела, АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Абрашов Вадим Николаевич, главный геолог, АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Gorbunov Pavel Aleksandrovich, ph.d, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Lebedev Mikhail Valentinovich, sc.d, expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Yanevits Ronald Brunovich, deputy head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Fishenko Angelica Nikolaevna, head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Dorohov Anton Romanovich, deputy head of division, "Sibneftegas" JSC, New Urengoy, Russia

Abrashov Vadim Nikolaevich, chief geologist, "Sibneftegas" JSC, New Urengoy, Russia

ПОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД
ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ

ЭЛЕКТРОЩИТОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ 1-10 кВ

производим с 1975 г.

КТПНУ 1600 кВа

КТП 1000 кВа

КРУ (КСО-298)

Заказать электрощитовое оборудование
Отдел маркетинга: marketeo1@pzemi.ru, +7 (499) 400-50-36 доб. 242, +7 (915) 080-38-83

КАБЕЛЬНАЯ ТЕРМОУСАЖИВАЕМАЯ АРМАТУРА 1-35 кВ

Производим с 1996 г. Аттестовано в ПАО Россети

СТП-10-70/120-Л
ПАТЕНТ

СПТП-10-70/120

1ПКНТ-35-70-В

Заказать кабельную арматуру
Отдел сбыта: fso@pzemi.ru, +7 (499) 400-50-82
Отдел маркетинга: market5@pzemi.ru, +7 (499) 400-51-87

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Собственное производство: от проектирования и разработок, до изготовления готовой продукции
- Большая номенклатура,более 2,5 тыс. наименований. Изготовление по индивидуальным заказам. Оказываем помощь в подборе муфт к кабелю
- Надёжность и качество: за счёт наличия современного оборудования, научно-технической и испытательной базы с высококвалифицированным персоналом
- Большой накопленный опыт поставок во все регионы страны и страны СНГ. Оптимальные сроки поставки
- Постоянное расширение номенклатуры и создание новых видов продукции
- Проводим обучение на заводе и выездные семинары у заказчика. Обеспечиваем информационными материалами
- Внедрена система электронного документооборота и штрихкодирования кабельных муфт

142115, Московская обл., г. Подольск, ул. Правды, 31
www.pzemi.ru
Коммерческий директор
8 (499) 400-57-91

- Испытательные и технологические стенды
- Специализированное оборудование на высокое и сверхвысокое давление
- Системные компоненты ведущих мировых производителей: Haskel, Maximator, Pumster, Minibooster, Fox, Ponar, Wandfluh, Spir Star, Winman, Fer-ro и другие
- Маслостанции
- Разработка, инжиниринг, производство

ООО «ТД «ГИДРОПНЕВМОАГРЕГАТ»

Работаем на рынке гидравлики много лет, успешно решаем сложные задачи в области создания гидравлических систем различного назначения

Адрес: г. Москва, Костякова, 12, стр. 2, оф. 6

Телефон по РФ:
8 800 775-43-07
Для Москвы и МО:
+7 495 411-79-90, +7 495 411-79-91 I

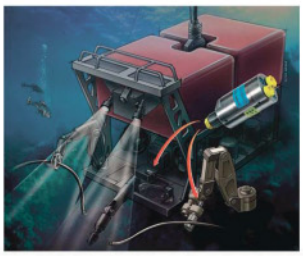
Электронная почта:
info@gpagregat.com

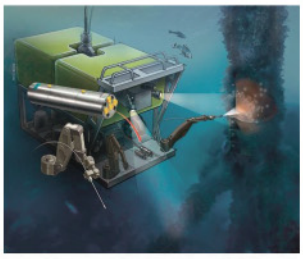
Сайт в интернете:
www.gpagregat.com n

FER-RO FOX PUMSTER MAXIMATOR BIERI SWISS HYDRAULICS miniBOOSTER BuTech WANDFLUH Hydraulics + Electronics WINMAN Lead the power... PONAR wadowice Haskel SPIR STAR

Гидропневмоагрегат — официальный представитель компании miniBOOSTER в России

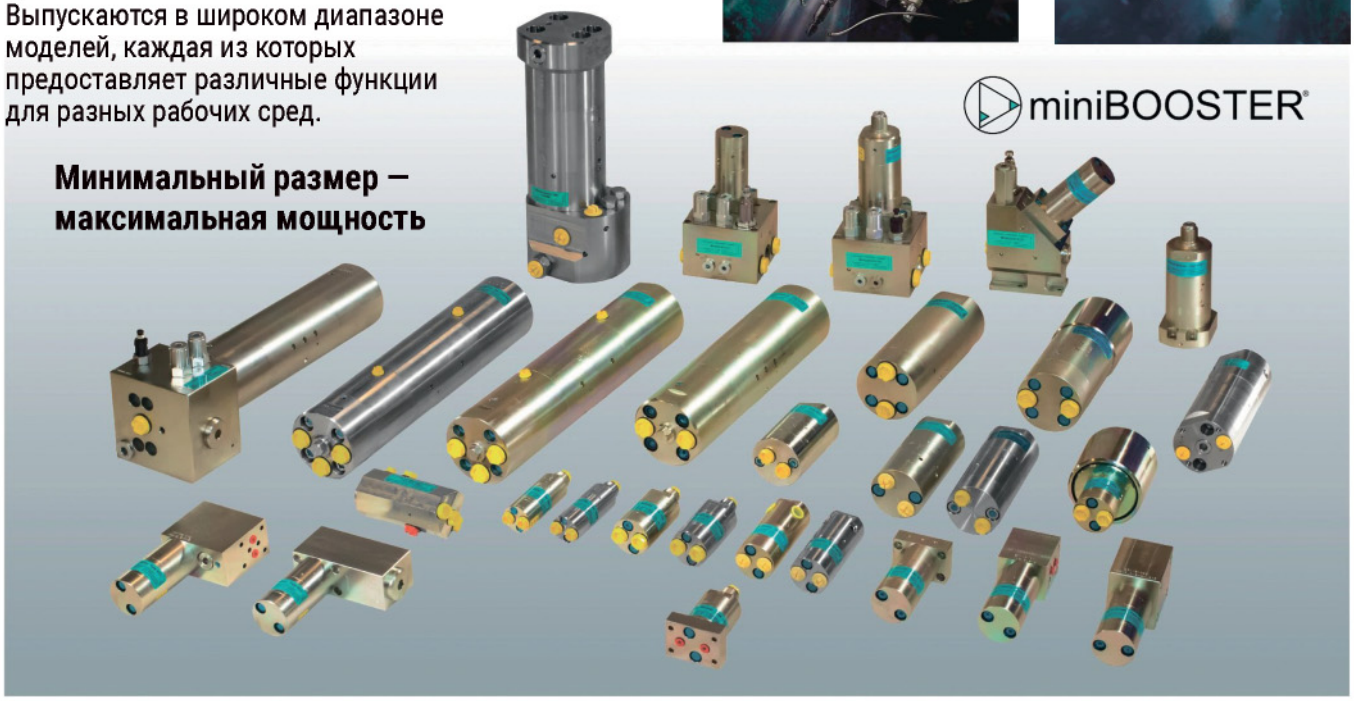
Компания MiniBOOSTER (Дания) — общепризнанный инноватор-производитель мультипликаторов давления колебательного типа, находящих применение практически для любых задач. Начиная с 1994 года, года основания компании, сотрудники компании непрерывно совершенствуют свои продукты, обеспечивая своим клиентам высокое давление, когда оно необходимо, с помощью недорогих источников низкого давления, которые у них уже есть.

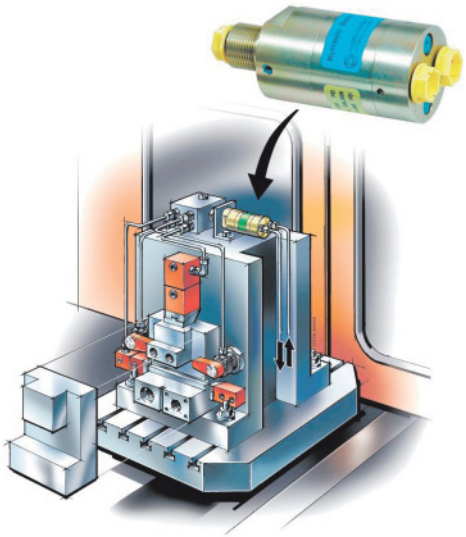


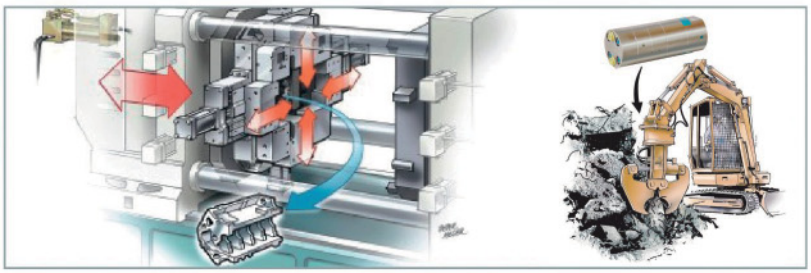


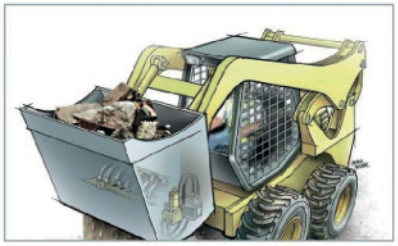
Мультипликаторы давления miniBOOSTER — это усилители давления колебательного типа, которые могут быть встроены в любые гидравлические системы низкого давления. Работают полностью автоматически, выдавая на выходе поток более высокого давления.

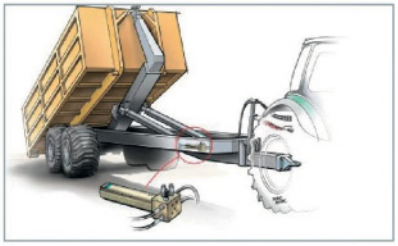
Выпускаются в широком диапазоне моделей, каждая из которых предоставляет различные функции для разных рабочих сред.











8 800 775-43-07 • www.gpagregat.com

ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-24-27 УДК 550.812.14 I Научная статья

Прогноз нефтеносности сакмарских отложений на востоке Республики Татарстан по данным исследования керна биотестировочных скважин

Хазиев Р.Р., Анисимова Л.З., Баранова А.Г.
Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия
radmir361@mail.ru

Аннотация
Тенденция ежегодно растущих объемов добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции требует наращивания минерально-сырьевой базы путем открытия новых месторождений или ввода в разработку трудноизвлекаемых (нетрадиционных) запасов углеводородов. Одним из альтернативных источников углеводородов являются пермские битумы, сосредоточенные в уфимских, казанских и нижнепермских отложениях на юго-востоке Республики Татарстан (РТ). Перспективы открытия мелких битумных месторождений прослеживаются и в восточной части РТ, где по литологическим, тектоническим критериям и результатам бурения тестировочных скважин получены положительные прогнозы на углеводородное сырье.

Материалы и методы
Теоретические – литолого-фациальные карты сакмарских отложений на территории РТ.
Практические – карты с результатами бурения тестировочных скважин.
Объект исследования – отложения сакмарского яруса в пределах разведочных площадей на территории северного и северо-восточного склона Южно-Татарского свода.

Ключевые слова
сверхвязкие нефти, карбонатный коллектор, сакмарские отложения, биотестировочные скважины, вторичный минералогенез

Для цитирования
Хазиев Р.Р., Анисимова Л.З., Баранова А.Г. Прогноз нефтеносности сакмарских отложений на востоке Республики Татарстан по данным исследования керна биотестировочных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 24–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-24-27

Поступила в редакцию: 09.06.2021

UDC 550.812.14 I Original paper

Forecast oil content of sakmarian sediments in the east side of Tatarstan Republic according to study core matherial of bio-testing wells

Khaziev R.R., Anisimova L.Z., Baranova A.G.
Institute of problems ecology and subsoil use of the Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia
radmir361@mail.ru

Abstract
The trend of annually increasing oil production in the Volga-Ural oil and gas province requires increasing the mineral resource base by opening new fields or entering into development of hard-to-recover (unconventional) hydrocarbon reserves. One of this alternative sources of hydrocarbons is Permian bitumen, which is concentrated in the ufimian, kazanian and lower permian sediments in the south-east of Tatarstan. Prospects for the discovery of small bituminous deposits are also available in the eastern part of Tatarstan, where positive forecasts for hydrocarbon raw materials for the deposits were obtained according to lithological, tectonic criteria and the results of drilling test wells.

Materials and methods
Theoretical – lithological-facies maps of the sakmarian deposits on the Tatarstan Republic.
Practical – maps with the results of drilling bio-testing wells. Object of research – exploration areas on the territory of the eastern slope of the South Tatar arch.

Keywords
super-viscous oils, carbonate reservoir, sakmarian deposits, bio-testing wells, secondary mineralogy

For citation
Khaziev R.R., Anisimova L.Z., Baranova A.G. Forecast oil content of sakmarian sediments in the east side of Tatarstan Republic according to study core matherial of bio-testing wells. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 24–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-24-27

Received: 09.06.2021

Введение

Несмотря на высокую степень изученности глубоким поисковым бурением большей части территории Татарстана, есть отдельные районы с большой удаленностью друг от друга глубоких поисково-разведочных скважин и, как следствие, относительно слабой геологической изученностью. Одним из таких районов является восток Республики Татарстан (РТ) — район северного и северо-восточного склона Южно-Татарского свода (ЮТС).

Как отмечается в [3], в этом районе есть благоприятные факторы для формирования залежей природных битумов: наличие ловушек структурного типа, наличие пород-коллекторов и покрышек, наличие глубинных разломов и неотектонических движений как благоприятный фактор, способствующий миграции углеводородов (УВ), а также процесс выщелачивания пустотного пространства пород-коллекторов.

При вышеописанных факторах с большой долей вероятности возможно формирование битумных залежей при восходящей миграции углеводородов из нижележащих отложений с последующим заполнением пустотного пространства пород-коллекторов, одними из которых потенциально являются сакмарские карбонаты.

Для исследования вертикальной части разреза (ВЧР), в частности, применяются геохимические методы поиска углеводородов, один из которых — биогеохимическое тестирование (БГХТ). Однако, несмотря на более чем полувековую историю развития, биогеохимические методы поисков залежей углеводородов не нашли широкого практического применения, несмотря на то что их относят к прямым методам поиска. Вероятнее всего, основные причины, что эти методы не нашли широкого применения, — это необходимость отбора большого объема кернового материала, что в свою очередь является дорогостоящей и трудоемкой процедурой; а также большие затраты, связанные с необходимостью покупки дорогостоящего оборудования для анализа, пробоподготовку и, соответственно, проведение лабораторных исследований проб на наличие углеводородов и содержание органического углерода в породе. В условиях рыночной экономики компании, занятые в сфере добычи углеводородов (в частности малые нефтяные компании), стараются минимизировать или по возможности отказаться от затрат на фундаментальные и прикладные научные изыскания ввиду необходимости больших капиталовложений в эти исследования.

Теоретическая часть

Конечная задача применения биогеохимического метода — прогнозная оценка продуктивности (или непродуктивности) скважин по возможности на ранних интервалах их проходки [5].

Технически метод БГХТ осуществляется в процессе бурения специальных тестировочных скважин на относительно малых глубинах (15–35 % расстояния от поверхности до залежи) в процессе проходки неглубоких структурных скважин и/или в процессе бурения глубоких скважин. Бурение скважин проводится с полным отбором керна, который в дальнейшем исследуется на содержание органического углерода (Сорг) в породе и построением графика изменения содержания Сорг по глубине. В случае если его содержание увеличивается вниз по разрезу, скважина имеет положительный прогноз на углеводороды; в противном случае — отрицательный (рис. 1).

Преимуществом биогеохимической индикации, в отличие от традиционных методов исследований, является интегральная характеристика процессов жизнедеятельности микроорганизмов по суммарному содержанию в горных породах органического углерода, связанного с остатками сапропелевого вещества и/или микробной биопродукции.

В РТ длительное время (с 1993–2003 гг.) применялась технология поиска углеводородных залежей способом БГХТ на стадии, предшествующей постановке глубокого бурения [5]. В настоящее время на территории РТ с целью оценки перспектив нефтеносности по результатам биогеохимического тестирования горных пород на подготовленных к глубокому бурению структурах пробурено 210 тестировочных скважин, данные по результатам работ получены по 203 скважинам, в которых получены следующие прогнозы нефтеносности по БГХТ-анализу:

- положительный прогноз — в 84 скв. (40,4 %);
- отрицательный прогноз — в 106 скв. (51 %);

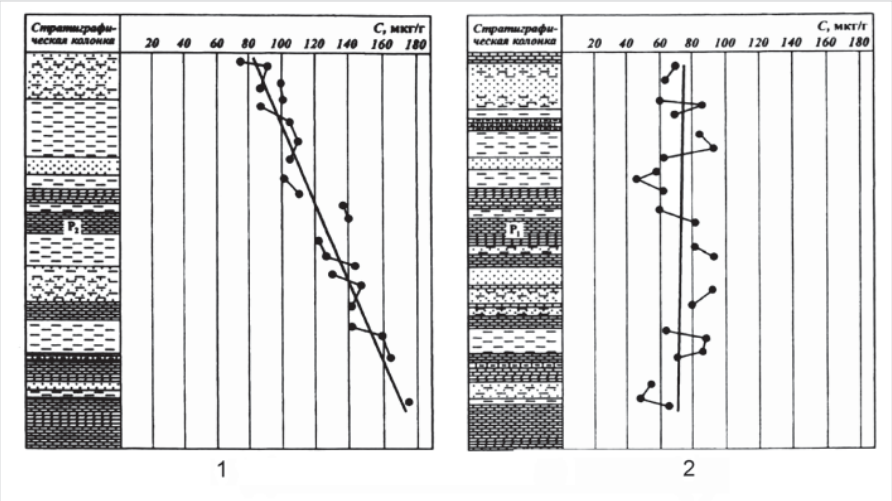


Рис. 1. Зависимость концентрации высокомолекулярных соединений органического происхождения по глубине в случае: 1 — наличия углеводородной залежи; 2 — отсутствия углеводородной залежи

Fig. 1. The dependence of concentration of high-molecular compounds of organic origin on the depth in the case of: 1 – the presence of a hydrocarbon deposit; 2 – in the absence of a hydrocarbon deposit

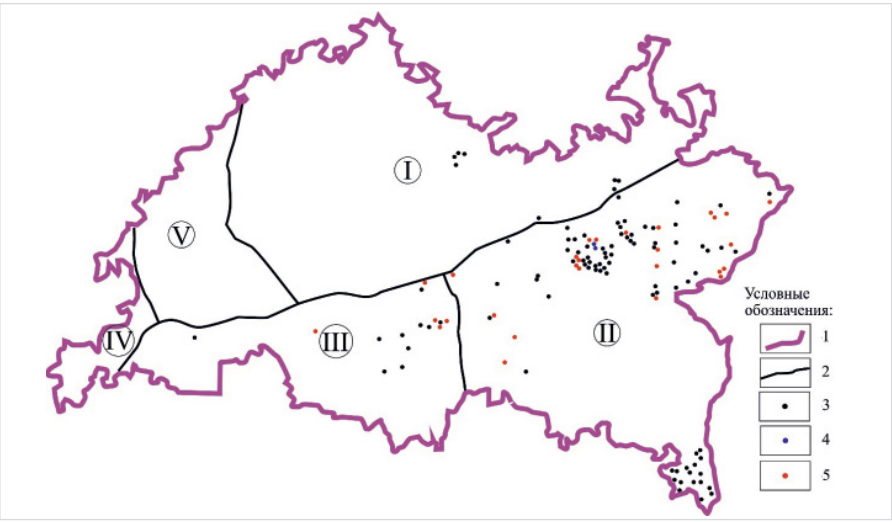


Рис. 2. Тектоническая схема Татарстана с расположением тестировочных скважин с данными БГХТ-прогноза. Масштаб 1:3 000 000.
1 — административная граница Республики Татарстан; 2 — границы тектонических элементов первого порядка; 3 — тестировочные скважины с прогнозом на стадии анализа; 4 — тестировочные скважины с отрицательным прогнозом на нефть; 5 — тестировочные скважины с положительным прогнозом на нефть. I — Северо-Татарский свод; II — Южно-Татарский свод; III — Мелекесская впадина; IV — Токмовский свод; V — Казанско-Кировский прогиб

Fig. 2. Tectonic scheme of Tatarstan Republic with the location of testing wells with biogeochemical testing forecast data. Scale 1:3 000 000.
1 – administrative border of Tatarstan Republic; 2 – boundaries of first-order tectonic elements; 3 – testing wells with a forecast at the analysis stage; 4 – test wells with a negative forecast for oil; 5 – test wells with a positive forecast for oil. I – North Tatar arch; II – South Tatar arch; III – Melekess depression; IV – Tokmovsky arch; V – Kazan-Kirov trough

- неоднозначный прогноз (признаки нефтеносности) — 5 скв. (2,4 %);
- нет данных (в стадии анализа) — 10 скв. (4,7 %);
- не определен прогноз по техническим причинам — 5 скв. (2,4 %).

Анализ полученных результатов

Основные районы, изученные бурением тестировочных скважин: восточный борт Мелекесской впадины, юго-восточная часть Северо-Татарского свода, юго-восточная и восточная часть Южно-Татарского свода (рис. 2).

При рассмотрении карты видно, что максимальная концентрация скважин, давших положительный прогноз, локализована в северной и северо-восточной части Южно-Татарского свода. Отдельное внимание стоит уделить тому, что на западном склоне ЮТС и восточном борту Мелекесской впадины также есть группа скважин с положительным прогнозом; и в этих районах есть открытые и поставленные на баланс месторождения битумов в казанских и уфимских отложениях [2].

Не исключено, что в районе северной части ЮТС при детальных геологоразведочных работах возможно открытие мелких (или мельчайших) месторождений битумов в отложениях сакмарского яруса. Предпосылки формирования новых залежей приведены ниже.

Следует отметить, что в изучаемом районе открыты месторождения нефти в каменноугольных отложениях и ведется промышленная выработка запасов [3]. Как отмечается в [4], в этом районе есть очаги землетрясений до 5 баллов и, как следствие, возможно образование глубинных разломов, способствующих миграции углеводородов из нижележащих отложений в вышележащие с последующим заполнением ловушек структурного типа. Как правило, при вертикальной миграции углеводородов в вышележащие горизонты при контакте с породами или пластовыми водами происходит гипергенное изменение нефти под действием свободного или связанного кислорода [2]. Данное явление сопровождается ухудшением товарных свойств нефти и значительным увеличением ее вязкости; однако в той или иной степени подвижность

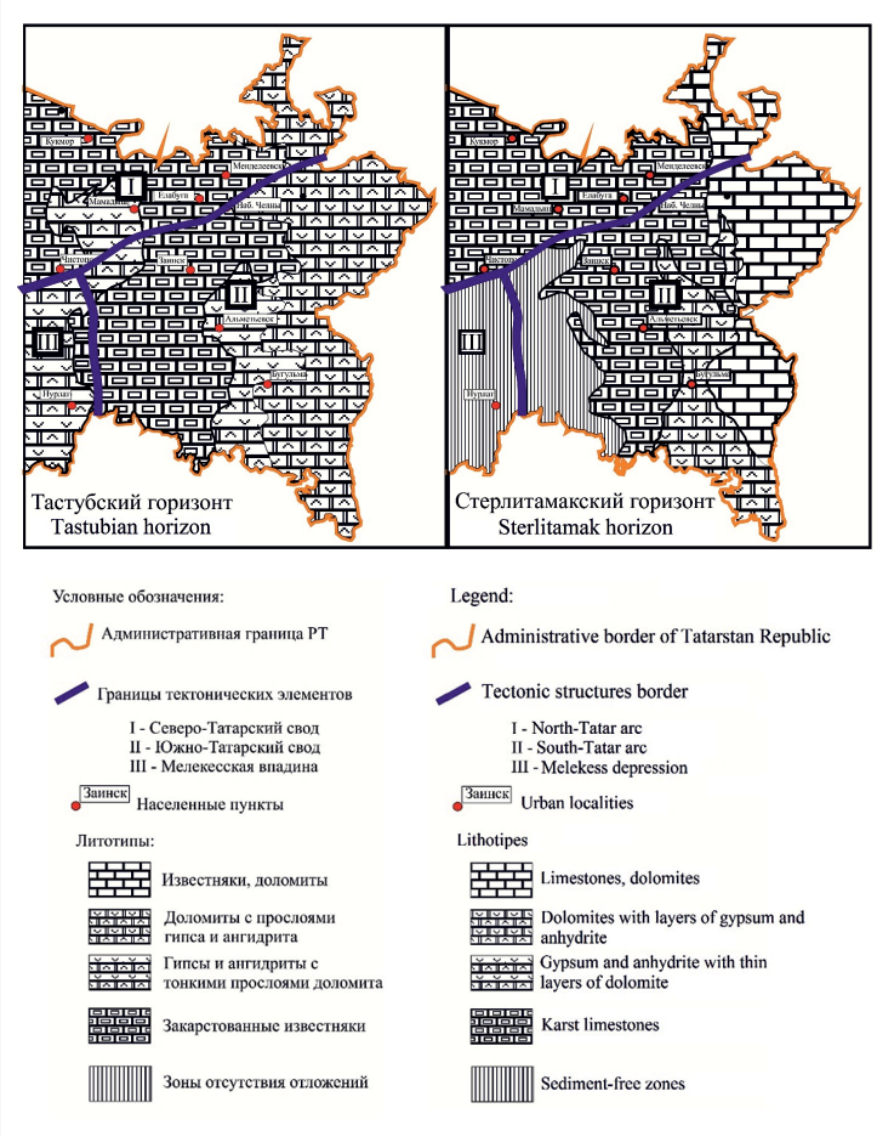


Рис. 4. Фрагмент литолого-фациальных карт сакмарских отложений восточной части Татарстана. Масштаб 1:500 000. Построено по данным [1]
Fig. 4. Fragment of lithofacial maps of the Sakmarian sediments of the eastern part of Tatarstan. Scale 1:500 000. Built according to [1]

Рис. 3. Фрагмент тектонической карты северного и северо-восточного склона Южно-Татарского свода. Масштаб 1:2 000 000
Fig. 3. Fragment of the tectonic map of the northern and north-eastern slopes of the South Tatar arch. Scale 1: 2 000 000

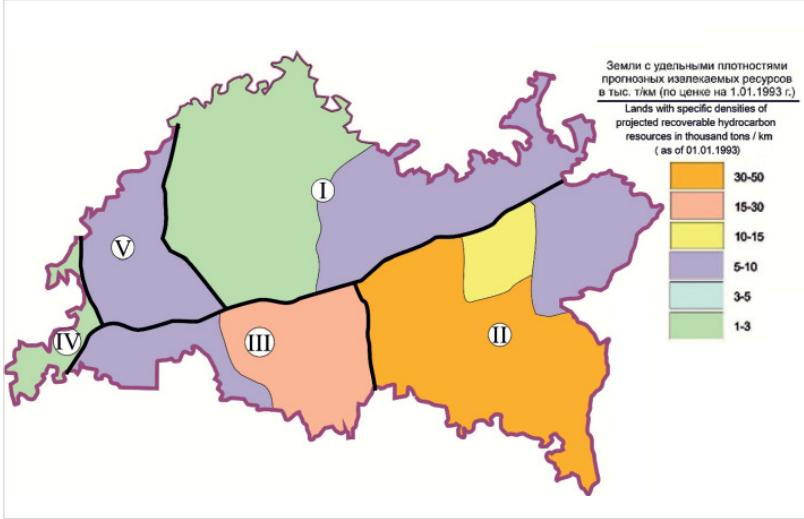


Рис. 5. Карта перспективных земель Татарстана на углеводородное сырье с градацией потенциальных извлекаемых ресурсов углеводородов. Масштаб 1:3 000 000. Названия тектонических элементов (рис. 1)
Fig. 5. Map of promising lands of Tatarstan for hydrocarbon raw materials, with a gradation of potential recoverable hydrocarbon resources. Scale 1:3 000 000. For the names of the tectonic elements (fig. 1)

«новообразованной» вязкой нефти сохраняется, и в случае наличия ловушек структурного типа происходит заполнение купольной части антиклинальных складок. Как видно из рисунка 3, в исследуемом районе прослеживается серия линейных и брахиморфных положительных структур 1 порядка протяженностью несколько километров.

В ходе анализа литолого-фациальных карт [1] наиболее подходящим коллектором среди пермских осадочных образований является сакмарский ярус, представленный стерлитамакским и тастубским горизонтами. Как видно (рис. 4), отложения обоих горизонтов представлены закарстованными известняками в северной и частично в восточной части ЮТС. Не исключено, что в ходе миграции углеводородов возможно формирование битумных залежей в исследуемом районе.

Вышележащие отложения в районе исследования представлены переслаиванием сульфатно-карбонатных и песчано-глинистых красноцветных образований соликамского горизонта (отложения артинского и кунгурского яруса в данном районе размыты). Данные литотипы можно рассмотреть как потенциальную породу-покрышку, «запечатывающую» залежь и препятствующую дальнейшей миграции углеводородов в вышележащие горизонты.

По данным [6], коллективом авторов построена тектоническая схема с градацией территории Татарстана по землям с потенциальными извлекаемыми ресурсами. Основой построения данной схемы послужили комплекты карт: нефте- и битумоносности РТ с нефтяными месторождениями, открытыми за последние 20 лет; тектоническая карта со структурами 1 и 2 порядка; карта с размещением вертикальных разломов, обеспечивающих миграцию УВ в вышележащий коллектор, а также литолого-фациальные карты пермской системы на территории Татарстана. Градация перспектив земель с численной оценкой потенциальных ресурсов углеводородов реконструирована на основе карты районирования нефтегазоносности РТ для всей осадочной толщи [6].

При рассмотрении этой схемы видно, что большая часть северной части ЮТС оценивается как высокоперспективная с потенциальными извлекаемыми ресурсами углеводородов 10–50 тыс. т на 1 км^2 (рис. 5).

Итоги

Из вышеизложенного следует, что исследуемый район характеризуется довольно большим углеводородным потенциалом с определенной долей вероятности открытия залежей в пермских отложениях. Наличие ловушек структурного типа, пород-коллекторов и покрышек, а также наличие глубинных разломов в осадочной толще является благоприятными факторами для миграции нефтей из нижележащих отложений в вышележащие с последующим формированием новой залежи.

Выводы

Несмотря на детальную геолого-геофизическую изученность основных нефтедобывающих районов в Татарстане, в последние два десятилетия открываются мелкие и мельчайшие месторождения нефти с геологическими запасами менее 1 млн т. Совершенствование методов поиска углеводородов с детализацией геологоразведочных работ в районах с относительно слабой геологической изученностью сопутствуют открытию новых месторождений (в том числе и битумных) и, как следствие, пополнению минерально-сырьевой базы.

Литература

1. Буров Б.В., Есаулова Н.К., Губарева В.С. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 403 с.
2. Малофеев В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. М.: 2011. 24 с.
3. Хазиев Р.Р., Фахрутдинов И.Р., Колузаева К.Ю. Перспективы битумоносности сакмарских отложений юго-востока Республики Татарстан // Геология в развивающемся мире. С. 339–342.
4. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р., Баранова А.Г. Некоторые аспекты формирования залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 52–55.
5. Биогеохимическое тестирование скважин. URL: http://myslide.ru/presentation/skachat-biogeoximicheskoe-testirovanie-skvazhin-bgxt (дата обращения: 09.06.2021).
6. Казанский картограф. URL: http://tat-map.ru/index/0-12 (дата обращения: 09.06.2021).

ENGLISH

Results

Based on the above arguments, it follows that the study area is characterized by a fairly large hydrocarbon potential with a certain probability of discovery oil deposits in the permian sediments. The presence of structural traps, reservoir rocks and tires, as well as the presence of deep faults in the sedimentary layer are favorable factors for the migration of oil from the underlying sediments to the overlying ones, followed by the formation of a new deposit.

Conclusions

Despite the detailed geological and geophysical study of the main oil-producing areas in Tatarstan, in the last 2 decades, small and minute oil fields with geological reserves of less than 1 million tons have been discovered. The improvement of methods for searching for hydrocarbons with detailed geological exploration in areas with poor geological knowledge accompanies the discovery of new fields (including bitumen) and, as a result, the replenishment of the mineral resource base.

References

1. Burov B.V., Esaulova N.K., Gubareva V.S. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 403 p. (In Russ).
2. Malofeev V.V. Geological substantiation of efficiency of field development heavy oil and natural bitumen of Tatarstan. Moscow: 2011, 24 p. (In Russ).
3. Khaziev R.R., Fakhrutdinov I.R., Koluzaeva K.Yu. Prospects of bitumen content of sakmar deposits of the South-East of the Republic of Tatarstan. Geology in the developing world, P. 339–342. (In Russ).
4. Khaziev R.R., Andreeva E.E., Anisimova L.Z., Fakhrutdinov I.R., Baranova A.G. Certain aspects of forming extra-viscous oil deposits in sakmarian sediments in the Tatarstan Republic. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 52–55. (In Russ).
5. Biogeochemical testing wells. URL: http://myslide.ru/presentation/skachat-biogeoximicheskoe-testirovanie-skvazhin-bgxt (accessed: 09.06.2021).
6. Kazan cartographer. URL: http://tat-map.ru/index/0-12 (accessed: 09.06.2021).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
Corresponding author: radmir361@mail.ru

Anisimova Lilia Zakuvanovna, researcher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Baranova Anna Gennadyevna, senior researcher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

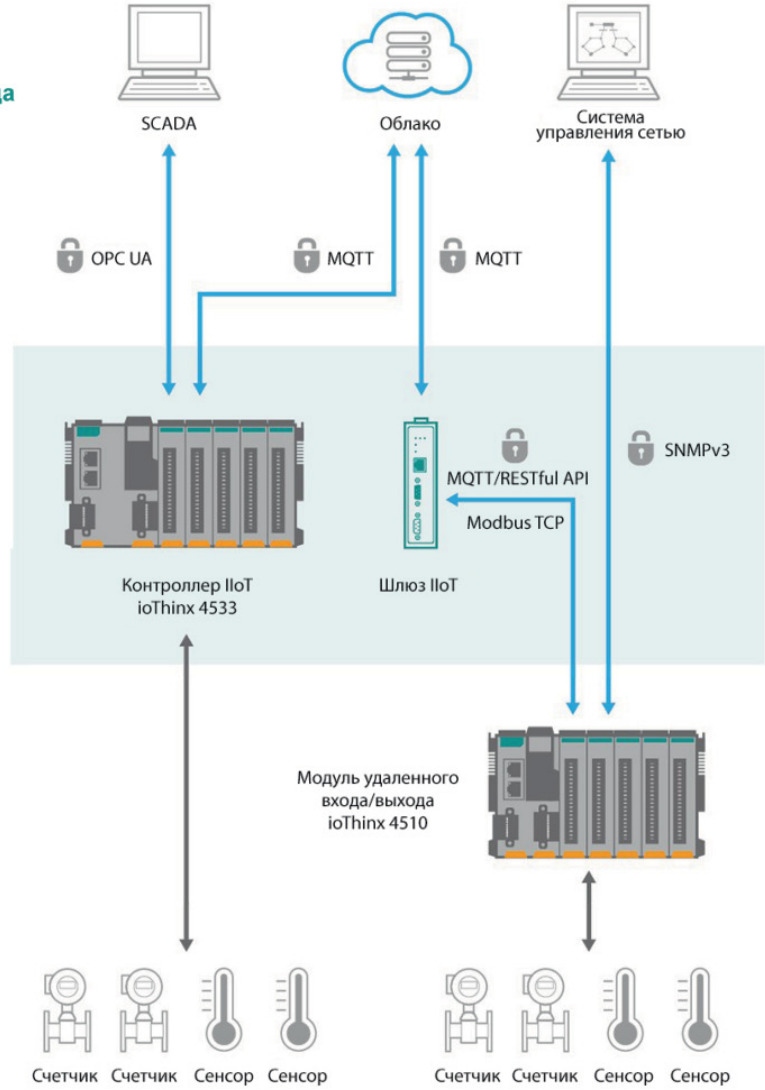
Модульная система аналогового и дискретного ввода/вывода компании MOXA серии ioThink 4500 с функцией защиты информации для промышленного интернета вещей

Цифровизация нефтегазовой отрасли предусматривает создание систем сбора, обработки и мониторинга данных. Для сбора и передачи данных с полевых устройств на предприятиях устанавливаются дополнительные модули ввода/вывода или контроллеры, которые передают информацию в системы управления по различным промышленным протоколам. Все данные собираются в едином центре управления внутри закрытой промышленной сети.

В наше время широкое распространение получила концепция IoT, Интернета вещей, которая предполагает передачу данных в облачные сервисы, а в «облаках» происходит анализ полученной информации и принимается решение по выполнению тех или иных действий без вмешательства человека. То же самое происходит и в промышленности: промышленный Интернет вещей (IIoT) позволяет на основе предиктивной аналитики увеличить эффективность производства, предотвратить аварийные ситуации, снизить расходы и повысить качество итогового продукта или услуги.

Контроллер ввода/вывода ioThinx 4533

Модуль удаленного ввода/вывода ioThinx 4510



Требования системы

- Полевые устройства уровня АСУ ТП работают по промышленным протоколам (например, Modbus RTU/TCP, Profinet, и другие), а облачные сервисы – с IT- протоколами. Поэтому разработчикам современной аналитики приходится использовать дополнительные IIoT-шлюзы с поддержкой MQTT, SNMP и прочих популярных IT-протоколов.
- Промышленные системы традиционно являлись изолированными, а для интеграции с облачными технологиями необходим двусторонний обмен данными с внешними сетями. Чтобы защитить производственную сеть от несанкционированных действий, приходится устанавливать маршрутизаторы и межсетевые экраны.

Представительство компании MOXA www.moxa.com, russia@moxa.com, +7 495 287-09--29

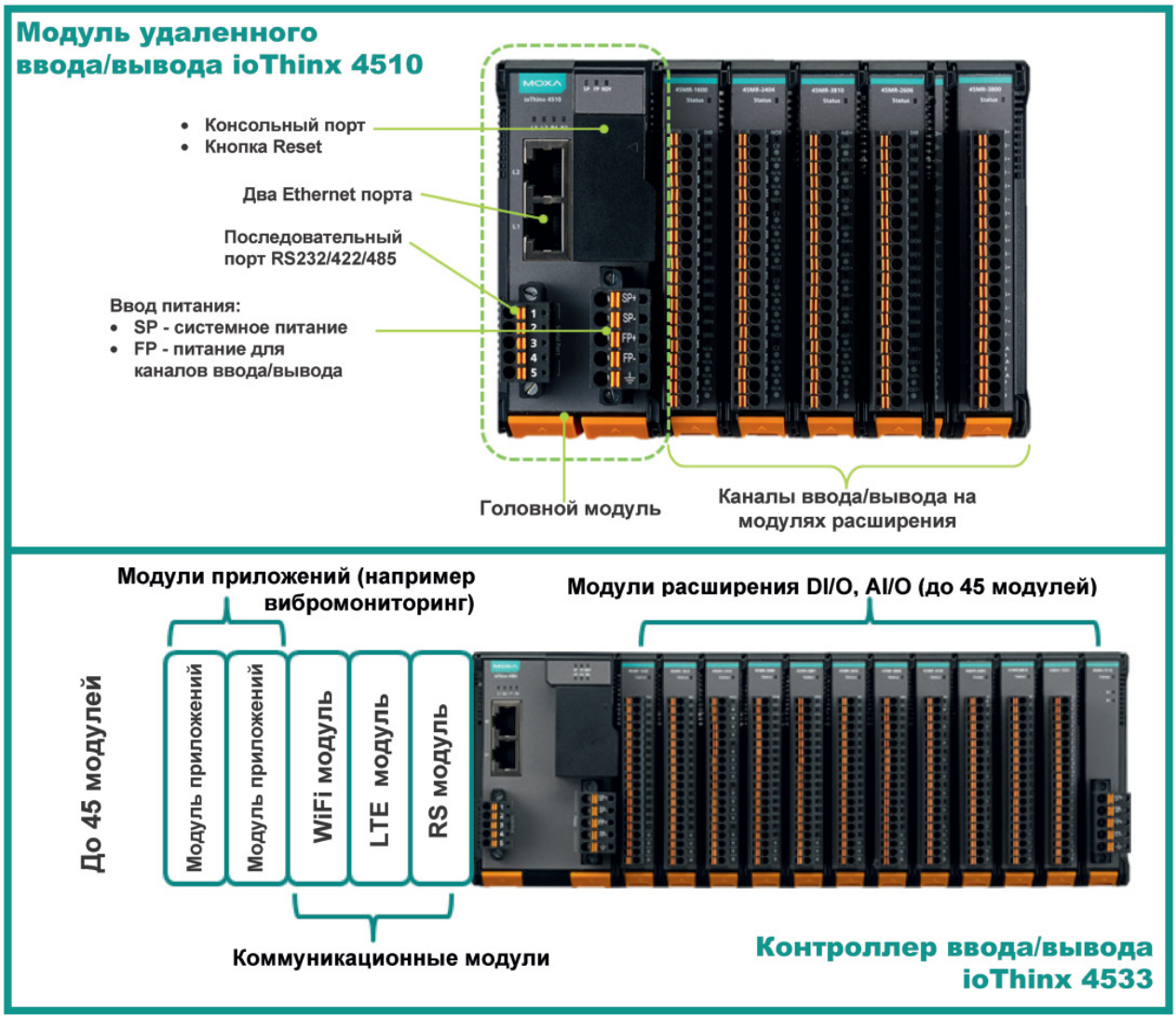
Представительство компании MOXA
www.moxa.com, russia@moxa.com, +7 495 287-09-29

Решения Moxa

Компания Moxa разработала ситему ввода/вывода серии ioThinx 4500. Новое оборудование поддерживает работу с протоколами как сектора АСУ ТП, так и IT-сектора, при этом, в отличие от большинства классических модулей ввода/вывода, может шифровать передаваемые данные. Благодаря этим функциям ioThinx 4500 позволяет взаимодействовать с внешними сервисами без дополнительных шлюзов и модулей защиты.

Функции безопасности устройств серии ioThinx 4500 соответствуют стандарту IEC 62443 уровня 1 и основаны на принципе CIA - Confidential, Integrity, Availability (конфиденциальность, защищенность, доступность). Эти принципы реализованы в ioThinx с использованием следующих технологий:

- Кофиденциальность
  - Шифрование прошивки и конфигурационного файла
  - Аутентификация пользователей
  - Защищенные протоколы связи: HTTPS, RESTful API через https, SNMPv3, MQTT через TLS
- Защищенность
  - Контроль доступа к устройству на основе списка разрешенных IP-адресов
  - Разделение прав пользователей
- Доступность
  - Защита интерфейса
  - Доступность системы



Hytera HyTalk

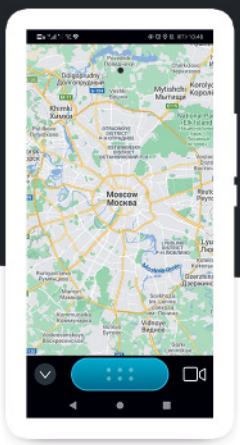
Коммуникационное решение PPT на основе общедоступной сети

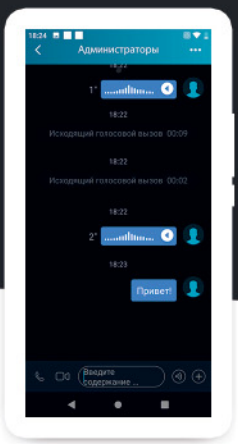
Hytera HyTalk — коммуникационное решение PPT, основанное на общедоступных сетях 3G/4G/WLAN. С его помощью можно получить доступ к различным услугам связи, включая PPT-передачу голоса, видео и мультимедийных данных, а также встроенные функции управления и диспетчеризации

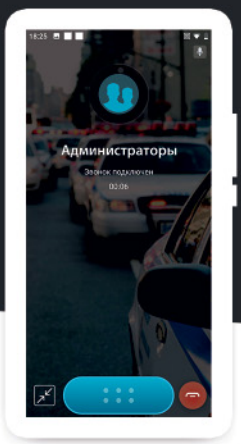
Геопозиционирование

Записи переговоров

Мгновенная связь через PTT (Нажми и говори)







E-mail: *info@hytera.ru*

Тел.: *+7 (495) 669 68 90*

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-31-34 УДК 553.98 (571.1) I Научная статья

Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях

Изотов А.А., Афонин Д.Г.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aaizotov@tnnc.rosneft.ru, dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Трассерный метод исследования применяется на нефтяных месторождениях при исследовании фильтрационных потоков в пласте. Исследования выявляют схожие явления: высокую для пористой среды скорость движения меченой воды, неравномерную геометрию распределения потоков по площади залежи. Это до сих пор вызывает различные гипотезы у исследователей.
В работе на основе геолого-промыслового анализа и результатов исследований предлагается концепция распространения индикатора в терригенном пласте по техногенным трещинам авто-ГРП, снимающая противоречия и объединяющая гипотезы и факты. Предложен способ расчета параметров трещин с целью планирования изоляционных работ.

Материалы и методы
Материалы: база данных геолого-промысловой информации, технологический режим работы скважин по месторождениям Российской Федерации.
Методы: геолого-промысловый анализ, построение аналитических зависимостей.

Ключевые слова
трассерные исследования, заводнение, обводненность, авто-ГРП

Для цитирования
Изотов А.А., Афонин Д.Г. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 31–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-31-34

Поступила в редакцию: 05.05.2021

UDC 553.98 (571.1) I Original paper

The mechanism of the indicator propagation in a terrigenous formation during tracer studies

Izotov A.A., Afonin D.G.
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia
aaizotov@tnnc.rosneft.ru, dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The tracer method of research is used in oil fields in the study of filtration flows in the reservoir. Studies reveal similar phenomena: a high speed of movement of labeled water for a porous medium, an uneven geometry of the distribution of flows over the area of the deposit. This still causes various hypotheses among researchers.
Based on the geological and field analysis and research results, the concept of the indicator propagation in a terrigenous formation through technogenic fractures of auto-fracturing is proposed, which removes contradictions and combines hypotheses and facts. A method for calculating the parameters of cracks for the purpose of planning insulation works is proposed.

Materials and methods
Materials: analytical database, monthly operational reports on the deposits of the Russian Federation.
Methods: geological and commercial analysis, graphical representation of dependencies.

Keywords
tracer studies, flooding, waterlogging, auto-hydraulic fracturing

For citation
Izotov A.A., Afonin D.G. The mechanism of indicator propagation in a terrigenous formation during tracer studies // Exposition Oil Gas. 2021. № 5. С. 31–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-31-34

Received: 05.05.2021

За 50 лет проведения исследований остается открытым вопрос о распространении индикатора в терригенном пласте. Проведение трассерных исследований в СССР начато с 1970-х гг. с целью контроля за разработкой месторождений Восточного Предкавказья и Нижнего Поволжья, представленных трещиноватыми известняками. Позднее исследования проведены на месторождениях с терригенным коллектором, в том числе Туймазинском. В трещиноватом известняке Старогрозненского месторождения скорость движения индикатора между скважинами лишь в отдельных случаях достигала 30 м/сут. Случайный характер распределения густоты и раскрытости естественных трещин в объеме известняка не способствует формированию преимущественных направлений фильтрации. Этим можно объяснить результат исследований, зафиксированный на Брагунском месторождении, где за один год индикатор преодолел расстояние в 1 км. Напротив, скорость индикатора в терригенном коллекторе Туймазинского месторождения

достигала 450 м/сут [1]. Отсюда авторы [2] делают вывод: «чем меньше трещин в пласте и чем более четкую направленность они имеют, тем благоприятнее условия для быстрых прорывов нагнетаемой воды».

В публикациях встречаются термины «высокопроницаемые пути фильтрации», «каналы быстрого транспорта воды» [3], что близко по смыслу, но говорит об отсутствии единого понятия. А.С. Трофимов объясняет высокую скорость движения индикатора от нагнетательных скважин к добывающим наличием каналов низкого фильтрационного сопротивления [4], но не раскрывает их физическую природу.

По мнению авторов данной статьи, каналы низкого фильтрационного сопротивления в терригенном пласте — это техногенные трещины, образованные в результате авто-гидравлического разрыва пласта (ГРП). Представления о формировании сквозных техногенных трещин авто-ГРП, описанные авторами [5], позволяют иначе взглянуть на результаты исследований. По сути, исследователи говорят об избирательном механизме движения индикатора в пористой среде, и трещина описывает физическую сущность явления.

Изыскания фиксируют схожие явления, которым исследователями даются разные объяснения:

- высокая скорость движения индикатора к отдельным скважинам;
- неравномерное по площади распространение количества индикатора между равноудаленными скважинами;
- пики концентрации индикатора в отбираемых пробах воды.

Характерная для поровой среды скорость фильтрации составляет не более 2 м/сут. Высокие скорости движения меченых вод объясняют наличием высокопроницаемого пропластка в разрезе или недонасыщением коллектора. Ведь исследования проводятся на месторождениях, где наблюдается опережающая динамика обводнения скважин.

Моделирование распространения индикатора [6] показало, что задания высокопроницаемого слоя недостаточно. Недонасыщение пласта и фазовые проницаемости, благоприятные для движения воды в модели, уже при вводе скважины дают высокую входную обводненность, что не наблюдается по факту.

В модели вода с индикатором движется оторочкой. Тогда индикатор должен фиксироваться последовательно в добывающих скважинах по мере удаления от нагнетательной с концентрацией тем меньшей, чем дальше расположена скважина. На практике появление индикатора иногда не отмечается в ближайших скважинах, при этом он появляется в удаленных, как, например, на объекте $АВ_1^{1-2}$ «рябчик» Самотлорского месторождения (рис. 1). Поступление индикатора в добывающие скважины при моделировании имеет один максимум при прохождении фронта, а дальше концентрация индикатора в попутной воде снижается — в итоге масса индикатора, извлеченная по расчету из реагирующих скважин, убывает от расстояния. Но на Кальчинском месторождении из скв. Х08 отобрано 44 и 69 % закачанного в скв. Х22 и Х02 индикатора, что на порядок выше скважин окружения. При исследовании на Талинском лицензионном участке (ЛУ) масса отобранного из одной добывающей скважины индикатора доходит до 80 % от массы закачанного. Воспроизвести такие результаты в модели возможно задав сквозную трещину, иначе индикатор рассеивается в пористой среде [6].

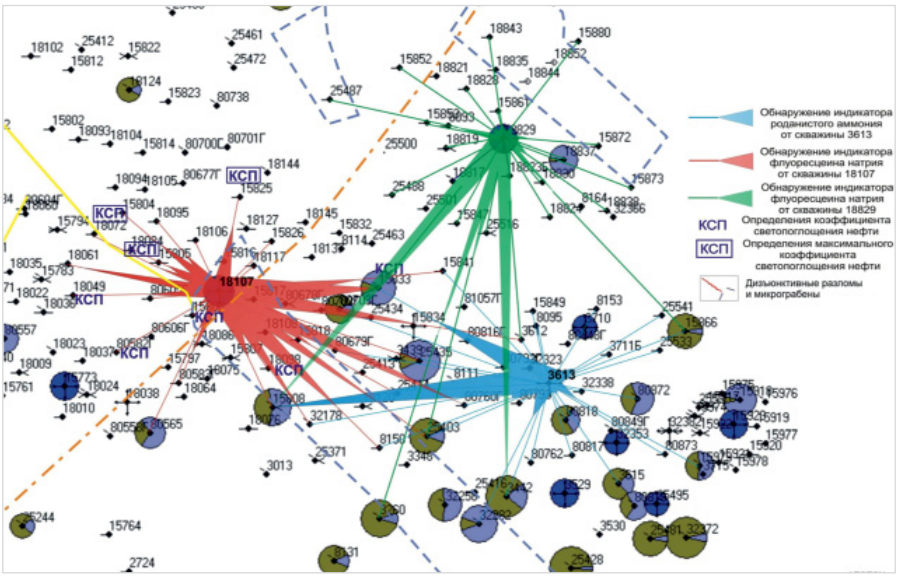


Рис. 1. Роза-диаграмма скоростей индикаторов
Fig. 1. Rose-chart of indicator speeds

Вывод о сквозной трещине при гидропрослушивании сделан авторами [7]. На основе моделирования показано, что в пласте с проницаемостью 1 мД поровый пласт между трещиной авто-ГРП и призабойной зоной добывающей скважины не позволяет смоделировать зафиксированное возмущение. Отклик воспроизводится при условии сквозной трещины.

Показателен факт, зафиксированный протоколом заседания ТКР ХМАО от 16.03.2000 г. № 132. В декабре 1997 г. на Западно-Асомкинском месторождении в скв. № 147 и 173 объекта $ЮС_1$ был закачан индикатор. Зафиксирована скорость движения индикатора от 16,3 до 197 м/час [4]. Для снижения обводненности продукции в нагнетательные скважины закачан водный раствор гипса. В соседних добывающих скважинах, находящихся на расстоянии 500 м, через непродолжительное время лопатки установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) были заклинены отложениями гипса, что вызвало остановку добычи. Отказ был вызван заклиниванием лопаток секций насоса отложениями гипса. Похожий случай зафиксирован на Самотлорском месторождении. Закачка волокнисто-дисперсной смеси выполнена в нагнетательные скважины элемента № 6 объекта $АВ_1^3$+$АВ_{2-3}$. Через 45 суток реагенты были получены из скважин № 16236, 16238, 16193, расположенных на расстоянии 825 м, чем вывели УЭЦН в них из строя [8].

Очевидно, что фильтрация дисперсного раствора гипса и волокнисто-дисперсных смесей по поровой среде невозможна. Это является прямым подтверждением, что быстрое прохождение индикатора, а затем и реагентов от нагнетательных скважин к добывающим произошло по трещинам.

Индикатор вводят в нагнетательную скважину в один прием, а его поступление в добывающие скважины фиксируется в виде отдельных порций (пиков) высокой концентрации. Между пиками фиксируются пробы, в которых индикатор не выявлен. Количество пиков различно и может достигать 15, как, например, на Кальчинском месторождении [9]. Это превышает число пропластков, выявляемых по ГИС, из чего следует, что слоистость разреза не объясняет движение трассера [6].

Порционность поступления индикатора наталкивает на вывод, что его движение происходит разными путями. Так может быть,

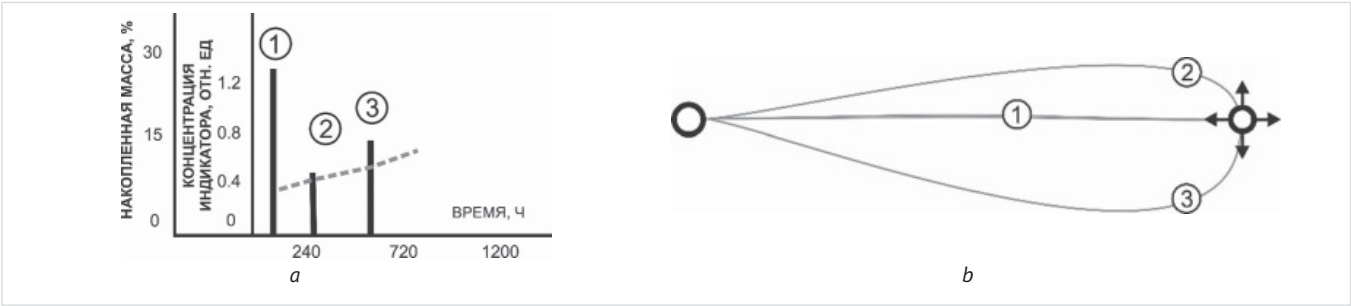


Рис. 2. Порционность индикатора в пробах — a; идеализированное представление, объясняющее природу пиков концентрации — b
Fig. 2. The portionality of the indicator in the samples — a; an idealized representation explaining the nature of the concentration peaks – b

когда в пропластке (или нескольких) между добывающей и нагнетательной скважинами находится несколько трещин. Самая первая порция соответствует трещине, соединяющей скважины по кратчайшему расстоянию. На рисунке 2 показано идеализированное представление системы трещин, удобное для понимания. Отдельные авторы считают, что система трещин развивается не от забоя скважины, а от центральной трещины, совпадающей с главной линией тока. Объяснение поступления индикатора в виде порций, но в представлении системы цилиндрических каналов низкого фильтрационного сопротивления предлагают авторы в работе [10].

Пример: закачка индикатора в скважину X57 Кальчинского месторождения в 2005 и 2006 гг. (рис. 3). В 2005 г. индикатор в скв. X58 зафиксирован 11 сопоставимыми порциями с суммарной долей отобранного индикатора 34,7 %.

В 2006 г. отбор жидкости по скв. X58 интенсифицирован. Дебит воды вырос с 123 до 223 куб. м/сут. С первой порцией поступило около 30 % индикатора, а последующие имели концентрацию и долю индикатора ниже. Снижение скорости поступления первой порции с увеличением количества индикатора может свидетельствовать об увеличении раскрытости трещины, совпадающей с главной линией тока. В работе по обобщению результатов трассерных исследований в Западной Сибири [4] отмечается увеличение во времени сечения основного канала низких фильтрационных сопротивлений (НФС), сопровождающееся выносом механических примесей.

Таким образом, исследования выявляют систему техногенных трещин в пласте. По мере нагнетания воды происходит «старение» системы трещин.

При проведении и интерпретации результатов трассерных исследований принята методика СевКавНИПИнефть [11] на основе модели слоисто-неоднородного коллектора. Вывод о движении меченой воды по системе техногенных трещин позволяет иначе взглянуть на интерпретацию результатов исследований и выполнить оценку параметров трещин.

Средняя скорость для одномерного движения жидкости по прямолинейной трещине раскрытостью δ (м) и протяженностью l (м) определяется формулой Буссинеска:

$$v = \frac{\delta^2}{12\mu}\frac{\Delta P}{l}, \qquad (1)$$

где μ — вязкость, Па*с; ΔP — перепад давления, Па.

С другой стороны, скорость движения v может быть определена как отношение протяженности ко времени движения t:

$$\frac{l}{t} = \frac{\delta^2}{12\mu}\frac{\Delta P}{l}. \qquad (2)$$

Отсюда получим связь длины трещины l, раскрытости и времени движения индикатора:

$$l = \delta\sqrt{\frac{\Delta P}{12\mu}t}. \qquad (3)$$

Формула (3) с приемлемой для экспресс-оценки точностью может быть использована для определения параметров трещин по результатам трассерных исследований.

Рассчитаем параметры трещин на примере результатов исследований объекта БВ8 Мыхпайского месторождения [12]. Закачка индикатора выполнена в скв. X52 и X89. Скважины работали с приемистостью порядка 1 000 куб. м/сут. Анализ проб на содержание индикатора проводили в 37 скважинах. Поступление зафиксировано в 11 из них, отстоящих от скв. X89 на расстоянии от 950 до 1 700 м по истечении от 1 до 71 часа с момента закачки. Скорость движения индикатора в диапазоне от 46 до 6 194 м/час.

В скв. X16, находящейся от скв. 45 на расстоянии L_1 = 1 700 м, время появления первой порции индикатора t_1 составило 24,1 часа. Перепад давления в процессе исследований составил 134 атм, вязкость воды в пластовых условиях 0,44 сПз. Это дает раскрытость трещины δ = 0,11 мм. Полученная величина близка к оценке от 0,1–0,5 мм, даваемой исследователями для незакрепленной трещины гидроразрыва породы водой, по результатам лабораторных и промысловых исследований. Примем эту оценку как среднюю для всех трещин в этой скважине.

Позднее в скв. X16 наблюдались еще два пика роданистого аммония: через t_2 = 33 и t_3 = 48 часов после закачки индикатора. Тогда длины трещин определяются из формулы 3 с учетом полученного значения δ выражением L_2=1 971 м, L_3=2 377 м. При этом можно считать эти значения минимальными в предположении, что каналы представляются трещиной с раскрытостью 0,11 мм каждый.

Рассчитав длину трещин, оценим объем, приняв высоту трещины равной толщине коллектора для монолитного объекта. Для расчлененного объекта целесообразно привлечение материалов промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и ГРП. В рассматриваемом примере при высоте трещины 12 м и по рассчитанным параметрам, приняв сечение прямоугольным, получаем: V_1=2,2 куб.м, V_2=2,6 куб.м, V_1=3,1 куб.м.

Суммарный объем системы трещин от нагнетательной скважины позволяет оценить требуемый объем и состав для водоизоляционных работ. Знание раскрытости трещин позволяет подобрать размер дисперсных частиц и рассчитать давления, требуемые для продавки.

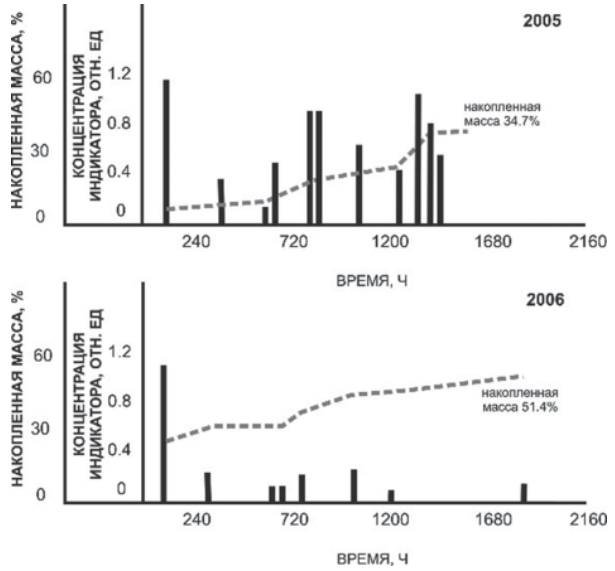
Отметим, что проведение водоизоляционных работ с последующим возобновлением закачки воды при давлении достаточном для гидроразрыва породы после деструкции изолирующих составов приводит к увеличению количества и объема системы трещин [13].

Итоги

Авторами предложена своя версия концепции распространения индикатора в терригенном пласте по техногенным трещинам авто-ГРП. Предложен способ расчета параметров трещин с целью планирования изоляционных работ.

Выводы

- Высокая скорость распространения индикатора (сотни метров в сутки) в объеме поровой среды может быть объяснена течением меченой жидкости по трещинам авто-ГРП.
- Поступление индикатора с высокой для поровой среды скоростью в группу добывающих скважин при трассерных исследованиях может быть свидетельством их сообщения с системой трещин авто-ГРП, образованной исследуемой



Скв. X58, год	2005	2006
Дебит нефти, т/сут	1	8
Дебит воды, куб. м/сут	123	231
Обводненность, %	99	96
% отобранного трассера	34,7	51,4
Скорость трассера, м/сут	142	126
Время поступления, ч	96	112

Рис. 3. Пример «старения» системы трещин
Fig. 3. An example of the "aging" of a crack system

нагнетательной скважиной. Это понимание может служить дополнительным инструментом при совершенствовании системы заводнения.
- Результаты исследований позволяют выполнить экспертную оценку параметров системы трещин.

Литература

1 Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
2 Соколовский Э.В. Теория и практика применения индикаторных методов при фильтрационных исследованиях и разработке нефтяных месторождений. М.: 1971. 360 с.
3 Кашик А.С., Билибин С.И. Ахапкин М.Ю. Клепацкий А.Р. Оптимизация системы заводнения с технологией селективной изоляции и нейтрализации каналов быстрого транспорта воды // Нефтяное хозяйство. 2008. № 3. С. 36–39.
4 Трофимов А.С. и др. авторы. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Территория нефтегаз. 2006. № 12. С. 72–77.
5 Изотов А.А. Афонин Д.Г. О техногенной трансформации продуктивных пластов вследствие повышенного давления нагнетания при заводнении // Нефтегазовое дело. 2021. № 5. С. 18–25.
6 Санников В.А. Курочкин В.И., Чертенков М.В. Мониторинг гидродинамических и трассерных исследований // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 104–107.
7 Давлетбаев А.Я., Нуриев Р.И. Моделирование гидропрослушивания в скважинах с вертикальными техногенными магистральными трещинами гидроразрыва // Труды института механики им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН. 2012. Т. 9. № 2. С. 43–46.
8 Бодрягин А.В. Регулирование процессов трещинообразования при закачке воды в пласт (на примере пласта $АВ^1_3$+$АВ_{2-3}$ Самотлорского месторождения). Тюмень: 2001. 156 с.
9 Кайгородов С.В., Кашапова Э.Р., Киршин В.Т., Павлова С.А. Оптимизация системы заводнения на месторождении на поздней стадии разработки с помощью модели линий тока // Конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». Геленджик. 2012. 18–21 сентября.
10 Коротенко В.А. Грачев С.И., Кряквин А.Б. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса // Записки горного института. 2019. Т. 236. С. 185–193.
11 Соколовский Э.В., Зайцев В.И., Антонов Г.П. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. 87 с.
12 Трофимов А.С., Артамонова Г.Н. Трассерные исследования на месторождениях НГДУ «Черногорнефть» // Фонды Нижневартовск НИПИнефть. 1992. 142 с.
13 Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук, 2004. 165 с.

ENGLISH

Results

The authors have proposed their own version of the concept of the indicator propagation in a terrigenous formation through technogenic cracks of an auto-hydraulic fracturing. A method for calculating the parameters of cracks for the purpose of planning insulation works is proposed.

Conclusions

- The high speed of the indicator propagation (hundreds of meters per day) in the volume of the pore medium can be explained by the flow of the labeled liquid through the cracks of the auto-fracturing.
- The arrival of an indicator with a high velocity for the pore medium in a group of producing wells during tracer studies may be evidence of their communication with the system of auto-fracturing fractures formed by the injection well under study. This understanding can serve as an additional tool for improving the flooding system.
- The results of the research allow us to perform an expert assessment of the parameters of the crack system.

References

1. Sokolovsky E.V., Solovyov G.B., Trenchikov Yu.I. Indicator methods for studying oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1986, 157 p. (In Russ).
2. Sokolovsky E.V. Theory and practice of using indicator methods in filtration research and development of oil fields. Moscow, 1971, 360 p. (In Russ).
3. Kashik A.S., Bilibin S.I., Akhapkin M.Yu., Klepatsky A.R. Optimization of waterflooding system with technology of selective isolation and neutralization of fast water transport channels. Oil Industry, 2008, issue 3, P. 36–39. (In Russ).
4. Trofimov A.S. et al. authors. Generalization of indicator (tracer) studies at the deposits of Western Siberia. Territory of Neftegaz, 2006, issue 12, P. 72–77. (In Russ).
5. Izotov A.A. Afonin D.G. The technogenic transformation of productive formations due to the increased discharge pressure during flooding. Oilfield engineering, 2021, issue 5, P. 18–25. (In Russ).
6. Sannikov V.A. Kurochkin V.I., Chertenkov M.V. Monitoring of hydrodynamic and tracer tests. Neftyanoe khozyaystvo, 2013, issue 7, P. 104–107. (In Russ).
7. Davletbaev A.Ya., Nuriev R.I. Modeling of hydraulic listening in wells with vertical technogenic main fractures of hydraulic fracturing. Proceedings of the Mavlyutov Institute of Mechanics, 2012, Vol. 9, issue 2, P. 43–46. (In Russ).
8. Bodryagin A.V. Regulation of crack formation processes during water injection into the reservoir the example of AB^1_3 and AB_{2-3} formations of Samotlor oil field Tyumen, 2001, 156 p. (In Russ).
9. Kaygorodov S.V., Kashapov E.R., Kirshin V.T., Pavlova S.A. Optimization of a waterflood system in a late stage field using a streamline model. Conference “Geology and development of fields with hard-to-recover reserves”, Gelendzhik, 2012, 18–21 September.
10. Korotenko V.A., Grachev S.I., Kryakvin A.B. Interpretation of the tracer investigation results considering convective mass transfer. Journal of Mining Institute, Vol. 236, P. 185-193. (In Russ).
11. Sokolovsky E.V., Zaytsev V.I., Antonov G.P. The methodical guide to technology of carrying out indicator researches and interpretation of their results for regulation and control of process of flooding of oil pools. Grozny: SevKavNIPIneft, 1989, 87 p. (In Russ).
12. Trofimov A.S., Artamonova G.N. Tracer studies at the fields of NGDU “Chernogorneft”. Funds NizhnevartovskNIPIneft, 1992, 142 p. (In Russ).
13. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimization of the application of flow-bending technologies at the Samotlorskoye field Tyumen: Vektor Buk, 2004, 165 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Изотов Алексей Александрович, руководитель проектного офиса по технологическому развитию,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Афонин Денис Геннадьевич, старший эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Izotov Alexey Aleksandrovich, head of the project office for technological development, “Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Afonin Denis Gennadievich, senior expert,
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dgafonin@tnnc.rosneft.ru

ЛИРСОТ

ООО

BRUSSELS EUREKA
BRUSSELS EUREKA
GENEVE
SALON INTERNATIONAL DES INVENTIONS DE GENEVE

ЛИРСОТ
ООО

ООО «ЛИРСОТ» — единственное в России научно-производственное предприятие — правообладатель исключительных и лицензионных прав на ноу-хау, техническую и конструкторскую документацию 8 технологий производства специальных термоогнестойких полиимидных, термостойких арамидных, высокопроч-ных и высокомодульных арамидных, хемосорбционных волокон, полых мембранных волокон и ультрафильтрационных аппаратов (УВА) на их основе. Выпускаемая продукция защищена 32 патентами РФ, Европы и США, 12 товарными знаками.

Предприятие располагает полным циклом промышленного производства и необходимых для разработ-ки и внедрения составляющих по модернизации существующих, разработке и производству новых перспективных специальных полимерных волокон, материалов и изделий на их основе, включая научные исследования, опытно-конструкторские разработки, подготовку квалифицированных научных и инженерно-технических кадров и организацию промышленного производства, име-ет опыт восстановления и сохране-ния разрушенного имущественного комплекса, научно-технической базы с опытным заводом, трудового коллектива, а также реализации государственных программ.

В настоящее время ООО «ЛИРСОТ» поставляет 150 предприятиям в широком ассортименте по 79 техническим условиям продукцию: из полиимидных волокон АРИМИД®, арамидных высокопрочных высокомодульных нитей АРМОС®, термостойких арамидных волокон текстильного назначения АРЛАНА®, хемосорбционных волокон «ВИОН», ультрафильтрационные волоконные аппараты (УВА) на основе полых ультрафильтрационных волокон.

ООО «ЛИРСОТ»

Россия, 141009, Московская область,
г. Мытищи, ул. Колонцова, д. 5
Тел.: +7 (495) 609 63 05, +7 (495) 771 76 14
E-mail: info@lirsot.ru

www.lirsot.ru

ТЕРМО-ОГНЕСТОЙКИЕ ПОЛИИМИДНЫЕ ВОЛОКНА АРИМИД®

Обладают высокой огнезащищенностью, превосходят по этому показателю все известные органические волокнистые материалы, длительно работоспособны при температурах до 400 °С, выдерживают воздействие открытого пламени и теплового удара с температурой до 1 000 °С, не выделяя при этом дыма, сохраняют высокую прочность, эластичность при температурах от -196 °С до +400 °С и каркасность изделий при более высоких температурах, имеют низкую теплопроводность, отличаются высокой устойчивостью к жесткому радиационному и ультрафиолетовому излучению, к воздействию арктического, субтропического и морского климата, соляного тума нефтепродуктов, масел, химически реагентов и других агрессивных сред, а также патогенных микроорганизмов, плесени, бактер и вирусов.

АРАМИДНЫЕ ВЫСОКОПРОЧНЫЕ ВЫСОКОМОДУЛЬНЫЕ НИТИ АРМОС®

С прочностью на растяжение более 6,0 ГПа при динамическом модуле упругости более 160 ГПа нашли широкое применение в высокопрочных композитных материалах для авиационной, ракетной и космической техники, бронежилетах и других средствах мягкой броневой защиты, в органокомпозитах, шинах, используются для изготовления шлангов, рукавов высокого давления, тросов, канатов, приводных ремней и т.п. Нить Армос обладает уникальными прочностными и высокомодульными свойствами и относится к так называемым волокнам третьего поколения.

ТЕРМОСТОЙКИЕ АРАМИДНЫЕ ВОЛОКНА ТЕКСТИЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ АРЛАНА®

Обладают устойчивостью к воздействию теплового потока высокой интенсивности, контакту с нагретой до 400 °С поверхностью, улучшенными характеристиками гигроскопичности, и являются основой текстильных материалов, используемых в производстве защитной одежды персонала нефтегазовой, энергетической, металлургической, горнодобывающей, стекольной, химической и др. отраслей промышленности, а также защитной одежды подразделений минобороны и МЧС.

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-35-39 УДК 550.8.053 I Научная статья

Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодового гидропрослушивания

Волков Ю.В. [1, 2], **Мингараев Р.А.** [1], **Фаткулин М.Р.** [1], **Хазиев Р.Р.** [2], **Андреева Е.Е.** [2], **Зинуров Л.А.** [3]
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия, [2]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия,
[3]ООО «Софойл», Казань, Россия
rammingaraev@yandex.ru

Аннотация
В настоящей работе рассмотрен метод импульсно-кодового гидропрослушивания (ИКГ) на одной из площадей месторождения Волго-Уральской провинции с целью оценки локализованных запасов углеводородов (УВ) и целесообразности проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как зарезка бокового ствола (ЗБС) для их выработки и увеличения конечной нефтеотдачи до значения, установленного проектным документом. В ходе проведения ИКГ были решены следующие задачи: оценены остаточные запасы УВ в исследуемом районе; рассчитаны прогнозные показатели жидкости, нефти после проведения ЗБС; оценено влияние возмущающей скважины Y1 на скважины окружения.

Материалы и методы
В процессе исследования ИКГ производилась запись забойных давлений в скважинах с помощью автономных глубинных манометров zPas-20M (чувствительностью 20 Па) на основе термостабилизированного кварцевого кристалла. Также производились замеры приемистости нагнетательной возмущающей скважины с помощью переносного расходомера. ИКГ-исследование основано на методе импульсно-кодовой декомпозиции (ИКД) — процедура разложения комплексного отклика давления на каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей дебитов одной из возмущающих скважин.

Ключевые слова
гидродинамические исследования скважин, гидропрослушивание, нефтяной пласт, гидропроводность, пьезопроводность, фильтрационно-емкостные свойства, локализация запасов

Для цитирования
Волков Ю.В., Мингараев Р.А., Фаткулин М.Р., Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Зинуров Л.А. Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодового гидропрослушивания // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 35–39. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-35-39

Поступила в редакцию: 08.02.2021

UDC 550.8.053 I Original Paper

Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing

Volkov Yu.V.[1, 2], **Mingaraev R.A.**[1], **Fatkulin M.R.**[1], **Khaziev R.R.**[2], **Andreeva E.E.**[2], **Zinurov L.A.**[3]
[1]Kazan Federal University, Kazan, Russia, [2]Institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia,
[3]"Sofoil" LLC, Kazan, Russia
rammingaraev@yandex.ru

Abstract
In this paper, the method of pulse-code testing (PCT) on one of the squares of the fields of the Volga-Ural province to assess localized reserves of hydrocarbons (HC) and the feasibility of workovers and sidetracking to increase ultimate recovery up to value at field development plan. During the PCT, the following tasks were solved: the residual hydrocarbon reserves in the study area were estimated; the forecast indicators of liquid and oil after the sidetracking were calculated; the influence of the generator well Y1 on the surrounding wells was estimated.

Materials and methods
During PCT surveillance, downhole pressures were recorded at wells using zPas-20M quartz pressure gauges (with a resolution of 20 Pa) which is based on a temperature-stabilized quartz crystal. Furthermore, water injection rate of the injection well was measured using a portable flow meter.
PCT is based on the Pulse-Code Decomposition (PCD) algorithms – a procedure for decomposing complex pressure responses at each well into different components, where each component correlates with the flow rate changes history of only one particular generating well.

Keywords
well testing, interference test, oil reservoir, transmissibility, diffusivity, reservoir evaluation, reserves localization

For citation
Volkov Yu.V., Mingaraev R.A., Fatkulin M.R., Khaziev R.R., Andreeva E.E., Zinurov L.A. Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 35–39. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-35-39

Received: 08.02.2021

Введение

В настоящее время большинство месторождений вступили в позднюю стадию разработки (3 и 4 стадии) со сложной структурой остаточных запасов. Наличие недренируемых запасов обуславливается сложностью геологического строения залежей, куда входит вертикальная неоднородность пластов, сильная расчлененность, ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), тектонические нарушения, повышенные вязкости [1–7]. Для выявления остаточных запасов углеводородов (УВ) и успешного проведения геолого-технических мероприятий для их выработки острой необходимостью является проведение дополнительных исследований, одним из которых является импульсно-кодовое гидропрослушивание (ИКГ) [8].

Цели и задачи работы:

1. Оценить эффективность работы возмущающей скважины Y1, ее влияние на окружающие скважины;
2. Оценить потенциальную эффективность проведения зарезки бокового ствола (ЗБС) в скважине X3.

Описание объекта исследования

В статье рассматривается пример проведения ИКГ-исследования на одной из площадей месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для оценки локализованных запасов УВ и целесообразности проведения различных ГТМ (зарезка боковых стволов, уплотняющее бурение, ремонтно-изоляционные работы (РИР)) для их выработки и увеличения конечной нефтеотдачи до значения, установленного проектным документом. (По согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается; нумерация скважин изменена.)

Объектом исследования является продуктивный горизонт, на котором проводились гидродинамические исследования скважин (ГДИС), в частности — методом ИКГ (табл. 1).

В исследование вошли возмущающая нагнетательная скважина Y1, добывающие скважины X1, X5; пьезометрические скважины X3, X4 (рис. 1).

Рис. 1. Фрагмент карты разработки с участком исследования ИКГ. Здесь и далее цветами обозначены литофации коллектора
Fig. 1. Fragment of reservoir development map. Henceforth reservoir litho-phases are marked by different colors

Табл. 1. Геолого-физические параметры продуктивного горизонта
Tab. 1. Geological and physical parameters of the oil strata

Величина	Аббр.	Значение	Ед. изм.
Средняя глубина залегания	Z_{top}	1 713	м
Средняя общая толщина	h	5	м
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	h_{eff}	3	м
Пористость	m	0,2	д.ед.
Сжимаемость породы	c_r	3×10^{-5}	1/атм
Средняя проницаемость	k	780	мкм²

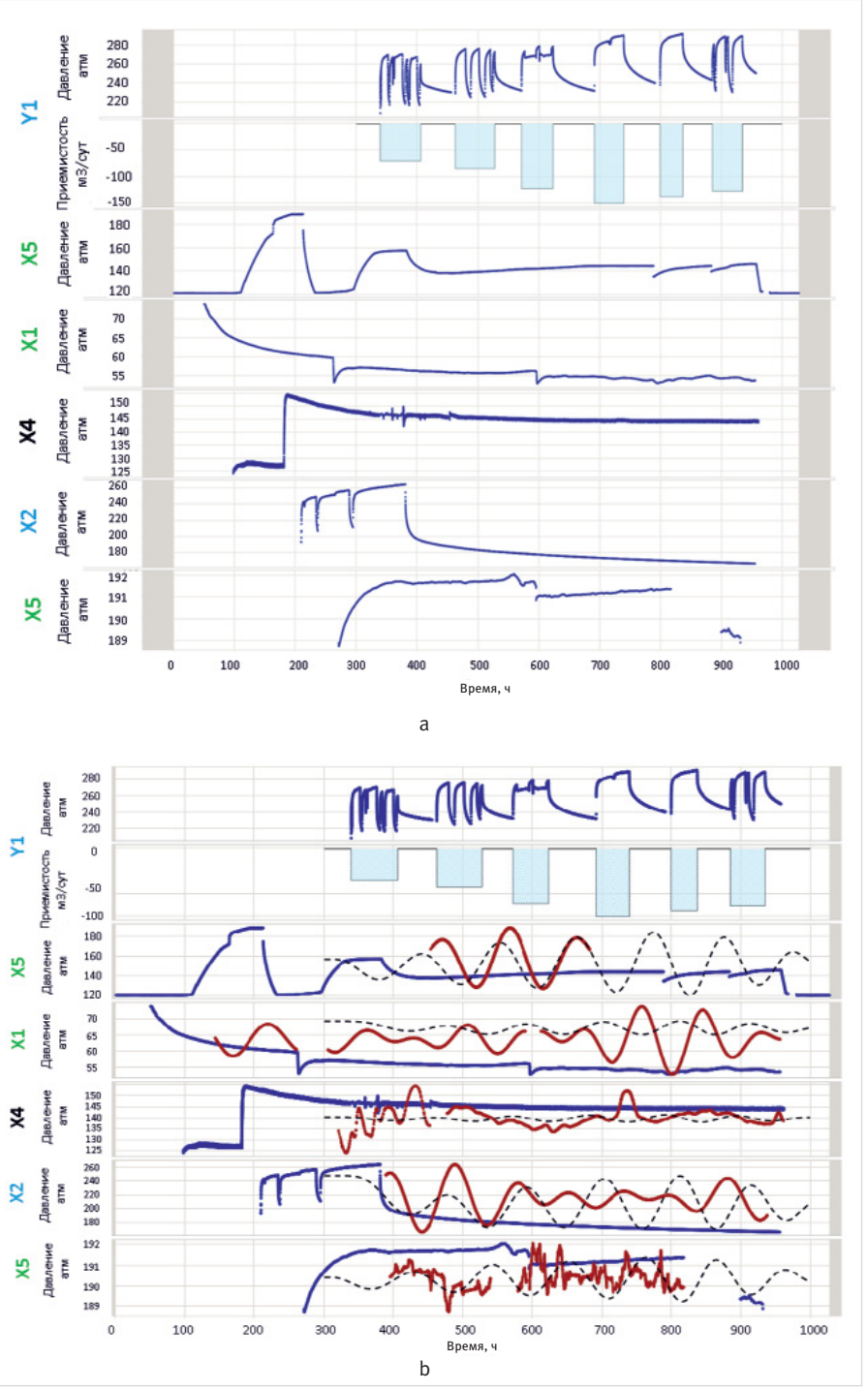


Рис. 2. Режимы работы возмущающей скважины и запись давления в реагирующих скважинах окружения (синим цветом) — a, результаты ИКД. Красным — детрендированные кривые, черным — отклик в реагирующих скважинах на изменение расхода в генераторе — b
Fig. 2. Injection rates of the generator and pressure recording in the surrounding receivers (in blue) – a, Pulse code decomposition results. Red – detrended pressure, black – revealed pressure response in receiver on rate changes in generator – b

Описание метода исследования

Импульсно-кодовое гидропрослушивание является разновидностью гидропрослушивания. Уникальность этой технологии заключается в создании «кода» с помощью остановки и закачки различных периодов по заранее подготовленному плану [4]. Процесс проведения ИКГ включает в себя группу скважин: возмущающую — на которой создаются фильтрационные волны давления, и реагирующие — которые регистрируют с помощью высокочувствительных приборов изменение забойного давления (рис. 2a).

Технология ИКГ для расшифровки сигнала на реагирующих скважинах использует методику импульсно-кодовой декомпозиции (ИКД) [3].

ИКД — процесс разложения давления, записанного с помощью высокочувствительных приборов в каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей приемистости возмущающей скважины. Показатели результатов ИКД представлены на рисунке 2b, на котором красным цветом показано детрендированное давление, черным цветом показаны результаты декомпозиции.

Анализ полученных результатов

В ходе выполнения ИКГ было оценено пластовое давление в остановленных скважинах (рис. 3a). Во всех рассматриваемых скважинах наблюдаются высокие значения пластового давления. Высокое давление в пьезометрических скважинах X3 и X4 свидетельствует о том, что на данном участке происходит поддержка пластового давления нагнетательными скважинами Y1 и X2, что в свою очередь является следствием хорошей проводимости пласта в направлении с севера на юг.

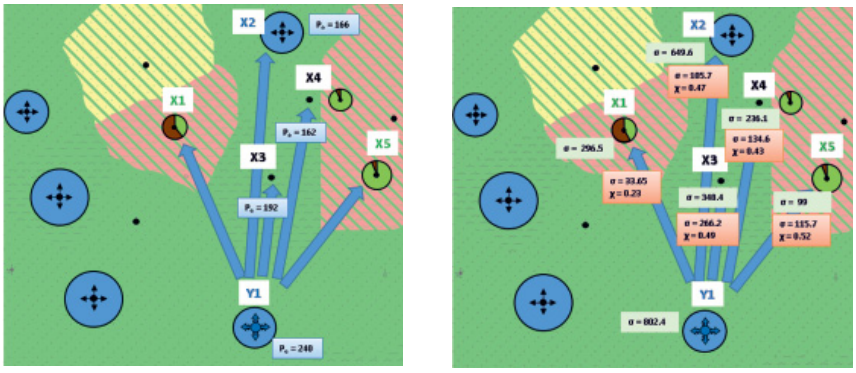
Процесс распределения давления по пласту происходит довольно равномерно, что свидетельствует о близких значениях пьезопроводностей в интервалах рассматриваемых скважин (рис. 3b). Также с помощью ИКГ были определены интервальные гидропроводности в изучаемом районе. Различия гидропроводностей, полученные по ИКГ и РИГИС, являются следствием различия эффективных (перфорированных) и связанных толщин (табл. 2), которые могут быть вызваны неполнотой охвата пласта по вертикали либо подключением к основному пласту дополнительных пропластков.

В пределах связанных толщин были оценены насыщенности в интервалах скважин. Исходя из полученных значений насыщенности, можно судить о возможном наличии локализованных запасов УВ в исследуемом районе (в особенности в интервале Y1–X3 и Y1–X4, где значения водонасыщенности (Sw) равны соответственно 0,5 и 0,51) (рис. 4a), в связи с этим была рассмотрена возможность проведения ГТМ (зарезка бокового ствола) в скважинах X3 и X4. Были рассчитаны прогнозные дебиты жидкости и нефти от проведения ЗБС (рис. 4b).

ИКГ позволило определить количественное влияние возмущающей скважины Y1 на ее окружение. Информация о количественном влиянии возмущающей скважины Y1 на скважины окружения позволяет подобрать оптимальный режим работы скважины Y1 для «довыработки» остаточных запасов УВ. Так, например, условия работы скважины Y1 на текущем режиме позволяют повысить давление в скважине X1 на 9,8 атм в месяц (рис. 5a). Прирост жидкости в скважине X1 при этом составил 2,9 м³/сут.

Табл. 2. Сравнение эффективных толщин по ИКГ и РИГИС
Tab. 2. Comparison of net thicknesses according to PCT and OH logs

Интервал	Толщина пласта по ИКГ $h_{ИКГ}$, м	Толщина пласта по РИГИС $h_{РИГИС}$, м	Вертикальный охват E_v, ед.	Комментарии
Y1 → X2	1,9	5,6	0,34	Низкий коэффициент охвата
Y1 → X1	0,96	2,3	0,42	Низкий коэффициент охвата
Y1 → X4	2,7	2,6	1,1	Высокий коэффициент охвата
Y1 → X5	1,7	1,8	0,94	Высокий коэффициент охвата
Y1 → X3	4,4	2,2	2	Высокий коэффициент охвата



Pe — пластовое давление, атм
reservoir pressure, atm

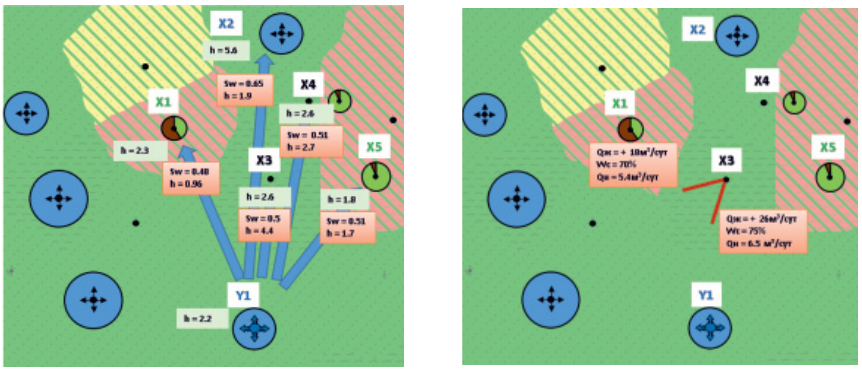
— возмущающая скважина
generator wel

ИКГ — σ — гидропроводность, мД·м/сП³
transmissibility, md·m/cp³

РИГИС — X — пьезопроводимость, м²/сек
diffusivity, m²/sec

— возмущающая скважина
generator wel

Рис. 3. Пластовые давления — a. Оценка гидро- и пьезопроводности связанной части пласта в межскважинном пространстве — b
Fig. 3. Formation pressures – a. Estimation of cross-well reservoir transmissibility and diffusivity of the connected part of the formation – b



ИКГ — Sw — водонасыщенность
water saturation

РИГИС — h — эффективная работающая толщина по ИКГ, м
PCT revealed net reservoir thicknesses, m

— возмущающая скважина
generator well

ИКГ — h — толщина по РИГИС, м
open hole log thicknesses, m
Qж — прогнозный дебит жидкости, м³/сут
liquid rate forecast, cmd
Qн — прогнозный дебит нефти, м³/сут
oil rate forecast, cmd
Wc — прогнозная обводненность, %
watercut forecast, %

— направления зарезки БС
sidetrack direction

— возмущающая скважина
generator wel

Рис. 4. Оценка связанной толщины коллектора и насыщенности в зоне исследования — a, прогнозные показатели скважины X3 после проведения ЗБС — b
Fig. 4. Estimation of the associated reservoir thickness and saturation in the study area – a, Forecast indicators of the X3 well after sidetracking – b

Помимо интервальных исследований ИКГ дает представление о непроизводительной закачке. Так, после анализа скважины Y1 было выявлено расхождение скин-фактора и гидропроводности на циклах запуска и остановок скважины (рис. 5b), что говорит о непроизводительной закачке при текущих режимах работы скважины (рис. 6). Данный факт был подтвержден проведенным позднее промыслово-геофизическим исследованием (ПГИ), в результате которого была обнаружена негерметичность эксплуатационной колонны.

Итоги

В ходе проведения ИКГ были решены следующие задачи:

- оценены остаточные запасы УВ в исследуемом районе;
- рассчитаны прогнозные показатели жидкости, нефти после проведения ЗБС;
- оценено влияние возмущающей скважины Y1 на скважины окружения.

Выводы

В результате работы достигнуты поставленные цели:

- определена эффективность работы возмущающей нагнетательной скважины Y1;
- выполнена оценка эффективности проведения зарезки бокового ствола в скважине X3.

В заключении важно отметить, что ИКГ является методом, который позволяет решать сразу несколько важных задач (таких как оценка пластового давления, определение насыщения в интервалах скважин, определение влияния скважин и т.д.) одновременно. Неоспоримым преимуществом этого метода над стандартным гидропрослушиванием является то, что во время проведения ИКГ необязательно останавливать добывающие скважины, участвующие в исследовании. Все перечисленные преимущества свидетельствуют о том, что ИКГ является уникальным инструментом, позволяющим вести контроль над разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Литература

1. Ганиев Б., Лутфуллин А., Каримов И., Мухлиев И., Гуляев Д., Фарахова Р., Зинуров Л., Мингараев Р., Асланян А. Рекомендации по оптимизации системы ППД на основе комплекса скважинных исследований и импульсно-кодового гидропрослушивания. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 2020. 26-29 октября. SPE-201918-MS.
2. Асланян А., Ганиев Б., Лутфуллин А., Сагидуллин Л., Каримов И., Мухлиев И.,

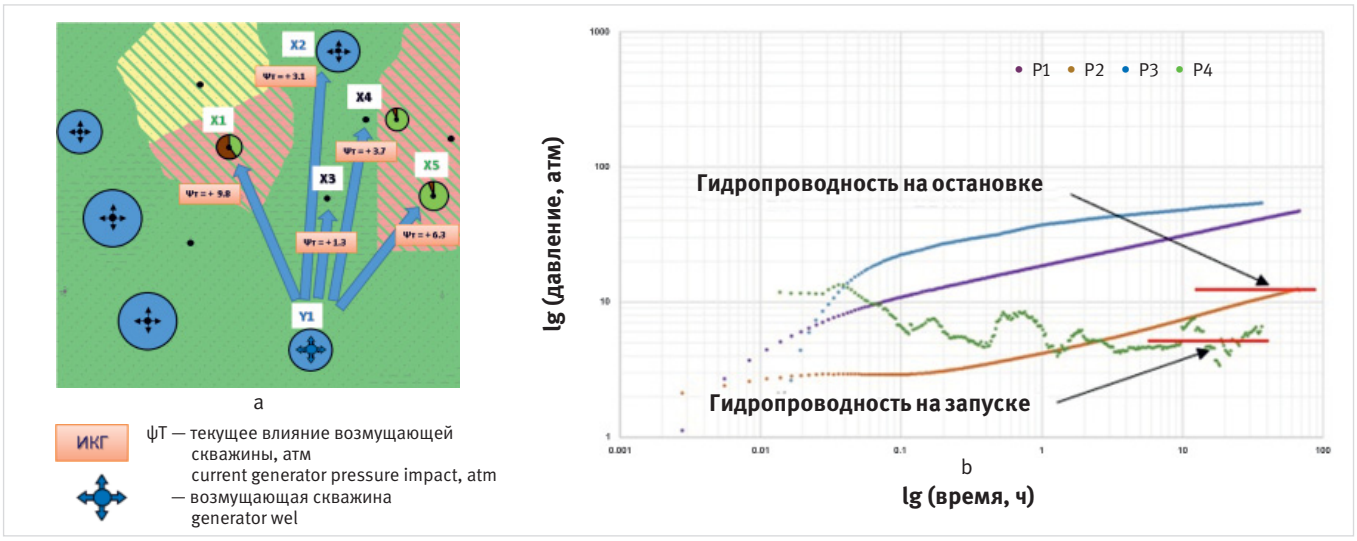


Рис. 5. Оценка влияния закачки возмущающей скважины на ее окружение за 1 месяц — a, логарифмический график остановки и запуска возмущающей скважины Y1 — b

Fig. 5. Assessment of the generator pressure impact on receivers for 1 month of injection – a, Logarithmic graph pressure for injection and fall-off at generator Y1 – b

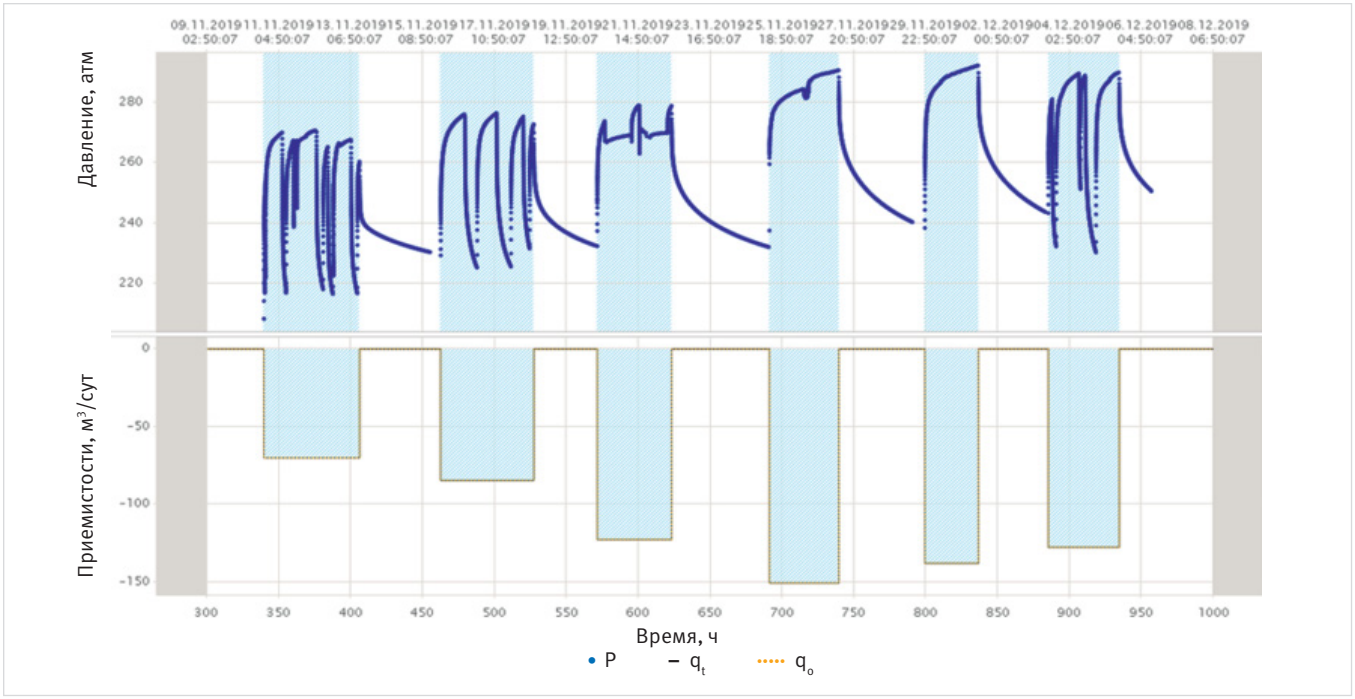


Рис. 6. Режим работы возмущающей скважины Y1

Fig. 6. Generator well Y1 rates and pressures

Фарахова Р., Гайнутдинова Л., Зинуров Л. Локализация остаточных запасов месторождения Р с помощью импульсного кодового гидропрослушивания. Азиатско-Тихоокеанская нефтегазовая конференция и выставка SPE / IATMI. Бали, Индонезия. 2019. 29–31 октября. SPE-196338-MS. (In Eng).
3. Ким В., Асланян А., Гуляев Д., Фарахова Р. Анализ эффективности заводнения с использованием импульсно-кодового гидропрослушивания в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. SPE Europec. Онлайн. 2020. 1–3 декабря. SPE-200542-MS. (In Eng).
4. Асланян А., Коваленко И., Ильясов И., Гуляев Д., Буянов А., Мусалеев Х. Исследование системы поддержания пластового давления на месторождении с высоковязкой нефтью с помощью мультискважинного ретроспективного теста и межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. SPE International Международная конференция и выставка тяжелой нефти SPE. Кувейт. 2018. 10–12 декабря. SPE-193712-MS. (In Eng).
5. Таипова В., Рафиков Р., Асланян А., Асланян И., Минахметова Р., Трусов А., Кричевский В., Фарахова Р. Оценка потенциала запасов УВ с помощью межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2017. 16–18 октября. SPE-187927-MS.
6. Мякешев Н., Асланян А., Фарахова Р., Гайнутдинова Л. Мониторинг эффективности заводнения карбонатных коллекторов с помощью межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. Симпозиум SPE: расширение производства и оптимизация затрат. Куала-Лумпур, Малайзия. 2017. 7–8 ноября. SPE-189258-MS. (In Eng).
7. Асланян А., Асланян И., Фарахова Р. Применение импульсного кодового гидропрослушивания для калибровки 3D-модели. Ежегодная техническая конференция и выставка SPE. Дубай, ОАЭ. 2016. 26–28 сентября. SPE-181555-MS.
8. Pulse Code Testing. URL: https://www.sofoil.ru/services/pct/ (дата обращения: 09.02.2021).

ENGLISH

Results

During the PCT, following tasks were solved:

- estimated residual hydrocarbon reserves in the study area;
- liquid and oil rates for sidetracking are forecasted;
- the pressure impact of the generator Y1 on the surrounding wells is estimated.

Conclusions

As a result of the work, the set goals were achieved: the efficiency of Y1 injector was quantified; the efficiency of well X3 sidetracking evaluated.

In conclusion, it is important to note that the PCT is a method that allows you to solve several important tasks at once, such as (assessment of reservoir pressure, evaluation of saturation between wells, pressure interference evaluation, etc.) at the same time. The undeniable advantage of this method over standard interference testing is that it is not necessary to stop the production wells involved in the study during the PCT. Present results indicate that the PCT is a valuable tool for oil and gas fields development surveillance and production enhancement.

References

1. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Muhliev I., Gulyaev D., Farakhova R., Zinurov L., Mingaraev R., Aslanyan A. Pressure maintains system optimization recommendations by integrated analysis of well-tests, logs and pulse-code interference tests. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, 2020, October 26–29, SPE-201918-MS. (In Russ).
2. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A., Sagidullin L., Karimov I., Mukhliev I., Farakhova R., Gaynutdinova L., Zinurov L. Localization of the remaining reserves of r oilfield with pulse code pressure testing. SPE/IATMI Asia pacific Oil & Gas conference and exhibition, Bali, Indonesia, 2019, October 29–31, SPE-196338-MS. (In Eng).
3. Kim V., Aslanyan A., Gulyaev D., Farakhova R. Waterflood analysis with pulse-code pressure interference testing in Eastern Siberia carbonate reservoirs. SPE Europec, Virtual, 2020, December 1-3, SPE-200542-MS. (In Eng).
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I., Gulyaev D., Anton Buyanov A., Musaleev Kh. Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. SPE International heavy oil conference and exhibition, Kuwait, 2018, December 10–12, SPE-193712-MS. (In Eng).
5. Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichevsky V., Farakhova R. Verifying reserves opportunities with multi-well pressure pulse-code testing. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, Russia, 2017, October 16–18, SPE-187927-MS. (In Russ).
6. Myakeshev N., Aslanyan A., Farakhova R., Gainutdinova L. Carbonate reservoir waterflood efficiency monitoring with cross-well pulse-code pressure testing. SPE Symposium: Production enhancement and cost optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017, November 7–8, SPE-189258-MS. (In Eng).
7. Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R. Application of multi-well pressure pulse-code testing for 3D-model calibration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 2016, September 26–28, SPE-181555-MS. (In Eng).
8. Pulse Code Testing. URL: https://www.sofoil.ru/services/pct (Accessed: 09.02.2021) (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волков Юрий Васильевич, к.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ; старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Мингараев Рамиль Анварович, аспирант кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия
Для контактов: rammingaraev@yandex.ru

Фаткулин Мухаммедрахим Ранилевич, аспирант кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Зинуров Линар Айратович, специалист по гидродинамическим исследованиям скважин ООО «Софойл», Казань, Россия

Volkov Yuriy Vasilevich, ph.d geology and mineralogy sciences, associate professor of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU; senior researcher IPEM TAS, Kazan, Russia

Mingaraev Ramil Anvarovich, post-graduate student of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU, Kazan, Russia
Corresponding author: rammingaraev@yandex.ru

Fatkulin Mukhammedrahim Ranilevich, post-graduate student of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU, Kazan, Russia

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, IPEM TAS, Kazan, Russia

Andreeva Evgeniya Evgenevna, senior researcher, IPEM TAS, Kazan, Russia

Zinurov Linar Ayratovich, specialist in hydrodynamic studies of wells, “Sofoil” CCL, Kazan, Russia

«Газпром недра»: профессионализм, проверенный временем

ООО «Газпром недра» является 100-процентным дочерним обществом ПАО «Газпром», специализированным многопрофильным предприятием, которое входит в число крупнейших российских сервисных компаний нефтегазовой отрасли.

В 2019 году производственный потенциал компании был расширен за счет интеграции активов ООО «Газпром георесурс» и ООО «Газпром геологоразведка».

Сегодня ООО «Газпром недра» централизованно выполняет полный цикл геологоразведочных работ на территории Российской Федерации и предоставляет заказчикам широкий спектр уникальных геофизических и геолого-технических услуг. Компания успешно участвует в реализации всех основных перспективных проектов ПАО «Газпром», определяющих будущее нефтегазовой отрасли страны, в частности, таких как мегапроект «Ямал» и Восточная газовая программа.

ООО «Газпром недра» обладает целым рядом конкурентных преимуществ — это многолетний опыт работы в нефтегазовой отрасли, возможность выполнения полного спектра геофизических исследований и полного цикла геологоразведочных работ, разветвленная сеть производственных филиалов, территориальная представленность во всех основных нефтегазодобывающих регионах страны, наличие собственной приборостроительной базы и высокая квалификация специалистов. При этом структура компании является гибкой, мобильной, способной диверсифицировать свою деятельность и решать любые сложные и масштабные задачи, направленные на устойчивое восполнение и управление минерально-сырьевой базой ПАО «Газпром».

На сегодняшний день в активе ООО «Газпром недра» 7 территориальных управлений, 14 производственных и научно-производственных филиалов, расположенных в основных газодобывающих регионах России, собственный сертифицированный метрологический центр. В компании внедрена система менеджмента качества на базе стандарта ГОСТ ISO 9001, система менеджмента охраны здоровья и безопасности труда в соответствии с ISO 45001 и система экологического менеджмента, соответствующая требованиям международного стандарта ISO 14001:2015 (ГОСТ Р ИСО 14001).

Перспективы развития ООО «Газпром недра» связаны с обеспечением устойчивого воспроизводства, управления и развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром», повышением эффективности разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа путем внедрения инновационных технологий на всех стадиях жизненного цикла объектов газодобычи и ПХГ.

Эти задачи ООО «Газпром недра» планирует решать за счет технического перевооружения, развития технологической базы, использования в производственных процессах инновационных методов и передового опыта, внедрения системы управления проектами геологоразведочных работ, совершенствования организационной структуры компании и повышения вовлеченности персонала в формирование «направлений роста».

В 2021 году на базе ООО «Газпром недра» образован Центр строительства скважин для обеспечения круглосуточного геологического и инженерно-технологического сопровождения строительства эксплуатационных скважин на месторождениях ПАО «Газпром» с использованием самых передовых цифровых решений.

ООО «Газпром недра» уделяет большое внимание не только созданию и развитию собственных технологий, компетенций, производственных мощностей, но и целенаправленной деятельности по организации взаимовыгодного партнерства и реализации совместных проектов с ведущими российскими и зарубежными нефтегазовыми и сервисными компаниями, разработчиками оборудования. Компанией уже подписан ряд соглашений о сотрудничестве, предусматривающих реализацию инновационных и технологических проектов, создание центров обучения, повышения компетенций специалистов, инновационных центров.

117418, Москва,
ул. Новочеремушкинская, д. 65
Тел: +7 (495) 719-57-75
Факс: +7 (495) 719-57-65

office@nedra.gazprom.ru
www.nedra.gazprom.ru

КОРДА
ГРУППА КОМПАНИЙ

БЫСТРОСЪЁМНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИБОРОВ

По индивидуальным размерам
Для всех отраслей

- Теплотехнический и акустический расчет
- 3D сканирование оборудования
- Проектирование, 3D моделирование
- Монтаж, сервисное обслуживание

198095, г. Санкт-Петербург,
ул. Розенштейна, д. 21, офис 508
8 (812) 449-60-40, 8 (800) 500-05-19

zayavka@korda.spb.ru
www.isomax.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-42-44 УДК 622.276 I Научная статья

Выявление направления естественной трещиноватости и кавернозности с целью оптимизации параметров разработки месторождения

Пономарев М.Д. [1, 2], **Борхович С.Ю.** [1], **Мавлиев А.Р.** [2], **Полозов М.Б.** [1], **Трубицына Н.Г.** [1]
[1] Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия, [2] ЗАО «ИННЦ», Ижевск, Россия
michael999@inbox.ru

Аннотация
В статье проведено изучение направления распространения естественной трещиноватости и преимущественное направление распространения кавернозности карбонатного коллектора подоло-каширо-верейского объекта Ельниковского нефтяного месторождения. Исследования базируются на анализе информации по отобранному керну, трассерных исследований, метода FMI и взаимовлияния добывающих/нагнетательных скважин. При исследовании определены основные направления трещин и каверн. Данные параметры необходимо учитывать при планировании сетки скважин, в частности корректировании расположения добывающих/нагнетательных с целью предотвращения опережающего обводнения, а также при подборе кандидатов на геолого-техническое мероприятие для увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи.

Материалы и методы
На основе анализа практического материала по оптимизации условий разрабатываемых месторождений на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова
естественная трещиноватость, естественная кавернозность, разработка, нефтяное месторождение, карбонатный коллектор, геолого-техническое мероприятие (ГТМ), взаимовлияние скважин

Для цитирования
Пономарев М.Д., Борхович С.Ю., Мавлиев А.Р., Полозов М.Б., Трубицына Н.Г. Выявление направления естественной трещиноватости и кавернозности с целью оптимизации параметров разработки месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 42–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-42-44

Поступила в редакцию: 07.06.2021

UDC 622.276 I Original paper

Revealing the direction of natural fracturing and cavernousness in order to optimize the field development parameters

Ponomarev M.D. [1, 2], **Borkhovich S.Yu.** [1], **Mavliev A.R.** [2], **Polozov M.B.** [1], **Trubitsyna N.G.** [1]
[1] Gutsyriev oil and gas institute, Udmurt State University, Izhevsk, Russia, [2]"INNC" CJSC, Izhevsk, Russia
michael999@inbox.ru

Abstract
This article evaluates the study of the direction of spread of natural fracturing and predominant direction of propagation of cavernousness of the carbonate reservoir of the Podol-Kashiro-Vereiskian object of the Elnikovskoye oil field. The studies are based on the analysis of information on the sampled core, tracer studies, the FMI method and the mutual influence of production/injection wells. The study identified the main directions of natural fractures and vugginess. These parameters must be taken for well coverage, in particular, adjusting the location of production/injection wells in order to prevent anticipatory water invasion, as well as when selecting candidates for geological and technical measures to increase the final oil recovery factor.

Materials and methods
Based on the analysis of practical material on optimizing the conditions of the fields being developed in the territory of the Udmurt Republic.

Keywords
natural fractures, natural vugginess, development, oil field, carbonate reservoir rock, geological and technical actions, interference of wells

For citation
Ponomarev M.D., Borkhovich S.Yu., Mavliev A.R., Polozov M.B., Trubitsyna N.G. Revealing the direction of natural fracturing and cavernousness in order to optimize the field development parameters. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 42–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-42-44

Received: 07.06.2021

Разработка месторождения с учетом потенциальных геологических и технологических возможностей — важнейший фактор, влияющий на эффективную добычу запасов углеводородного сырья, темпы выработки и на конечный коэффициент нефтеотдачи. В период формирования залежи горные породы претерпевают неоднократные преобразования под воздействием меняющихся термобарических условий и влиянием химических и тектонических процессов [1]. В результате происходит изменение неоднородной структуры матрицы коллектора, в частности проявление трещин и каверн [2, 3].

Направление естественной трещиноватости и кавернозности необходимо учитывать при планировании сетки скважин. Корректирование расположения добывающих/нагнетательных скважин позволяет предотвратить опережающее обводнение. Помимо этого, учитывая направление трещин и каверн,

можно значительно снизить риски при подборе скважин на геолого-технические мероприятия (ГТМ). Рост эффективности проведения ГТМ, в частности гидроразрыв пласта (ГРП) и большеобъемная обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), позволяет увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи.

В рамках данной работы изучены направления распространения естественных трещиноватости и кавернозности карбонатных коллекторов подоло-каширо-верейского (ПКВ) объекта Ельниковского нефтяного месторождения. Наличие трещин, каверн и их направления подтверждено исследованиями отобранного керна. При изучении авторами результатов исследований керна, отобранного в 69 скважинах, установлено, что данные пласты имеют более сложное строение, содержат трещины и каверны (рис. 1). Изученный объект разработки содержит трещины и каверны как по подольским, так и по каширским и верейским отложениям. Однако распространены они неравномерно. Поставлена задача изучения преимущественного направления распространения трещин и каверн [4].

С целью решения задачи проведен анализ результатов исследования скважины 1 методом FMI (FullBore Formation MicroImager). Установлено наличие умеренного развития техногенных трещин и неявных вывалов. Определено, что вектор максимального горизонтального напряжения направлен на юго-восток (130°), а также развита естественная трещиноватость: трещины в своем большинстве слабоконтрастные, без явной видимой раскрытости.

Помимо керна и результатов FMI изучены результаты 8 трассерных исследований Апалихинского поднятия Ельниковского месторождения, проведенных компанией ОАО «Удмуртнефть». Выявлено, что основными направлениями фильтрационных потоков являются: северо-запад/юго-восток (СЗ/ЮВ) и юго-запад/северо-восток (ЮЗ/СВ). Также отмечено, что фильтрационные потоки от нагнетательной скважины не всегда направлены к добывающим скважинам, расположенным в зонах с пониженным пластовым давлением, при условии их расположения западнее или восточнее скважины поддержания пластового давления (ППД). Данное исследование косвенно подтверждает теорию о направленности трещин и каверн в пласте. Основные направления фильтрации по трассерным исследованиям совпадают с результатами FMI-исследования.

С целью уточнения направлений фильтрационных потоков от нагнетательных скважин к добывающим и расширения зоны охвата произведена оценка взаимодействия скважин. При переводе добывающей скважины в категорию нагнетающих или при изменении приемистости нагнетательных скважин ППД определялась мгновенная/сильная реакция окружающих ее добывающих скважин. В результате построена карта с основными направлениями фильтрационных потоков (рис. 2).

Отмечается, что превалирует направление СЗ/ЮВ (300–330°/120–130°), второстепенным является ЮЗ/СВ (210–240°/30–60°). Исследование фильтрационных потоков подтверждает выявленные направления распространения трещин по кернам, FMI, трассерам. Учитывая факт, что трещины образованы по направлению СЗ/ЮВ, вероятнее всего, фильтрация ЮЗ/СВ идет по кавернам (рис. 3).

В качестве доказательства направлений распространения трещин и каверн рассмотрим результаты проведенного ГРП на скважине 2. В ходе анализа данных по керну и оценке влияния окружающих ППД установлено, что каверны обнаружены на П2, П3, К1, К2; трещины по керну отсутствуют.

Наблюдается влияние нагнетательной скважины 3 (направление ЮЗ/СВ) на добывающую скважину 2, в то время как влияние

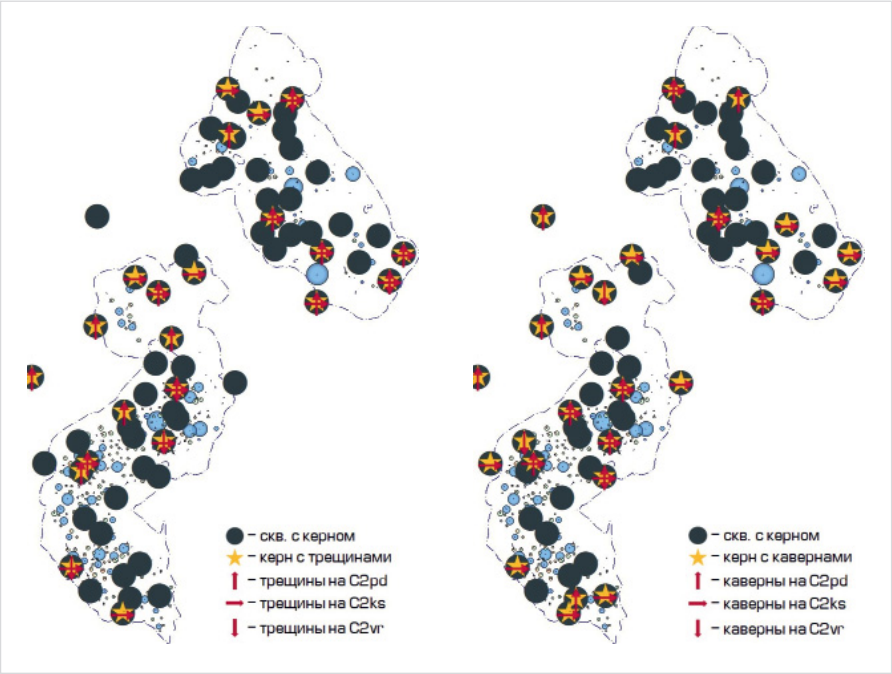


Рис. 1. Трещины и каверны ПКВ-объекта Ельниковского месторождения по исследованиям керна
Fig. 1. Cracks and caverns in the PKV object of the Elnikovskoye field according to core studies

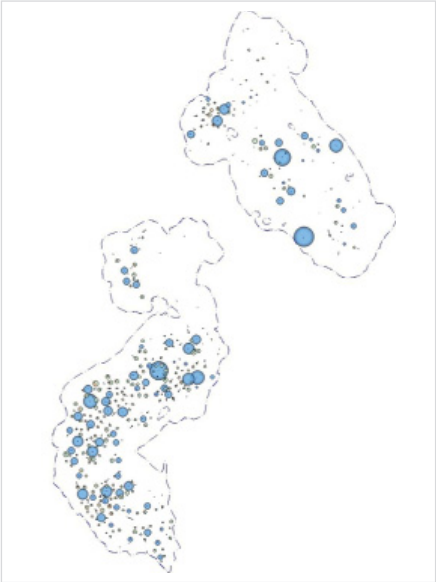


Рис. 2. Основные направления фильтрационных потоков
Fig. 2. The main directions of filtration flows

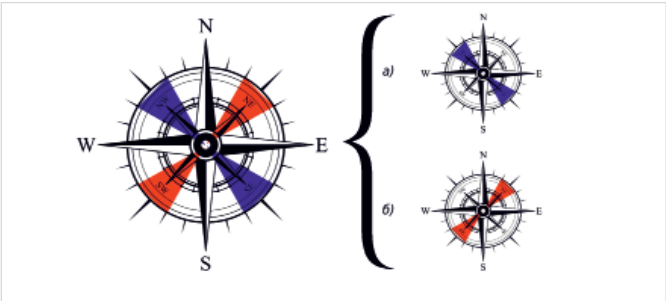


Рис. 3. Основные направления фильтрации:
а — фильтрация по трещинам, б — фильтрация по кавернам
Fig. 3. The main directions of filtration:
a – filtration along fractures, б – filtration through caverns

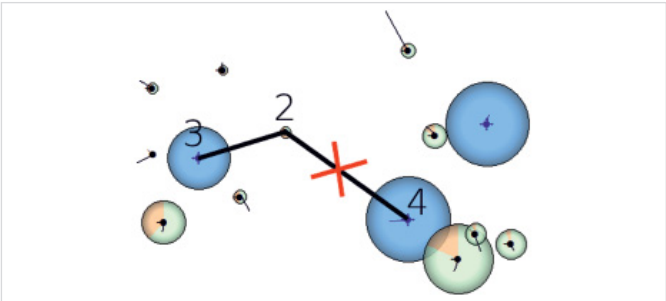


Рис. 4. Округа скважины 2
Fig. 4. Well 2 districts

нагнетательной скважины 4 отсутствует (направление СЗ/ЮВ) (рис. 4).

Гидроразрыв пласта, проведенный в скважине 2, оказался неуспешным. Причиной неуспешности стало ее обводнение. При проведении ГРП были стимулированы пласты П3, П4. С учетом наличия каверн по П3 и установленного влияния нагнетательной скважины 3, расположенной в направлении предполагаемого распространения каверн, можно сделать вывод о прорыве воды от нагнетательной скважины 3 по пласту П3.

Итоги

При исследовании подоло-каширо-верейского объекта разработки Ельниковского месторождения авторами выявлены направления распространения трещин (300–330°/120–130°) и каверн (210–240°/30–60°). Полученные результаты базируются на информации по отобранному керну, исследованиях (FMI и трассерных), детальном изучении интерференции скважин. Доказана ценность полученных результатов на примере проведенного неуспешного ГРП.

Выводы

- Выявлено направление распространения трещин СЗ/ЮВ (300–330°/120–130°), каверн ЮЗ/СВ (210–240°/30–60°).
- Распространение трещин и каверн в корне коллекторов выявлено не повсеместно, их влияние на разработку не до конца изучено.
- Рекомендуется дополнительное проведение FMI на других скважинах с целью увеличения площади месторождения, охваченной исследованиями. Результаты позволят оценить более полную картину распространения трещин. С целью повышения достоверности определения направленности каверн рекомендуется проведение ориентированного отбора керна.
- Без исследований нельзя с точностью утверждать о направленности распространения трещин/каверн. Однако необходимо учитывать риски преждевременного обводнения добывающих скважин от нагнетательных при подборе скважин для проведения ГТМ, принимая во внимание выявленные свойства коллектора.

Литература

1. Плотников В.В., Терентьев Б.В. Влияние трещиноватости на петрофизические свойства пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 9. С. 10–13.
2. Митрофанов В.П., Злобин А.А., Бейзман В.Б. О кавернозности карбонатных продуктивных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2000. № 10. С. 37–43.
3. Митрофанов В.П. Особенность анализа кавернозности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 8. С. 33–37.
4. Князев А.Р., Некрасов А.Н. Технология оценки пористости, кавернозности и открытой трещиноватости сложнопостроенных карбонатных пород // Геофизика. 2011. № 5. С. 81–88.

ENGLISH

Results

In the study of the Podol-Kashiro-Vereisky development site of the Elnikovskoye field, the authors identified the directions of propagation of cracks (300–330°/120–130°) and caverns (210–240°/30–60°). The results obtained are based on information on the sampled core, studies (FMI and tracer), a detailed study of the interference of wells. The value of the results obtained has been proven by the example of an unsuccessful hydraulic fracturing.

Conclusions

- Presumptive direction of propagation of cracks NW/SE (300–330°/120–130°), caverns SW/NE (210–240°/30–60°).
- The propagation of cracks and cavities is not ubiquitous, and their impact on development is not fully understood.
- It is recommended to increase the coverage of FMI surveys over the area of the deposit, which will give a more complete picture of fracture propagation. In order to increase the reliability of the direction of the caverns, it is recommended to conduct an oriented core sampling.
- Without studies, it is impossible to say 100 % about the direction of fractures/cavities, however, it is necessary to take into account the risks, taking into account the identified properties of the reservoir.

References

1. Plotnikov V.V., Terentyev B.V. Influence of fracturing on petrophysical properties of reservoir rocks. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2007, issue 9, P. 10–13. (In Russ).
2. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A., Beisman V.B. About cavernousness of productive deposits. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2000, issue 10, P. 37–43. (In Russ).
3. Mitrofanov V.P. A feature of the analysis of cavernosity. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2002, issue 8, P. 33–37. (In Russ).
4. Knyazev A.R., Nekrasov A.N. Technology for assessing porosity, cavernosity and open fracturing of complex carbonate rocks. Geophysics 2011, issue 5, P. 81–88. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Полозов Михаил Брониславович, к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия
Для контактов: michael999@inbox.ru

Пономарев Максим Дмитриевич, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, инженер ЗАО «ИННЦ», Ижевск, Россия

Трубицына Наталья Геннадьевна, к.ф-м.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Борхович Сергей Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Мавлиев Альберт Разифович, к.т.н., главный специалист отдела мониторинга разработки месторождений ЗАО «ИННЦ», Ижевск, Россия

Polozov Mikhail Bronislavovich, ph. d., associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
Corresponding author: michael999@inbox.ru

Ponomarev Maxim Dmitrievich, 2nd year master's student, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, engineer of "INNC" CJSC, Izhevsk, Russia

Trubicyna Natalia Gennadevna, ph. d physico-mathematical sciences, associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

Borkhovich Sergey Yurievich, ph. d., associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

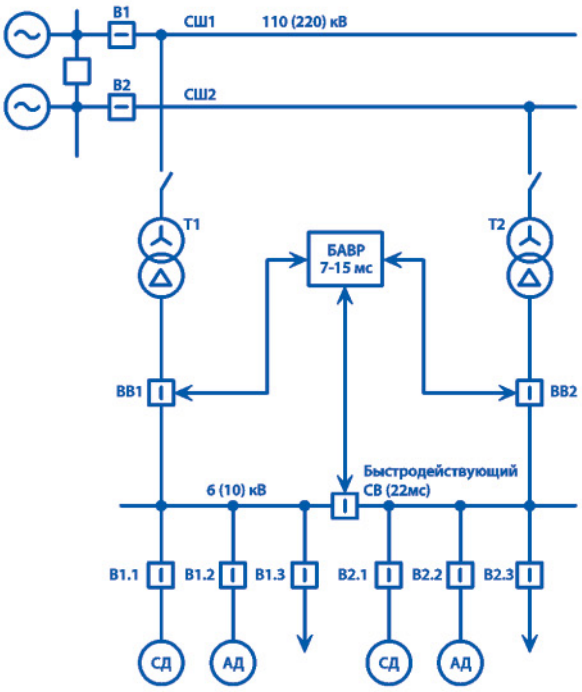
Mavliev Albert Razifovich, ph. d, chief Specialist of the Field Development Monitoring Department, "INNC" CJSC, Izhevsk

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.

Полное время переключения на резервный источник меньше 40 мс!



- 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

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

www.mtrele.ru

Реклама

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-46-51 УДК 622.276.652 I Научная статья

Изучение влияния биметаллического катализатора на основе железа и кобальта на процесс акватермолиза при паротепловом воздействии на залежь сверхвязкой нефти

Байгильдин Э.Р., Ситнов С.А., Вахин А.В., Нургалиев Д.К.
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
sers11@mail.ru

Аннотация
В данной работе был проведен анализ влияния биметаллических катализаторов, образованных in situ из смеси нефтерастворимых прекурсоров железа и кобальта, в процессе акватермолиза сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения. По результатам определения группового состава (SARA-анализ) и вязкостно-температурных характеристик показано улучшение компонентного состава и увеличение подвижности нефти под действием совместного воздействия пара и биметаллического катализатора. Установлено, что катализатор интенсифицирует деструктивные процессы смолистых соединений, обеспечивая тем самым обогащение насыщенной и ароматической фракции высокомолекулярными н-алканами и полициклическими углеводородами соответственно. Выявлено, что предложенный катализатор оптимального состава, представляющий собой смесь индивидуальных и смешанных оксидов и сульфидов железа и кобальта (феррошпинелей), может быть применен на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти в условиях близких к пластовым (200 °С, 10 бар) в качестве реагента, обеспечивающего повышение степени нефтеизвлечения.

Материалы и методы
Сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан, SARA-анализ, вискозиметрия, газовая хроматография-масс-спектрометрия (ГХ-МС), активная форма катализатора, рентгенофазовый анализ.

Ключевые слова
сверхвязкая нефть, паротепловая обработка, биметаллический катализатор, нефтерастворимые прекурсоры, активная форма катализатора, внутрипластовое облагораживание, увеличение нефтеизвлечения

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета.

Для цитирования
Байгильдин Э.Р., Ситнов С.А., Вахин А.В., Нургалиев Д.К. Изучение влияния биметаллического катализатора на основе железа и кобальта на процесс акватермолиза при паротепловом воздействии на залежь сверхвязкой нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 46–51. DOI 10.24412/2076-6785-2021-5-46-51

Поступила в редакцию: 19.10.2020

UDC 622.276.652 I Original Paper

Study of the effect of a bimetallic catalyst based on iron and cobalt on the aquathermolysis process under thermal steam treatment of high-viscosity oil

Baygildin E.R., Sitnov S.A., Vakhin A.V., Nurgaliev D.K.
Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia
sers11@mail.ru

Abstract
In this work, we studied the effect of bimetallic catalysts formed in situ from mixtures of oil-soluble iron and cobalt precursors in the process of aquathermolysis of heavy oil from the Ashalchinsky field. Based on the results of determining the group composition (SARA analysis) and viscosity-temperature characteristics, an improvement in the composition and an increase in the mobility of oil under the action of steam and a bimetallic catalyst is shown. It was found that the catalyst intensifies the destructive processes of resinous compounds, provokes the enrichment of the destruction products of the latter in the saturated and aromatic fractions with high molecular weight n-alkanes and polycyclic hydrocarbons, respectively. It was revealed that the proposed catalyst of the optimal composition is a mixture of individual and mixed oxides and sulfides of iron and cobalt (ferrospinels). Catalyst can be used at the Ashalchinsky field of heavy oil in conditions close to reservoir conditions (200 °C, 10 bar), as a reagent providing an increase in the degree of oil recovery.

Materials and methods
Heavy oil of the Ashalchinsky field of the Republic of Tatarstan, SARA-analysis, viscometry, gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS), catalyst active form, XRD.

Keywords
heavy oil, steam treatment, bimetallic catalyst, oil-soluble precursors, catalyst active form, in-situ upgrading, EOR

For citation
Baygildin E.R., Sitnov S.A., Vakhin A.V., Nurgaliev D.K. Study of the effect of a bimetallic catalyst based on iron and cobalt on the aquathermolysis process under thermal steam treatment of high-viscosity oil. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 46–51. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-46-51

Received: 19.10.2020

Введение

Мировые запасы традиционной нефти не могут удовлетворить растущую потребность в углеводородных ресурсах в связи с быстрым развитием экономики [1, 2]. По последним данным, общие мировые запасы нефти состоят из 30 % традиционной и 70 % нетрадиционной нефти. Более высокая вязкость неконвенциональных углеводородов, особенно сверхвязких нефтей, приводит к значительным производственным затратам [3]. Высокая вязкость таких нефтей обусловлена наличием «крупных» молекул, включающих высококонденсированные бензольные кольца, соединенных между собой гетероатомными «мостиками», содержащими кислород, азот и серу. Одним из методов, который широко используется для решения этой проблемы, является разрушение молекул тяжелых нефтей с помощью тепла [4], например, с применением водяного пара, а процесс, характеризующий протекание реакции между молекулами воды и сверхвязкой нефтью при его нагнетании, приводящий к разрыву связей гетероатомов и, как следствие, к снижению вязкости нефти и улучшению ее качества, в литературе известен как «акватермолиз» [5]. Для протекания реакций разрыва связей в молекулах гетероатомных соединений необходима энергия большая, чем энергия соответствующей связи. Вместе с тем, чем сильнее энергия связи, тем более высокая температура необходима для их разрыва. Требуемые высокие температуры делают термообработку финансово затратной. Поэтому для повышения эффективности реакции акватермолиза за счет увеличения скорости реакции и снижения температуры процесса могут быть применены катализаторы на основе соединений металлов переменной валентности, например, кобальта, железа, никеля, кальция, магния и др. [6–10].

Результаты и обсуждение

Объектами исследования служила сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения, добытая с использованием технологии SAGD, а также продукты ее каталитического облагораживания.

Критериями оценки эффективности акватермолиза в присутствии катализаторов различного состава служили результаты измерения вязкостно-температурных характеристик с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, а также определение группового состава исходной нефти и продуктов опытов жидкостно-адсорбционной хроматографии на оксиде алюминия по методу SARA. По результатам ГХ-МС (газовой хроматографии-масс-спектрометрии) производился анализ изменений в составе насыщенной фракции углеводородов под воздействием пара в присутствии катализатора.

На первом этапе выбирали оптимальное соотношение между прекурсорами, содержащими индивидуальные металлы, отвечающеее наибольшей эффективности в аспекте снижения вязкости и улучшения группового химического состава выбранной для исследования сверхвязкой нефти. Эксперимент предполагал паротепловую обработку нефти в реакторе высокого давления при температуре 200 °С в течение 24 ч. В качестве сравнения был проведен контрольный опыт без применения катализатора.

На рисунке 1 представлена зависимость динамической вязкости нефти после некаталитического акватермолиза и в присутствии катализаторов при различном соотношении металлов: железа и кобальта.

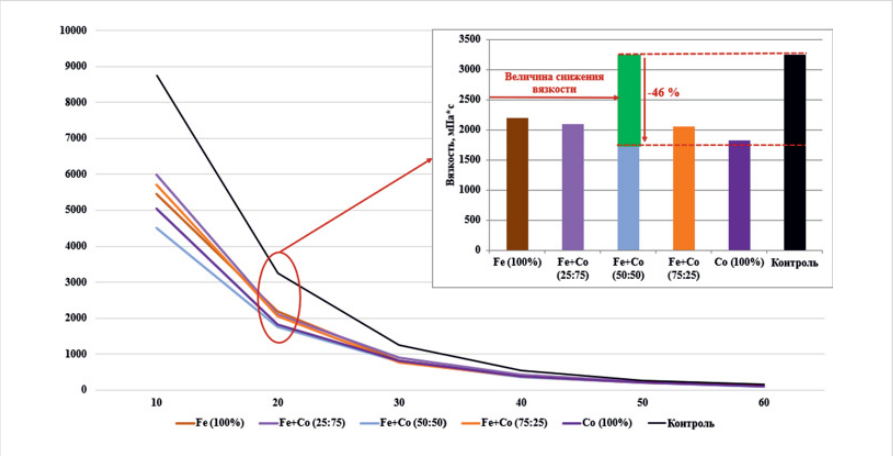


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефти после некаталитического акватермолиза и в присутствии катализаторов при различном соотношении металлов: железа и кобальта
Fig. 1. Dependence of the dynamic viscosity of oil after non-catalytic aquathermolysis and in the presence of catalysts at different ratios of metals – iron and cobalt

Как видно из графика, все используемые композиции обладают каталитическими свойствами, однако наибольшей эффективностью в снижении вязкости характеризуются опыты по каталитическому преобразованию нефти в присутствии кобальта, а также смеси кобальта и железа при массовом соотношении данных металлов 50 : 50. Степень снижения вязкости относительно контрольного опыта (без катализатора) достигает в данных условиях 46 %. Результаты вязкостно-температурных характеристик могут быть охарактеризованы на основе данных по определению группового химического состава (SARA-анализ) продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза (табл. 1).

На основе данных, представленных в таблице 1, можно сделать вывод о том, что основным вкладом в снижение вязкости преобразованной нефти является интенсификация катализаторами процессов деструктивного гидрирования связей в молекулах тяжелых компонентов нефти, в частности смолистых соединений. Известно, что последние могут образовывать ассоциированные комплексы молекул [11]. В результате обеспечения катализатором интенсификации реакции гидрогенолиза, подразумевающую разрыв C-S связей [12], происходит разрушение ассоциированных комплексов молекул, тем самым влияя на уменьшение вязкости нефти в целом. В результате этого происходит перераспределение фракций в сторону более легких компонентов, таких как насыщенные и ароматические соединения.

Таким образом, для дальнейших исследований была выбрана каталитическая композиция на основе смеси таллатов металлов кобальта и железа в соотношении 50 : 50 в составе донора водорода. Выбор связан с тем, что сырье для получения кобальтового

Табл. 1. Групповой состав нефти после некаталитического акватермолиза и продуктов опытов в зависимости от соотношения металлов при температуре 200 °С и продолжительности 24 ч
Tab. 1. Group composition of oil after non-catalytic aquathermolysis and experimental products depending on the ratio of metals at a temperature of 200 °C and a duration of 24 h

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Контрольный опыт (без катализатора)	32,1	26,9	34,8	6,1
Продукты каталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт с катализатором на основе Fe (100 %)	28,7	33,4	32,1	5,8
Опыт с катализатором на основе Fe : Co (75 : 25)	32,4	28,3	33,3	6,0
Опыт с катализатором на основе Fe : Co (50 : 50)	33,5	38,5	22,5	5,6
Опыт с катализатором на основе Fe : Co (25 : 75)	32,8	29,3	32,1	5,9
Опыт с катализатором на основе Co (100 %)	33,3	39,2	21,9	5,7

Табл. 2. Стоимость исходного сырья для получения нефтерастворимых катализаторов
Tab. 2. Raw material cost to produce oil-soluble catalysts

Исходное сырье	Стоимость за 1 кг, руб.
Соль никеля	530
Соль кобальта	3 000
Соль железа	150

Табл. 3. Групповой состав нефти после акватермолиза в присутствии катализатора оптимального состава при различной температуре в сравнении с некаталитическим процессом (продолжительность — 6 ч)
Tab. 3. The group composition of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of the optimal composition at different temperatures in comparison with the non-catalytic process (duration – 6 h)

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Продукты некаталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 150 °С	29,4	29,4	35,6	5,6
Опыт при 200 °С	30,2	29,3	34,8	5,7
Опыт при 250 °С	32,7	31,5	30,1	5,8
Продукты каталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 150 °С	29,4	29,2	35,8	5,7
Опыт при 200 °С	27,9	32,9	34,5	4,6
Опыт при 250 °С	32,2	37,7	24,8	5,3

Табл. 4. Групповой состав нефти после акватермолиза в присутствии катализатора оптимального состава в сравнении с некаталитическим процессом в зависимости от продолжительности воздействия (при 250 °С)
Tab. 4. Group composition of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of optimal composition in comparison with a non-catalytic process depending on the duration of exposure (at 250 °C)

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Продукты некаталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 6 ч	32,7	31,5	30,1	5,8
Опыт при 12 ч	32,0	27,4	34,9	5,7
Опыт при 24 ч	31,3	29,0	33,9	5,8
Продукты каталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 6 ч	32,2	37,7	24,8	5,3
Опыт при 12 ч	33,1	37,5	24,0	5,4
Опыт при 24 ч	35,1	40,3	19,4	5,2

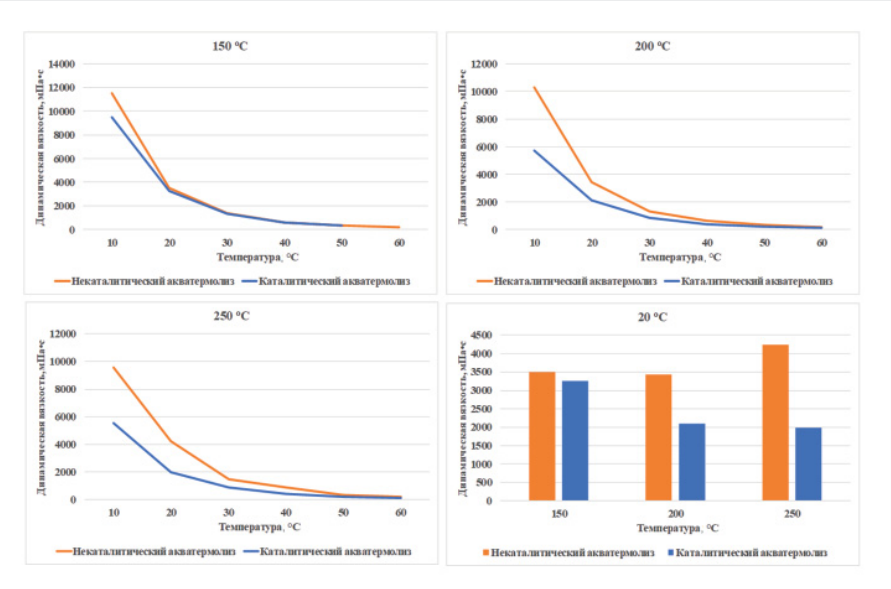


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости нефти после акватермолиза в присутствии катализатора оптимального состава при различной температуре в сравнении с некаталитическим процессом (продолжительность — 6 ч)
Fig. 2. Dependence of the dynamic viscosity of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of optimal composition at different temperatures in comparison with the non-catalytic process (duration – 6 h)

катализатора по себестоимости будет превышать аналогичное на основе железа практически в 8 раз (табл. 2). В данном случае такое соотношение металлов является оптимальным, так как оно обладает наибольшим эффектом в аспекте снижения вязкости и улучшения химического состава нефти и может рассматриваться как синергетический эффект от присутствия данных металлов именно в равной пропорции.

Второй этап был связан с исследованием эффективности выбранной каталитической композиции оптимального состава при моделировании акватермолиза при различной температуре и времени воздействия (табл. 3, рис. 2, табл. 4, рис. 3).

По результатам SARA-анализа видно, что при низкой температуре воздействия (150 °С) перераспределение фракций практически не происходит. Это связано с тем, что данной температуры недостаточно для образования активной формы катализатора. При 200 °С в основном обеспечивается снижение асфальтенов, однако в данном случае температуры и времени недостаточно для протекания процесса каталитического акватермолиза в полной мере. Наиболее эффективным является опыт при 250 °С, при котором наблюдается значительное снижение доли смол и увеличение содержания ароматических углеводородов. Это происходит также в результате разрушения связей C-S-C, разуплотнения и гидрирования ароматических колец.

Это отражается и на результатах определения динамической вязкости образцов нефтей (рис. 2). В результате обеспечения катализатором процесса деструкции в молекулах тяжелых компонентов происходит снижение вязкости более чем на 38 % при 200 °С и 53 % при 250 °С по сравнению с опытами без катализатора. Повышение вязкости нефти после некаталитического воздействия при температуре 250 °С, по-видимому, связано с образованием коксоподобных веществ [13], по молекулярной массе превосходящих асфальтены и смолы, в связи с отсутствием донора водорода и катализатора, способных продуцировать протон водорода для исключения процесса рекомбинации свободных радикалов, образовавшихся при термическом воздействии. Однако, принимая во внимание то, что каталитические опыты при 200 и 250 °С обеспечивают одинаковое снижение динамической вязкости нефти, а также то, что Ашальчинское месторождение характеризуется мелкозалегающими залежами с низкой температурой пласта (около 8 °С), при разработке его паром экономически целесообразным будет прогревание продуктивной зоны не более чем на 200 °С.

С увеличением продолжительности паротеплового воздействия (при температуре 250 °С в течение 6, 12 и 24 ч) в присутствии катализатора наблюдается снижение доли смол практически в 2 раза и перераспределение фракций в сторону возрастания доли легкой углеводородной части преобразованной нефти, а именно насыщенных — на 10,5 %, ароматических соединений с 16,5 до более 28 % с 6 до 24 ч соответственно (табл. 4).

Увеличение продолжительности воздействия отразилось и на увеличении степени снижения вязкости, которое составило около 50 % (рис. 3).

Эффект катализатора подтверждает и результаты ГХ-МС ароматической фракции исследуемых образцов нефтей (рис. 4).

Как видно из представленных масс-спектров, уже после 6 ч термокаталити-

ческого воздействия ароматическая фракция обогащается продуктами деструктивного гидрирования смолистых соединений. Увеличение времени способствует насыщению более легкими моно- и полициклическими углеводородными соединениями.

Важным, с точки зрения понимания влияния каталитических добавок на процесс акватермолиза нефти, является исследование состава активной формы катализатора, сформированной in situ из смеси нефтерастворимых прекурсоров соответствующих металлов при оптимальном соотношении.

Как видно из рисунка 5, исследуемый образец катализатора после 6 ч паротеплового воздействия характеризуется различным составом, в частности, под воздействием гидротермальных факторов формируются индивидуальные оксиды железа [14], такие как магнетит (Fe_3O_4), гематит (Fe_2O_3), а также сульфид кобальта.

Последний образуется вследствие разрыва связей C–S в высокомолекулярных компонентах. Вместе с тем при 6 ч воздействии формируется также смешанный оксид со структурой шпинели — $CoFe_2O_4$; акватермолиз в данном случае выступает как гидротермальный синтез шпинельного оксида. Согласно исследованию [15], при высоких температурах состав данных соединений в большинстве случаев отклоняется от стехиометрии $MeFe_2O_4$, обогащаясь либо оксидом железа, либо оксидом другого металла. Однако в данном случае такая «идеальная» стехиометрия может быть связана с термодинамически выгодными процессами образования именно такой структуры смешанных оксидов [16].

Итоги

Катализатор предложенного состава может быть применен на месторождениях сверхвязкой нефти Республики Татарстан, в частности на Ашальчинском, которое характеризуется мелкозалегающими залежами с низкой температурой пласта, при разработке которого паром прогрев продуктивной зоны может быть возможен не более чем на 200 °C.

Выводы

Таким образом, применение in situ катализатора, активная форма которого представляет собой смесь индивидуальных и смешанных оксидов и сульфидов железа и кобальта (феррошпинелей), в сочетании с донором водорода, позволяет достигнуть уменьшения содержания смолистых соединений за счет интенсификации реакции крекинга таких компонентов. В свою очередь, это обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку. Наиболее оптимальными условиями являются: соотношение металлов железо: кобальт — 50 : 50 при температуре 200 °C и времени воздействия 24 ч.

Литература

1. Maity S., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review. Energy Fuels, 2010, Vol. 24, issue 5, P. 2809–2816. (In Eng).
2. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: a review and perspective on catalyst development. Fuel, 2015, Vol. 157, issue 1, P. 219–231. (In Eng).
3. Alboudwarej H., Felix J., Taylor S., Badry R., Bremner C., et. al. Highlighting heavy oil.

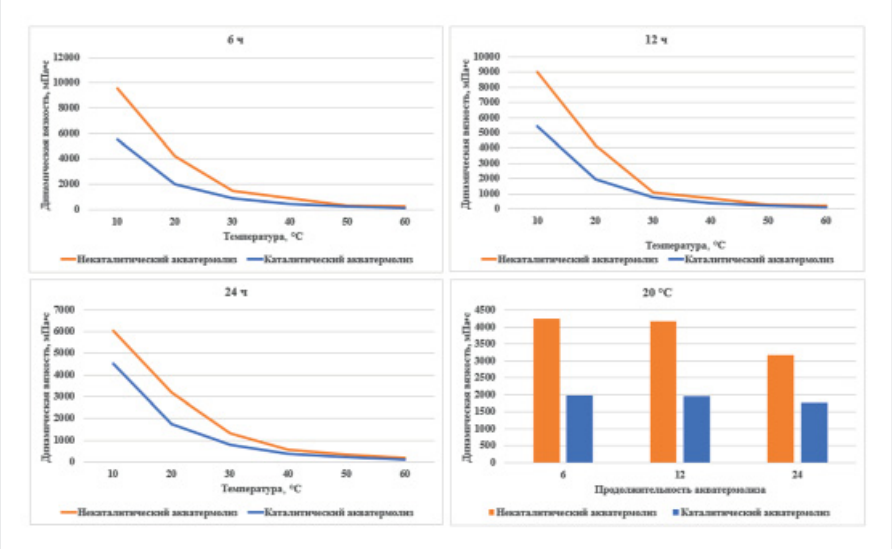


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости нефти после акватермолиза при 250 °C в присутствии катализатора оптимального состава в сравнении с некаталитическим процессом с увеличением продолжительности воздействия
Fig. 3. Dependence of the dynamic viscosity of oil after aquathermolysis in the presence of a catalyst of optimal composition in comparison with a non-catalytic process with an increase in the duration of exposure (at 250 °C)

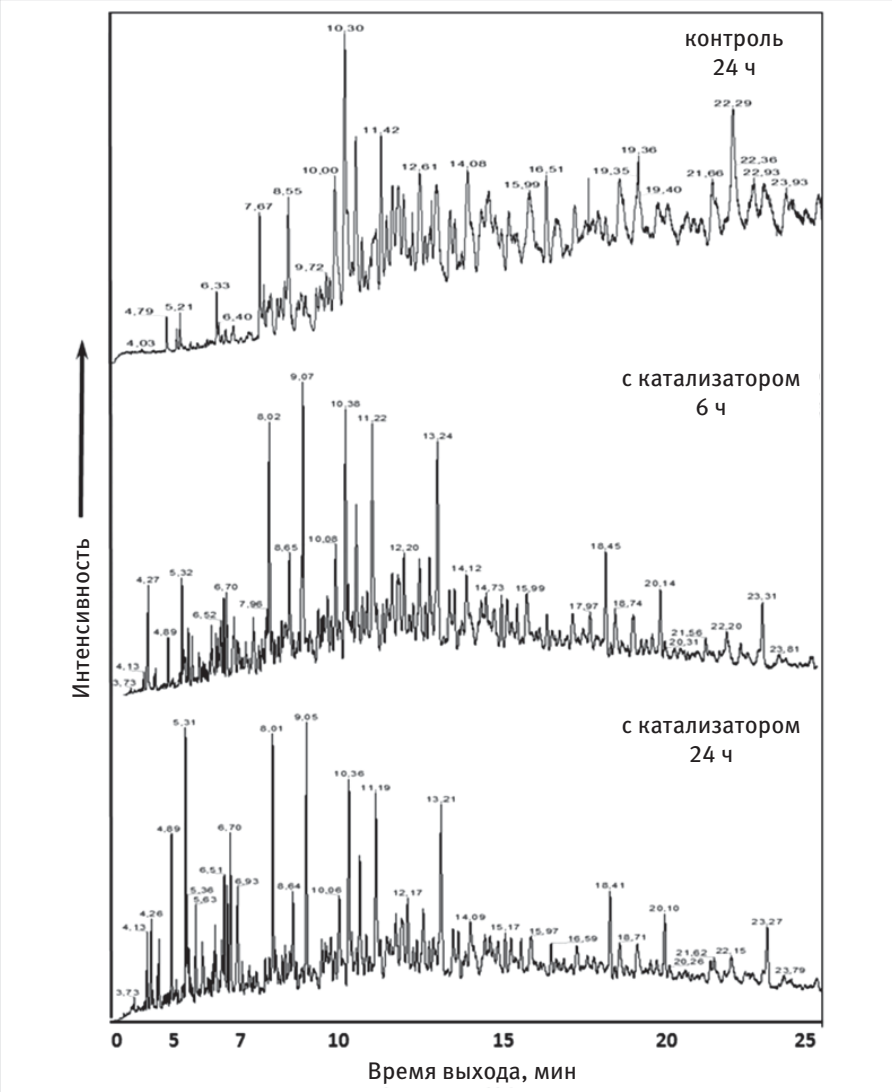


Рис. 4. ГХ-МС ароматической фракции образцов нефтей после акватермолиза при температуре 250 °C и различном времени
Fig. 4. Gas chromatography-mass spectrometry of the aromatic fraction of oil samples after aquathermolysis at a temperature of 250 °C and different times

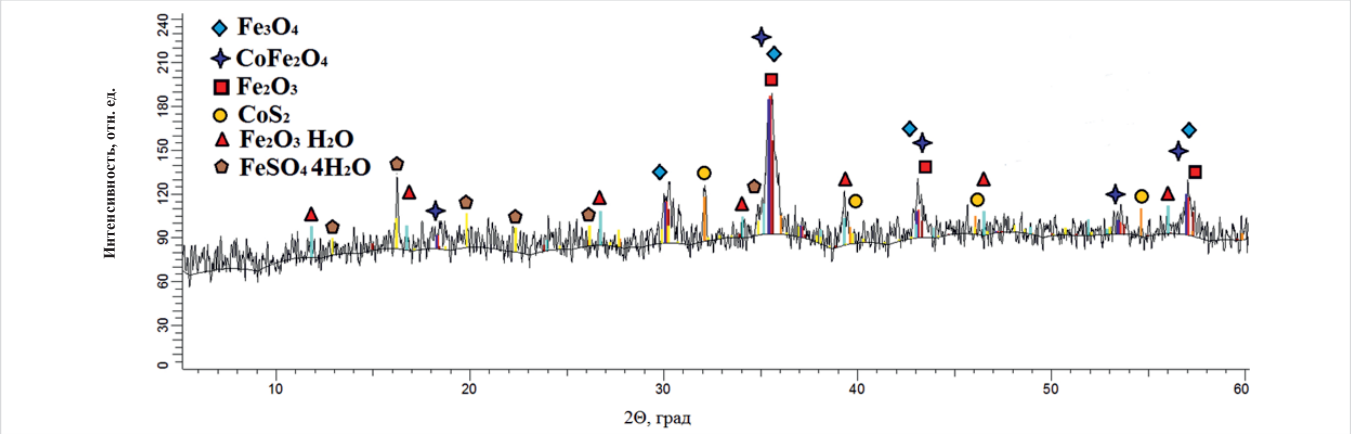


Рис. 5. Результаты рентгенофазового анализа полученных частиц катализатора после 6 ч термобарического воздействия на механическую смесь таллата железа и таллата кобальта оптимального состава
Fig. 5. Results of XRD analysis of the obtained catalyst particles after 6 h of thermobaric action on a mechanical mixture of iron tallate and cobalt tallate of optimal composition

Oilfield Review, 2006, Vol. 18, issue 2, P. 34–53. (In Eng).
4. Speight J.G. Thermal cracking of Athabasca bitumen, Athabasca asphaltenes, and Athabasca deasphalted heavy oil. Fuel, 1970, Vol. 49, issue 2, P. 134–145. (In Eng).
5. Hyne J.B., Clark P.D., Clarke R.A., Koo J., Greidanus J.W., Tyrer J.D., Verona D. Aquathermolysis of heavy oils. Revista Tecnica INTEVEP, 1982, Vol. 2, issue 2, P. 87–94. (In Eng).
6. Panariti N., Del Bianco A., Del Piero G., Marchionna M. Petroleum residue upgrading with dispersed catalysts. Part 1. Catalysts activity and selectivity. Applied Catalysis A: General, 2000, Vol. 204, issue 2, P. 203–213. (In Eng).
7. Jia L., Alghamdi A., Ng F. Effect of metal ions on light gas oil upgrading over nano dispersed MoSx catalysts using in situ H_2. ACS Symposium Series, 2012, Vol. 1092, P. 37–49. (In Eng).
8. Кудряшов С.И., Афанасьев И.С., Петрашов О.В., Вахин А.В., Ситнов С.А., Ахмадияров А.А., Варфоломеев М.А., Нургалиев Д.К. Каталитическое облагораживание высоковязкой нефти при паротепловой обработке с использованием катализаторов на основе металлов переходных групп // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 30–34.
9. Sitnov S., Mukhamatdinov I., Aliev F., Khelkhal M., Slavkina O., Bugaev K. Heavy oil aquathermolysis in the presence of rock-forming minerals and iron oxide (II, III) nanoparticles. Petroleum science and technology, 2020, Vol. 38, issue 6, P. 574–579. (In Eng).
10. Feoktistov D.A., Kayukova G.P., Vakhin A.V., Sitnov S.A. Catalytic aquathermolysis of high-viscosity oil using iron, cobalt, and copper tallates. Chemistry and technology of fuels and oils, 2018, Vol. 53, issue 6, P. 905–912. (In Eng).
11. Верховых А.А., Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Облагораживание реологических свойств нефти физическими методами // Вестник технологического университета. 2015. Т. 18. № 15. С. 64–68.
12. Yusuf A., Al-Hajri R.S., Al-Waheibi Y.M., Jibril B.Y. Upgrading of Omani heavy oil with bimetallic amphiphilic catalysts. Journal of the Taiwan institute of chemical engineers, 2016, Vol. 67, issue 1, P. 45–53. (In Eng).
13. Каюкова Г.П., Киямова А.М., Михайлова А.Н., Косачев И.П., Петров С.М., Романов Г.В., Ситдикова Л.М., Плотникова И.Н., Вахин А.В. Генерация углеводородов при гидротермальных превращениях органического вещества доманиковых пород // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 2. С. 21–28.
14. Зарипова Р.Д., Хайдарова А.Р., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Вахин А.В. Влияние температуры на трансформацию смешанных оксидов железа (II, III) в гидротермально-каталитических процессах // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4. С. 56–59.
15. Комлев А.А., Гусаров В.В. Механизм формирования нанокристаллов со структурой шпинели в системе MGO-AL_2O_3-H_2O в гидротермальных условиях // Журнал общей химии. 2011. Т. 81. № 11. С. 1769–1777.
16. Суворов С.А., Семин Е.Г., Гусаров В.В. Фазовые диаграммы и термодинамика оксидных твердых растворов. Л.: Издательство Ленинградского университета, 1986. 140 с.

ENGLISH

Results
The catalyst can be used in the fields of heavy oil in the Republic of Tatarstan with a low reservoir temperature, during the development of which steam heating of the productive zone can be possible no more than 200 °C.

Conclusions
Thus, the in situ application of a catalyst, the active form of which is a mixture of individual and mixed oxides and sulfides of iron and cobalt (ferrospinels), in combination with a hydrogen donor, makes it possible to reduce the content of resinous compounds by intensifying the cracking reaction of such components. In turn, this provides an irreversible decrease in the viscosity of the produced oil, facilitates further transportation and processing. The most optimal conditions are: the ratio of metals iron: cobalt – 50 : 50 at a temperature of 200 °C and an exposure time of 24 hours.

References

1. Maity S., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review. Energy Fuels, 2010, Vol. 24, issue 5, P. 2809–2816. (In Eng).
2. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: a review and perspective on catalyst development. Fuel, 2015, Vol. 157, issue 1, P. 219–231. (In Eng).
3. Alboudwarej H., Felix J., Taylor S., Badry R., Bremner C., et. al. Highlighting heavy oil. Oilfield Review, 2006, Vol. 18, issue 2, P. 34–53. (In Eng).
4. Speight J.G. Thermal cracking of Athabasca bitumen, Athabasca asphaltenes, and Athabasca deasphalted heavy oil. Fuel, 1970, Vol. 49, issue 2, P. 134–145. (In Eng).
5. Hyne J.B., Clark P.D., Clarke R.A., Koo J., Greidanus J.W., Tyrer J.D., Verona D. Aquathermolysis of heavy oils. Revista Tecnica INTEVEP, 1982, Vol. 2, issue 2, P. 87–94. (In Eng).
6. Panariti N., Del Bianco A., Del Piero G., Marchionna M. Petroleum residue upgrading with dispersed catalysts. Part 1. Catalysts activity and selectivity. Applied Catalysis A: General. 2000, Vol. 204, issue 2, P. 203–213. (In Eng).
7. Jia L., Alghamdi A., Ng F. Effect of metal ions on light gas oil upgrading over nano dispersed MoSx catalysts using in situ H_2. ACS Symposium Series, 2012, Vol. 1092, P. 37–49. (In Eng).
8. Kudryashov S.I., Afanasyev I.S., Petrashov O.V., Vakhin A.V., Sitnov S.A., Akhmadiyarov A.A., Varfolomeev M.A., Nurgaliev D.K. Catalytic heavy oil upgrading by steam injection with using of transition metals catalysts. Oil industry, 2017, issue 8, P. 30–34. (In Russ).
9. Sitnov S., Mukhamatdinov I., Aliev F., Khelkhal M., Slavkina O., Bugaev K. Heavy oil aquathermolysis in the presence of rock-forming minerals and iron oxide (II, III) nanoparticles. Petroleum science and

technology, 2020, Vol. 38, issue 6, P. 574–579. (In Eng).
10. Feoktistov D.A., Kayukova G.P., Vakhin A.V., Sitnov S.A. Catalytic aquathermolysis of high-viscosity oil using iron, cobalt, and copper tallates. Chemistry and technology of fuels and oils, 2018, Vol. 53, issue 6, P. 905–912. (In Eng).
11. Verkhovykh A.A., Ermeev A.M., Elpidinsky A.A. Refining the rheological properties of oil by physical methods. Bulletin of the technological university, 2015, Vol. 18, issue 15, P. 64–68. (In Russ).
12. Yusuf A., Al-Hajri R.S., Al-Waheibi Y.M., Jibril B.Y. Upgrading of Omani heavy oil with bimetallic amphiphilic catalysts. Journal of the Taiwan institute of chemical engineers, 2016, Vol. 67, issue 1, P. 45–53. (In Eng).
13. Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Mikhailova A.N., Kosachev I.P., Romanov G.V., Sitdikova L.M., Plotnikova I.N., Vakhin A.V., Petrov S.M. Generation of hydrocarbons during hydrothermal transformations of organic matter of domanik rocks. Chemistry and technology of fuels and oils, 2016, Vol. 52, issue 2, P. 149–161. (In Eng).
14. Zaripova R.D., Khaidarova A.R., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V. The temperature influence on transformation of mixed iron (II, III) oxides in hydrothermal-catalytic processes. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, P. 56–59. (In Russ).
15. Komlev A.A., Gusarov V.V. Mechanism of the nanocrystals formation of the spinel structure in the MGO-AL_2O_3-H_2O system under the hydrothermal conditions. Journal of general chemistry, 2011, Vol. 81, issue 11, P. 2222–2230. (In Eng).
16. Suvorov S.A., Semin E.G., Gusarov V.V. Phase diagrams and thermodynamics of oxide solid solutions. Leningrad: Izdatelstvo Leningradskogo universiteta, 1986, 140 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Байгильдин Эмиль Ринатович, магистрант кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, Казань, Россия

Baygildin Emil Rinatovich, masters student of the department of development and operation of hard-to-recover hydrocarbons of the Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Ситнов Сергей Андреевич, к.х.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Для контактов: sers11@mail.ru

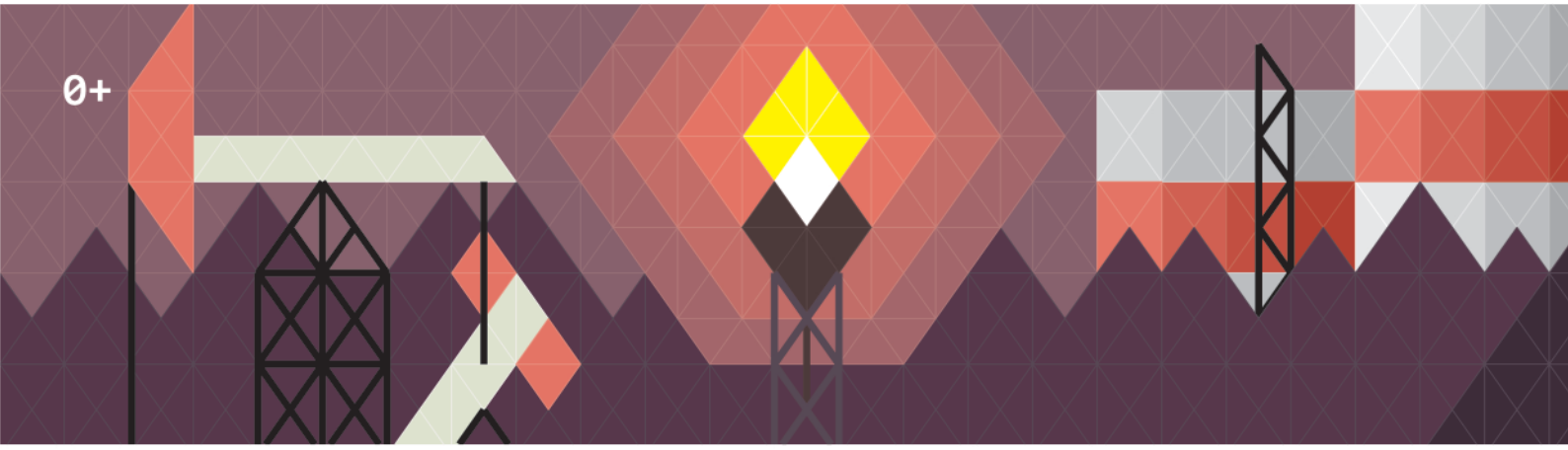
Sitnov Sergey Andreevich, candidate of science, senior researcher, research laboratory “In-situ Combustion”, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia
Corresponding author: sers11@mail.ru

Вахин Алексей Владимирович, к.т.н., ведущий научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Vakhin Aleksey Vladimirovich, candidate of science, senior researcher fellow, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Нургалиев Данис Карлович, д. г.-м. н., директор Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Nurgaliev Danis Karlovich, ph.d geology and mineralogy sciences, director of the Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia



нефть и газ, химия. ТЭК

19–22 октября 2021

23-я межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса

официальная поддержка: Правительство Пермского края
генеральный партнёр: ЛУКОЙЛ
отраслевой партнёр: РОССЕТИ УРАЛ Пермэнерго

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА
ПЕРМСКОЙ ЯРМАРКЕ 30 лет

г. Пермь, ш. Космонавтов, 59
+7 (342) 264-64-24
www.oil.expoperm.ru

Изучение свойств различных фильтрационных материалов производства ГК «Обнинские Фильтры» при очистке гидравлических масел

Астахов Е.Ю., к.х.н., генеральный директор, ГК «Обнинские Фильтры»
Астахова А.Ю., к.б.н., рук. отдела промышленной фильтрации, ГК «Обнинские Фильтры»
Панкратов А.А., зам. рук. отдела промышленной фильтрации, ГК «Обнинские Фильтры»
Горобец С.В., вед. специалист отдела промышленной фильтрации, ГК «Обнинские Фильтры»

Группа компаний «Обнинские Фильтры» (далее — ГК «Обнинские Фильтры) более 30 лет разрабатывает и производит новые фильтрующие материалы, осваивает современные методы очистки жидкостей и газов, занимается инжинирингом, консалтингом, ведет научные изыскания в области материаловедения и технологий для микрофильтрации. В настоящее время нашим предприятием на основе собственных НИОКР осуществляется выпуск инновационных пористых материалов — поропластов на основе политетрафторэтилена (ПТФЭ марки Ф-4, ГОСТ 10007-80) и сверхвысокомолекулярного полиэтилена (СВМПЭ). Об их свойствах, преимуществах и областях применения рассказывается в статье.

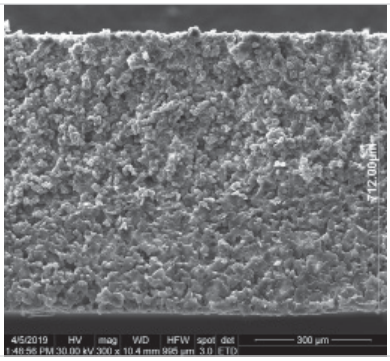


Рис. 1. Электронно-микроскопическая фотография пористой пленки из СВМПЭ

Рис. 2. Фильтроэлементы на основе СВМПЭ

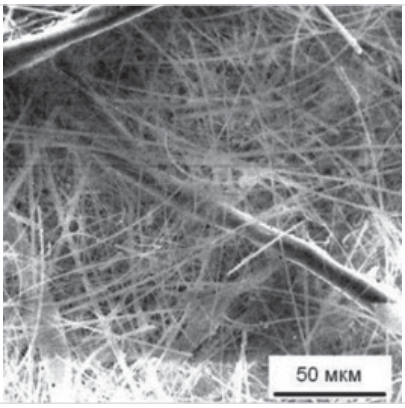


Рис. 3. Электронно-микроскопическая фотография композитного материала ЭКОСТЕК на основе субмикронного стекловолокна

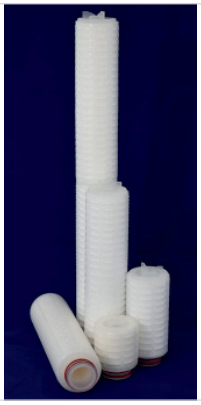


Рис. 4. Фильтроэлементы ЭКОСТЕК

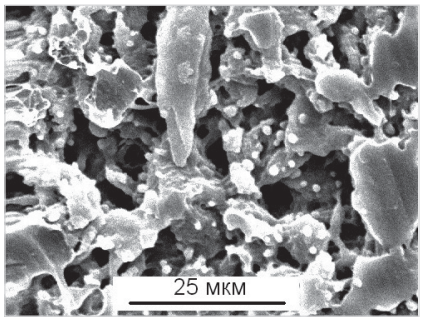


Рис. 5. Электронно-микроскопическая фотография пористой пленки на основе фторопласта-4

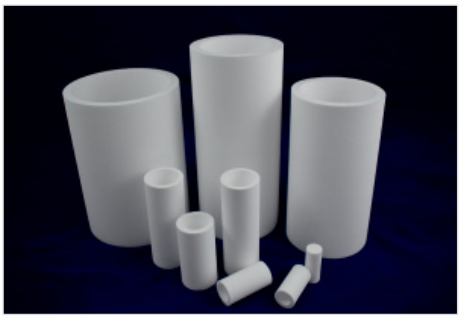


Рис. 6. Фильтроэлементы на основе ПТФЭ

Данная работа является продолжением статьи [1], в которой описаны способы очистки магистрального газа, попутного нефтяного газа (ПНГ), а также рассказывается о применении фильтров из ПТФЭ для очистки трансформаторных, индустриальных и турбинных масел.

В этой статье мы рассмотрим применение полимерных фильтрационных материалов производства нашей фирмы при очистке гидравлических масел.

Подбор типа фильтрационного материала должен основываться на виде фильтруемой среды и физической природы загрязнителя. Масло по своей природе является сложной коллоидной системой, в которой загрязнения могут представлять собой как твердые механические включения, так и коллоидные частицы, имеющие аморфную структуру.

Для разных типов загрязнений мы можем предложить несколько типов фильтрующих материалов, различающихся по своей структуре. При выборе материалов фильтроэлементов следует ориентироваться не только на заявленный рейтинг фильтрации, но и на вид фильтрационного материала, так как в зависимости от его структуры эффективность фильтрации при одном и том же рейтинге может значительно отличаться для различных типов загрязнений. Рейтинг фильтрации определяется по эффективности удержания твердых механических загрязнений и существенно отличается при работе с коллоидными загрязнениями. Например, твердая частица размером 10 мкм практически со 100 % вероятностью будет задержана фильтром с рейтингом 5 мкм с заявленной эффективностью фильтрации не менее 99 %. Однако коллоидная частица с аморфной структурой, имеющая в спокойном состоянии размер 10 мкм, под давлением может иметь длинную нитеобразную форму и спокойно пройти сквозь тот же 5-микронный фильтр. Данные процессы хорошо иллюстрируются результатами исследований, проведенных при фильтрации гидравлических масел тремя различными по структуре фильтрационными материалами.

Фильтрационный материал может подразделяться на 3 типа:

- фильтры с гранулированной структурой (рис. 1). В данном случае представлены фотографии, сделанные электронным микроскопом матрикса фильтроэлементов на основе СВМПЭ. Из этого материала производятся фильтры глубинного типа,

с толщиной фильтрационной перегородки 18 мм, с рейтингами фильтрации от 1 до 50 мкм и гофрированного типа на основе инновационной разработки нашего предприятия — пористой пленки из СВМПЭ с рейтингами фильтрации от 2 до 20 мкм толщиной около 1 мм (рис. 2);

- фильтры с волокнистой структурой (рис. 3). На фото фильтрационный материал представляет собой волокнистую пористую композиционную пленку на основе стеклянного субмикронного волокна разного диаметра, закрепленного в целлюлозном матриксе. Данный материал является основой для производства фильтроэлементов с рейтингами фильтрации от 0,5 до 5 мкм (рис. 4);
- смешанный тип структуры (рис. 5). Данная структура характерна для фильтроэлементов на основе ПТФЭ марки фторопласт-4. Из данного полимера производятся фильтры глубинного типа, с толщиной фильтрационной перегородки от 11 до 22 мм, с рейтингами фильтрации от 0,2 до 20 мкм, а также гофрированные фильтры на основе инновационной разработки нашего предприятия — пористой пленки из ПТФЭ с рейтингами фильтрации от 0,5 до 5 мкм толщиной около 0,3 мм (рис. 6).

Что касается самих полимеров, описанных выше, то ПТФЭ — наиболее термохимически стойкий полимер. Он выдерживает воздействие любых растворителей даже при повышенных температурах. Диапазон рабочих температур изделий из пористого ПТФЭ находится в пределах от температуры жидкого азота -193 до +160 °С [2, 3].

СВМПЭ по химической стойкости приближен к фторопласту-4 (рабочий диапазон pH 1–14), однако рабочая температура материала лежит в диапазоне от -60 до 100 °С. При этом данный материал обладает уникальной механической прочностью (для полимеров), что позволяет проводить фильтрацию при высоких перепадах давления и использовать элементы из СВМПЭ [4, 5].

Результаты фильтрации гидравлического масла марки HVLP46, проведенной в ООО «Международный испытательный центр по горюче-смазочным материалам» (г. Москва), наглядно демонстрируют существенные отличия в эффективности применения различных материалов с одинаковыми рейтингами фильтрации (табл. 1–4).

Исходя из приведенных данных видно, что фильтроэлементы с гранулированной структурой целесообразно применять только для удаления твердых механических частиц, так как они практически не влияют на улучшение класса чистоты гидравлического масла. Это связано с тем, что гладкая структура пор фильтроэлементов не позволяет эффективно задерживать коллоидные загрязнения, которые в основном присутствуют в маслах и влияют на его классность.

Наиболее эффективны при очистке гидравлического масла, как показали результаты испытаний, фильтрующие элементы с волокнистой и смешанной структурой материала.

Таким образом, применение фильтроэлементов на основе ПТФЭ и стекловолокна ЭКОСТЕК дает наивысший класс очистки по NAS 1638 — 4 класс.

Однако если стоит задача отделить в основном твердые механические частицы, то в этом случае целесообразно использовать фильтроэлементы с гранулированной структурой, к тому же данный тип фильтроэлементов может подвергаться регенерации методом отмывки противотоком.

При наличии в фильтруемой среде коллоидных загрязнений используют фильтроэлементы с волокнистой или смешанной структурой. Как правило, фильтроэлементы с волокнистой структурой не подлежат регенерации, а фильтроэлементы со смешанной структурой подлежат частичной регенерации.

В статье описаны обобщенные решения задач по фильтрации масел. Для конкретного предприятия схема фильтрации, с учетом специфики производства, может несколько отличаться.

Специалисты ГК «Обнинские Фильтры» помогут решить фильтрационные задачи с учетом требований Заказчика и технологических особенностей производства.

Табл. 1. Распределение количества частиц по размерам после фильтрации гидравлического масла на фильтроэлементах из пористой пленки на основе СВМПЭ с рейтингом фильтрации 5 мкм

2 мкм	5 мкм	10 мкм	15 мкм	20 мкм	25 мкм	50 мкм	100 мкм
55 041	8 158	694	85	14	13	2	0
64 007	8 966	808	114	29	15	2	0
ГОСТ 17216: >12 (>2,>12,10,8,8,0)			NAS 1638: 9 (9,5,5,4,0)			ISO 4406: 20/17/11	

Табл. 2. Распределение количества частиц по размерам после фильтрации гидравлического масла на фильтроэлементах из пористой пленки на основе СВМПЭ с рейтингом фильтрации 5 мкм с последующей фильтрацией на фильтроэлементах ЭКОСТЕК с рейтингом фильтрации 1 мкм

2 мкм	5 мкм	10 мкм	15 мкм	20 мкм	25 мкм	50 мкм	100 мкм
14 340	972	98	45	14	10	0	0
15 479	1 139	167	69	24	10	0	0
ГОСТ 17216: 10 (>2,10,8,7,0,0)			NAS 1638: 6 (6,4,4,0,0)			ISO 4406: 18/14/10	

Табл. 3. Распределение количества частиц по размерам после фильтрации гидравлического масла на фильтроэлементах ЭКОСТЕК с рейтингом фильтрации 1 мкм с последующей фильтрацией на фильтроэлементах из пористой пленки на основе ПТФЭ с рейтингом фильтрации 1 мкм

2 мкм	5 мкм	10 мкм	15 мкм	20 мкм	25 мкм	50 мкм	100 мкм
577	147	47	44	6	2	0	0
823	246	99	52	8	2	0	0
ГОСТ 17216: 7 (>2,7,7,5,0,0)			NAS 1638: 4 (3,4,2,0,0)			ISO 4406: 14/12/10	

Табл. 4. Распределение количества частиц по размерам после фильтрации гидравлического масла на фильтроэлементах из пористой пленки на основе ПТФЭ с рейтингом фильтрации 1 мкм

2 мкм	5 мкм	10 мкм	15 мкм	20 мкм	25 мкм	50 мкм	100 мкм
6 713	1 721	297	89	33	14	1	0
8 868	2 155	434	137	48	15	1	0
ГОСТ 17216: 11 (>2,11,10,8,7,0)			NAS 1638: 7 (7,5,5,3,0)			ISO 4406: 17/15/11	

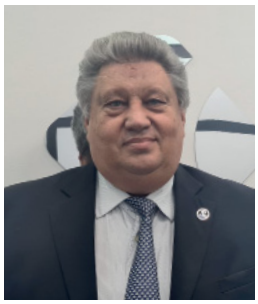
Литература

1. Астахов Е.Ю., Астахова А.Ю., Панкратов А.А., Горобец С.В. Применение термохимически стойких фильтрующих материалов для очистки жидкостей и газов // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 30–31.
2. Паншин Ю.А., Малкевич С.Г., Дунаевская Ц.С. Фторопласты. Л.: Химия, 1978. 232 с.
3. Chaudhuri R.G., Paria S. Dynamic contact angles on PTFE surface by aqueous surfactant solution in the absence and presence of electrolytes. Journal of colloid and interface science, 2009, Vol. 337, issue 2, P. 555–562. (In Eng).
4. Андреева И.Н., Веселовская Е.В., Наливайко Е.И. и др. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен высокой плотности. Л.: Химия, 1982. 80 с.
5. Du Z., Wang J., Wen S., Wang P., Zhang D., Yin C. Study on the properties of UHMW-PE film. Advances in materials physics and chemistry, 2015, Vol. 5, issue 8, P. 337–343. (In Eng).

ОБНИНСКИЕ ФИЛЬТРЫ
ЭКСПРЕСС·ЭКО

ГК «Обнинские Фильтры»
249030, Калужская обл., г. Обнинск,
Киевское шоссе, 109 км
8 (484) 396-07-08, 8 (800) 234-30-73
filter@express-eco.ru
www.express-eco.ru

Особенности производства чувствительных элементов кремниевых датчиков давления для повышения стойкости их к перегрузкам



Демченко А.П.
кандидат технических наук,
генеральный директор,
компания «Валком»

Одегова О.В.
кандидат технических наук,
заместитель генерального
директора, компания «Валком»

В процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа одной из главных составляющих работы оборудования является достоверное и надежное получение информации о протекающих процессах. Эту информацию предоставляют контрольно-измерительные приборы (КИП). Любая неполадка или отказ КИП может привести к ошибкам в системах управления и, как следствие, к поломкам оборудования или авариям. Среди всего многообразия КИП датчики измерения давления занимают особое место как по важности измерения давления для безопасной работы всех этапов по добыче, подготовке и транспортировке нефти и газа, так и по численности этих датчиков по отношению к другим КИП (датчикам температуры, уровня, расхода и т.п.).

Современные технологии производства датчиков давления позволяют иметь преобразователи давления с очень высокими характеристиками:

- точность измерения давления до 0,05 %;
- широкий температурный диапазон применения — от -40 до +80 °С;
- стабильность характеристик в течение 5 лет;
- различные типы выходного сигнала — аналоговые и цифровые.

Такие характеристики достигаются за счет современных технологий производства двух составляющих в датчике:

- чувствительного элемента датчика давления (ЧЭДД);
- блока электроники, позволяющего реализовывать сложные алгоритмы обработки сигнала от ЧЭДД.

При этом ЧЭДД является для датчика основной составляющей, так как именно его стабильность и надежность определяют особенности датчика в различных условиях эксплуатации.

Другой составляющей, обеспечивающей надежность датчика в эксплуатации, является стойкость ЧЭДД к возможным ошибкам персонала или отказам оборудования на объекте, приводящим к перегрузкам датчика по давлению, превышающему конструктивную прочность ЧЭДД, либо к потере точности преобразования давления. Поэтому решение вопросов повышения стойкости ЧЭДД к перегрузкам является актуальной задачей при производстве преобразователей давления.

Следует отметить, что практически все преобразователи давления, выпускаемые российскими компаниями, имеют кремниевые ЧЭДД импортного производства.

Главной операцией при производстве кремниевого ЧЭДД, влияющей на точность, стабильность и стойкость к перегрузкам, является формирование рабочей мембраны в теле кремниевой пластины. Эта операция производится путем химического травления обратной стороны кремниевой пластины едкой щелочью. Травление происходит в несколько этапов с ручным контролем для получения требуемой толщины мембраны. Особенности химического травления кристаллического кремния таковы, что после завершения процесса плоскости сопряжения боковых стенок кремния и рабочей мембраны имеют острые углы, являющиеся концентраторами напряжения. При воздействии повышенного давления на рабочую

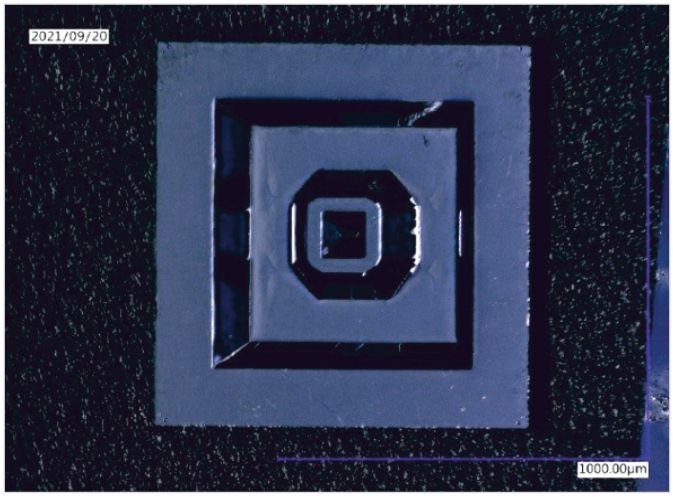


Рис. 1. Вид импортного ЧЭДД после химического травления рабочей мембраны

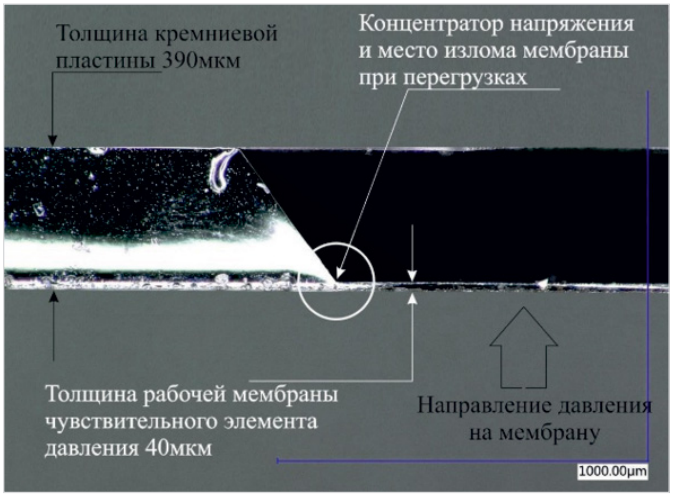


Рис. 2. Вид сечения рабочей мембраны импортного ЧЭДД

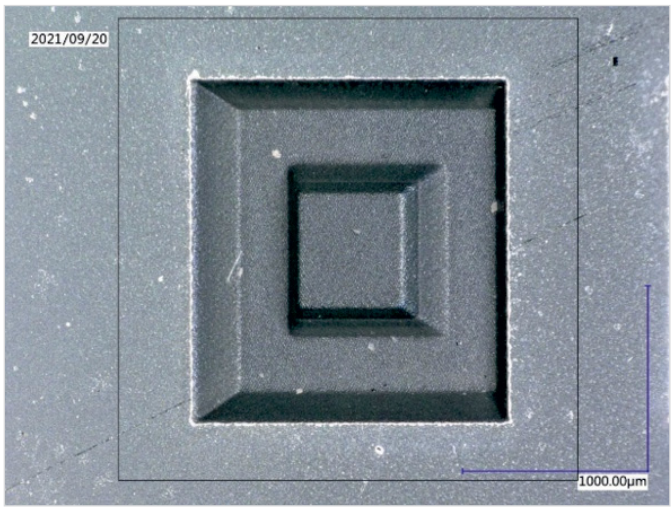


Рис. 3. Вид ЧЭДД производства «Валком» после лазерного формирования рабочей мембраны

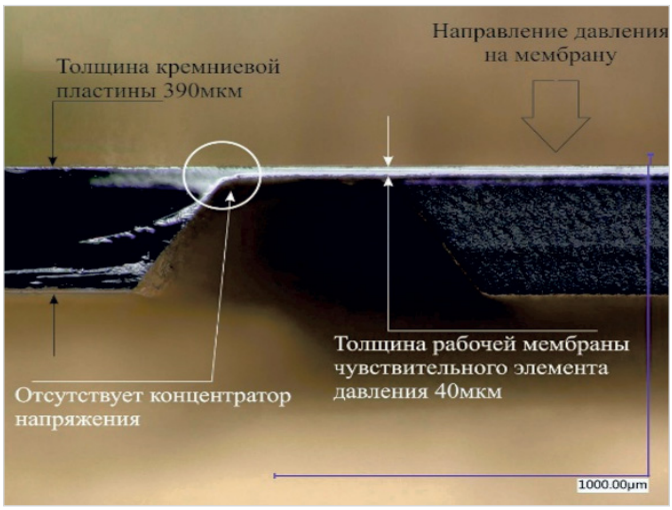


Рис. 4. Вид сечения рабочей мембраны ЧЭДД производства компании «Валком»

Рис. 5. Участок производства ЧЭДД компании «Валком»

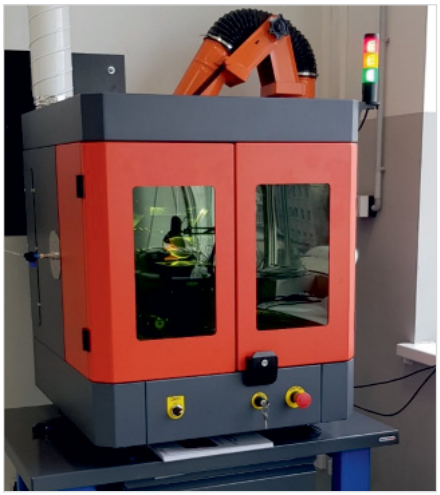


Рис. 6. Лазерная установка для формирования мембран ЧЭДД

мембрану в этих местах мембрана ломается. Такие ЧЭДД выдерживают перегрузку всего 50–100 % от диапазона давления датчика (рис. 1, 2).

Сегодняшние требования по стойкости ЧЭДД к перегрузкам диктуют необходимость выдерживать перегрузки в 10–20 раз больше диапазона работы датчика давления (например, при гидравлическом ударе).

Российская компания «Валком», г. Санкт-Петербург, с опытом работы на рынке более 20 лет, выпускающая преобразователи давления и другие КИП, приступила к подготовке серийного производства кремниевых ЧЭДД с защитой от перегрузок по давлению.

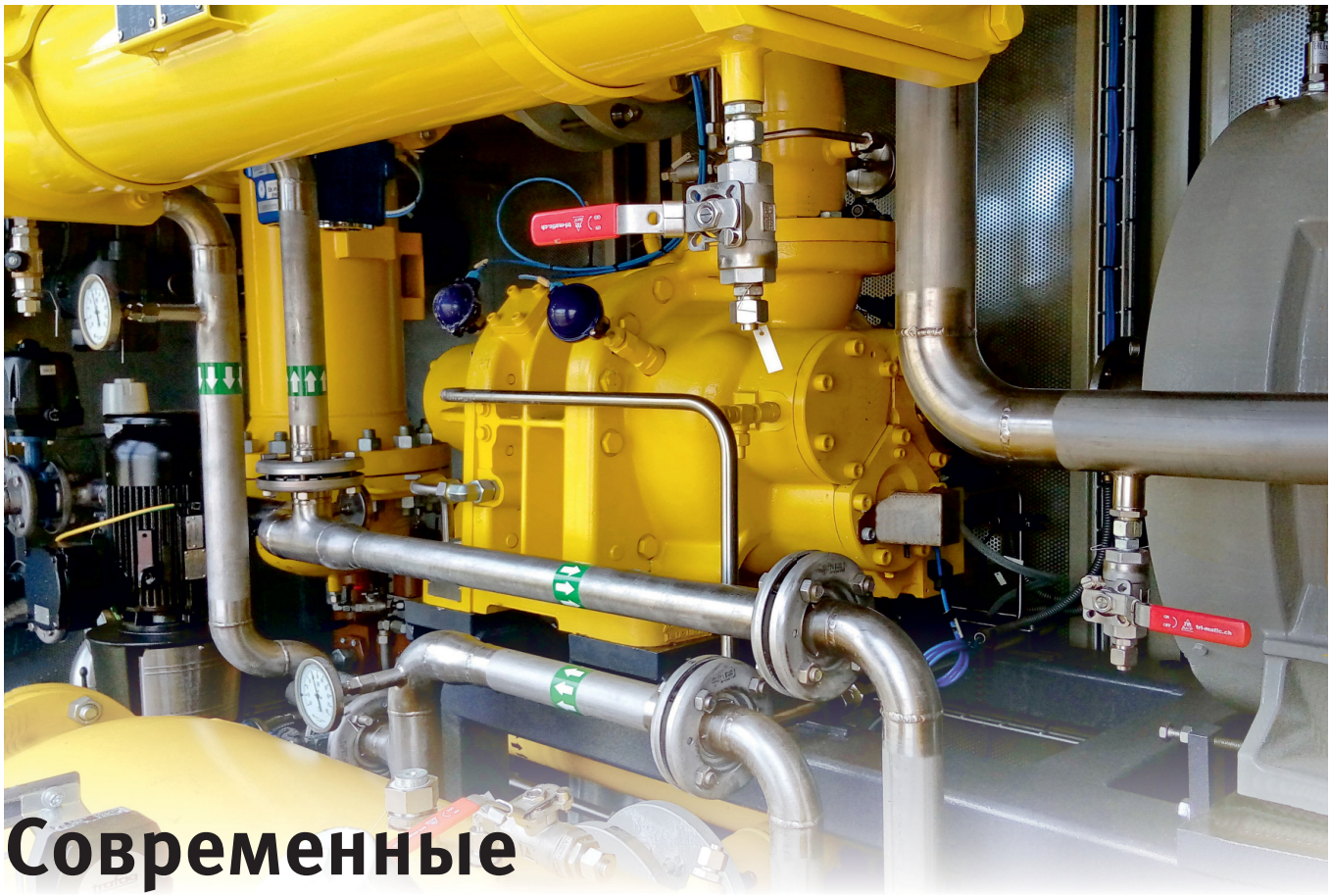
Применение компанией «Валком» российских инновационных лазерных технологий механической обработки обратной стороны кремниевой пластины с точностями в 1 мкм позволило формировать любой профиль рабочей мембраны ЧЭДД, исключающий острые углы перехода от стенок к рабочей мембране. Это устранило появление концентраторов напряжения на краях рабочей мембраны датчика и позволило увеличить перегрузочную способность по давлению ЧЭДД в 8–10 раз по сравнению с импортными аналогами. Дополнительным плюсом применения лазерной технологии стала автоматизация процесса формирования мембраны ЧЭДД (рис. 3, 4).

Валком®
Датчики и системы

196006, г. Санкт-Петербург,
ул. Ломаная, д. 10

тел. +7 812 320-98-33
факс. +7 812 326-25-35

apd@valcom.ru
www.valcom.ru



Современные газокомпрессорные технологии как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования

Зимнухов Эдуард Семенович
руководитель Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

Значение комплексной газоподготовки и гарантированного топливоснабжения для обеспечения бесперебойной работы энергетических объектов показано на примере парогазового энергоблока ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3.

В белорусской энергосистеме Минская ТЭЦ-3 (филиал РУП «Минскэнерго») работает с 1951 года. На тот момент это был первый в Беларуси опыт пуска энергооборудования высокого давления. МТЭЦ-3 входит в единый производственно-технологический комплекс по производству, передаче и распределению тепловой и электрической энергии. Ее установленная мощность сегодня составляет 442 МВт по электричеству и 1 632 Гкал/ч по теплу.

Станция работает по тепловому графику нагрузок, обеспечивая теплоснабжение промышленного района г. Минска и его социальной сферы, включая часть центра города. Энергообъект имеет сложную тепловую схему, оборудование с различными параметрами пара и поперечными связями. Постоянная плановая модернизация и реконструкция оборудования поддерживает надежную и экономичную работу ТЭЦ.

ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ПГУ-230

В 2009 году в производственной жизни МТЭЦ-3 начался новый этап — в рамках реконструкции введена в эксплуатацию парогазовая установка (фото 1).

ПГУ-230 оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действует газотурбинная установка (ГТУ) производства Alstom — газовая турбина типа GT13E2 с генератором 50WY21Z-095 номинальной мощностью 168 МВт. Примечательно, что на МТЭЦ-3 данная ГТУ обрела имя собственное — Гертруда.

Кстати, это первая турбина GT13E2, установленная на территории СНГ. В России аналогичные агрегаты впервые ввели в 2014 году на Новогорьковской ТЭЦ.

Рис 1. Макет газовой турбины GT13E2

GT13E2 обладает повышенным КПД (более 38 % в простом цикле и 55 % в комбинированном) и является одной из наиболее универсальных в своем классе. Турбина характеризуется беспрецедентной эксплуатационной гибкостью, надежной конструкцией и длительными межремонтными интервалами. Она также обеспечивает высокую производительность при частичных нагрузках (до 50 %) и имеет низкие выбросы NO_x при работе в широком диапазоне температур. Оперативный запуск двигателя осуществляется менее чем за 15 минут. В настоящее время в мире функционирует свыше 190 турбин GT13E2, которые суммарно отработали 14 млн часов.

Из турбины отработавшие горячие газы (продукты сгорания топлива) попадают в двухконтурный котел-утилизатор типа HRSG/DP01.1 (SES ENERGY), который вырабатывает пар для вторичной генерации электроэнергии.

Полученный пар направляется в турбоустановку номинальной мощностью 65 МВт на базе паровой турбины Т-53/67-8,0 (Уральский турбинный завод) и генератора ТФ-80-2У3 (Элсиб).

Таким образом, применяемые на парогазовой установке технологии обеспечивают комбинированную выработку энергии, высокую отдачу от использования топлива и общую эффективность объекта. Электрическая мощность ПГУ-230 составляет 222 МВт, тепловая — 136 Гкал/ч, КПД энергоблока — 52,5 %.

Основное и резервное топливо — природный газ.

Фото 1. Парогазовый энергоблок ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Снабжение ПГУ топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу обеспечивает система газоподготовки, основу которой до недавнего времени составляла дожимная компрессорная станция производства VPT Kompressoren GmbH (ДКС-1).

Проблема заключалась в работе ДКС-1 без резервирования, что вынуждало совмещать периоды обслуживания и ремонта генерирующего и технологического оборудования, а главное — создавало риск незапланированных остановов парогазового энергоблока. Поэтому на МТЭЦ-3 было принято решение модернизировать (расширить) систему газоподготовки.

22 марта этого года на площадке ПГУ введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (фото 2), поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Новая ДКС-2 выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора с электродвигателем в качестве привода (фото 3) и представляет собой блочно-модульную технологическую установку с максимальной интеграцией элементов на единой раме.

Станция размещается в собственном шумопоглощающем укрытии, которое оснащено

Фото 2. Новая ДКС топливного газа от компании ЭНЕРГАЗ

Фото 3. Основа ДКС-2 — винтовой компрессор с электродвигателем

системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение). Согласно требованиям по безопасности модуль оборудован системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Данная ДКС — вторая по мощности среди всех 234 газодожимных компрессорных станций винтового типа, ранее введенных ЭНЕРГАЗом в электроэнергетике и на различных объектах нефтегазовой отрасли.

Установка номинальной производительностью 38 160 кг/ч компримирует топливо до необходимых расчетных значений (2,75 МПа) и подает его в газовую турбину ПГУ. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки турбины и контролируется при помощи специальной двухконтурной системы регулирования.

Первый контур (управление золотниковым клапаном компрессора) обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование расхода газа в диапазоне 15...100 %. Для контроля производительности в нижнем диапазоне 0...15 % первый контур комбинируется с системой рециркуляции газа (второй контур), что позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженной турбины.

Многоступенчатая система фильтрации топливного газа состоит из входного стрейнера, газо-масляного сепаратора 1-й ступени очистки (фото 4а) и дуплексных коалесцирующих фильтров 2-й ступени (фото 4б). Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКС-2 составляет не более 1 ppmw (мг/кг).

Технологической схемой предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры топлива. Линия нагнетания компрессорной станции оснащена кожухотрубным теплообменным аппаратом (фото 4в), который охлаждает рабочую среду и обеспечивает оптимальную температуру подачи газа (+50 °С), установленную производителем турбины и проектными требованиями.

В маслосистеме ДКС-2 используется сложноэфирное синтетическое масло нового поколения ESTSYN, которое специально создано для винтовых газодожимных установок. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективную эксплуатацию таких установок, увеличивает их надежность и срок службы.

В состав нового оборудования также входит воздушная компрессорная станция. Модульная ВКС собственных нужд, расположенная в отдельном блок-боксе, обеспечивает сжатым, сухим и чистым воздухом пневматические компоненты ДКС-2.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДКС-2

Пуску газокомпрессорной станции № 2 предшествовали комплексные испытания под нагрузкой в сопряжении с ГТУ Alstom. 72-часовое опробование проводилось ступенчато при различных режимах мощности турбины, в ходе тестирования ДКС-2 отработала штатно, без нареканий. Станция подтвердила основные проектные характеристики и достигла гарантированных функциональных показателей:

- расход газа — 10,6 кг/с;
- номинальное давление нагнетания — 2,75 МПа;
- температура газового топлива на выходе ДКС — до +50 °С;
- диапазон регулирования объемной производительности — 0...100 %;
- вибросостояние газового компрессора — в соответствии с технической документацией изготовителя;
- уровень звукового давления на расстоянии 1 м от ДКС-2 — не более 80 дБА.

а

б

в

Фото 4. Элементы систем фильтрации и охлаждения газа:
а — сепаратор 1-й ступени очистки; б — фильтр 2-й ступени; в — теплообменный аппарат

Фото 5. Управление обеими ДКС осуществляется с верхнего уровня — из диспетчерской ПГУ

Фото 6. Комплексный ввод оборудования выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ

МОДЕРНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПГУ

Помимо расширения технологических возможностей системы подготовки топливного газа модернизирована схема газоснабжения ПГУ.

Особенность эксплуатации ДКС-1 и ДКС-2 состоит в том, что функционируют они попеременно, равномерно распределяя эксплуатационную нагрузку. При включении в работу одной установки вторая переходит в режим горячего резерва.

Их собственные САУ осуществляют подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима эксплуатации; контролируют рабочие характеристики и загазованность в технологических отсеках ДКС; обеспечивают автоматические защиты и сигнализацию; обрабатывают параметры основных процессов и аварийных событий с выдачей информации на панель оператора по стандартному протоколу обмена.

Чтобы качественно выполнить и эту задачу, ЭНЕРГАЗ оснастил компрессорные станции двухуровневой системой автоматизированного управления и регулирования (САУиР), которая объединила локальные САУ обеих ДКС и интегрировала их в АСУ ТП объекта. Пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место оператора — АРМ) размещен в диспетчерской ПГУ (фото 5).

САУиР выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи. Управление с верхнего уровня осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Комплексный ввод ДКС-2, воздушной КС и САУиР (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и интегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ (Группа ЭНЕРГАЗ).

Реализация проекта на основе современных газокомпрессорных технологий повышает надежность топливоснабжения высокоэффективного парогазового энергоблока и обеспечивает бесперебойную эксплуатацию ПГУ-230 на всех режимах и при любых климатических условиях.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, г. Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1

Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energas.ru
www.energas.ru

Фото 7. Дожимные компрессорные станции на площадке газового хозяйства ПГУ-230

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-60-64 УДК 622.692.4 I Научная статья

Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя»

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В., Вотинова А.О.
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
kirill.vyatkin@girngm.ru

Аннотация
Образование органических отложений является одной из наиболее распространенных проблем при добыче и транспортировке скважинной продукции. При борьбе с данным осложнением применяется множество современных методов, одним из них является технология «контролируемый слой». Одной из важнейших величин, рассматриваемых при определении технологической эффективности данной технологии, является теплопроводность органических отложений. В данной работе проведены лабораторные исследования по определению характера и степени изменения теплопроводности данных отложений от обводненности исследуемой эмульсии. При анализе результатов лабораторных исследований становится очевидным, что высокая обводненность транспортируемой эмульсии увеличивает теплопроводность отложений, что несет исключительно негативное влияние на технологическую эффективность рассматриваемой технологии.

Материалы и методы
Материалы: пробы пластового флюида с целевого технологического объекта, установка «Холодный стержень», ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1.
Методы: исследования на установке «Холодный стержень», авторская методика определения теплопроводности органических отложений.

Ключевые слова
«контролируемый слой», асфальтосмолопарафиновые отложения, теплопроводность, интенсивность, обводненность

Благодарности
Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10403, www.rscf.ru/project/21-79-10403

Для цитирования
Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В., Вотинова А.О. Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя» // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 60–64 DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-60-64

Поступила в редакцию: 28.09.2020

UDC 622.692.4 I Original Paper

Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable

Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votinova A.O.
Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
kirill.vyatkin@girngm.ru

Abstract
The formation of organic deposits is one of the most common problems in the production and transportation of well products. In the fight against this complication, many modern methods are used, one of them is the “Controlled Layer” technology. One of the most important values considered when determining the technological efficiency of this technology is the thermal conductivity of organic deposits. In this work, laboratory studies were carried out to determine the nature and degree of change in the thermal conductivity of these deposits from the water content of the studied emulsion. Analyzing the results of laboratory studies, it becomes obvious that the high-water content of the transported emulsion increases the thermal conductivity of deposits, which has an exceptionally negative impact on the technological efficiency of the technology under consideration.

Materials and methods
Materials: reservoir fluid samples from the target technological object, the “Cold Finger” installation, the Rheotest RN 4.1 rotary viscometer.
Methods: research on the “Cold Finger” installation, the authors method for determining the thermal conductivity of organic deposits.

Keywords
“controlled layer”, asphalt-resin-paraffin deposits, thermal conductivity, intensity, water content

For citation
Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votinova A.O. Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-60-64

Received: 28.09.2020

Введение

Наиболее распространенным методом транспортировки добываемого флюида является трубопроводный транспорт. Данный процесс является сложной технологической задачей по причине возникновения различного рода осложнений. Ввиду того, что большая часть флюида на территории России транспортируется данным способом, эти осложнения играют существенную роль в процессах его добычи и транспортировки. Примерами таких осложнений могут являться органические отложения, в частности асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), которые представляют собой «мазеподобную» суспензию либо эмульсию с высокой адгезией к различным поверхностям, состоящую из органических и минеральных соединений [1]. Основной опасностью данного явления является не выделение твердой фазы из потока пластовой жидкости, а ее накопление на внутренней стенке линейных трубопроводов, что способствует повышению давления в трубопроводе, ввиду уменьшения его гидравлического радиуса.

При борьбе с данными отложениями существует два пути: предупреждение образования отложений или их удаление [2]. Также методы борьбы с АСПО можно дифференцировать по физическому полю, воздействующему на органические отложения [3, 4] (рис. 1.)

Более перспективными технологиями борьбы с рассматриваемыми отложениями считаются методы предупреждения образования АСПО, среди которых существуют такие современные методы, как технология «контролируемого слоя».

Применение данной технологии позволяет рассматривать явление образования органических отложений с положительной точки зрения [5]. Рассматриваемая технология основана на наличии у органических отложений низких коэффициентов теплопроводности и шероховатости, а также возможности заполнения неровностей и коррозионных повреждений на внутренней поверхности линейных трубопроводов [6, 7]. Ввиду наличия у АСПО низкого коэффициента тепловодности становится возможным использование данных отложений в качестве теплоизолирующего материала путем создания «контролируемого» теплоизолирующего слоя на внутренней поверхности линейного трубопровода, снижающего градиент температуры между транспортируемым флюидом и внутренней поверхностью нефтепровода. Возможность заполнения неровностей и коррозионных повреждений в совокупности с наличием низкого значения шероховатости позволяет облегчить транспортировку флюидов по трубопроводу ввиду отсутствия локальных очагов кавитации, увеличения скорости движения флюида вдоль стенки и отсутствия контакта перекачиваемого флюида с внутренней поверхностью линейного трубопровода (рис. 2). На верхней части рисунка 2 представлена модель трубопровода, а на нижней — его сечение по линии разреза А—А.

Стоит отметить, что одним из важнейших параметров транспортируемого флюида, необходимым к изучению при анализе возможности внедрения данной технологии, является теплопроводность органических отложений. Однако нередко в состав органических отложений включаются и иные фазы, такие как попутный нефтяной газ (ПНГ) и пластовая вода [8]. Предметом данной работы является изучение изменения теплопроводности АСПО и кинетики их образования в зависимости от обводненности исследуемой эмульсии.

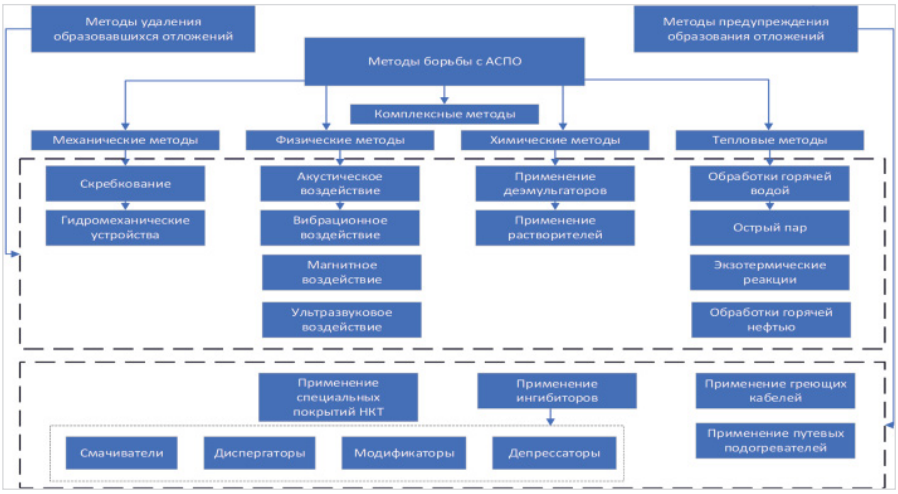


Рис. 1. Общая классификация методов борьбы с органическими отложениями
Fig. 1. General classification of methods for combating organic deposits

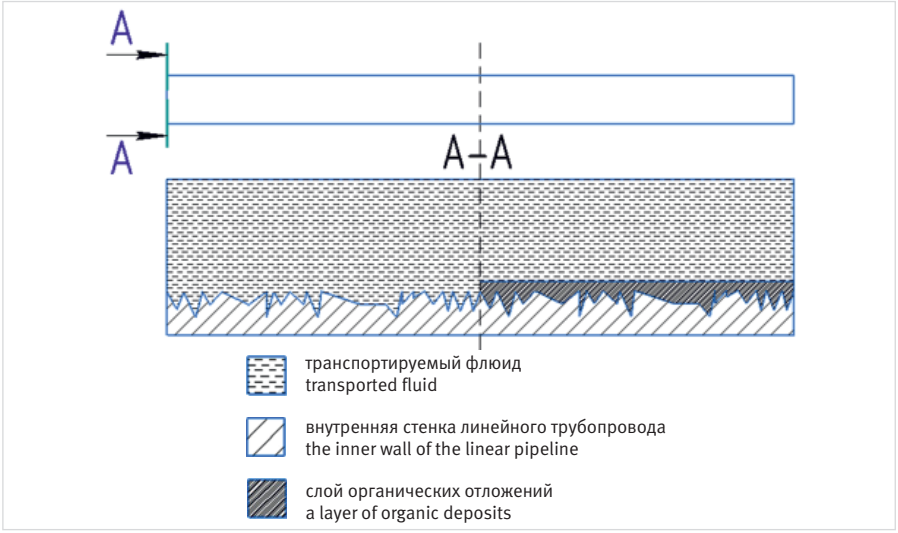


Рис. 2. Применение слоя АСПО в качестве антикоррозионной изоляции нефтепроводов
Fig. 2. Application of the wax layer as an anticorrosive insulation of oil pipelines

Методика проведения лабораторных исследований

Для определения теплопроводности органических отложений в лабораторных условиях использовалась методика, предложенная в работе [9]. Данная методика основана на применении уравнения Фурье для определения теплопроводности органических отложений, осажденных на цилиндрической

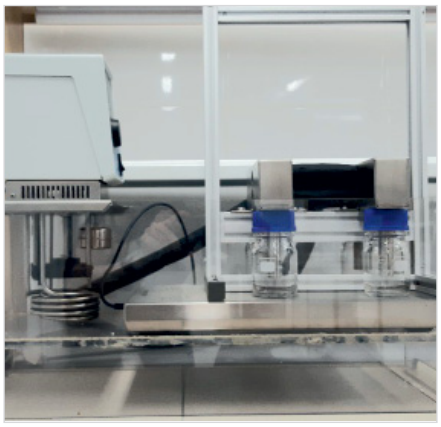


Рис. 3. Лабораторная установка «Холодный стержень» CF-4
Fig. 3. Laboratory installation “Cold Finger” CF-4

поверхности. Для получения органических отложений использовалась установка «Холодного стержня» (“Cold Finger”), представленная на рисунке 3, и описанная в работе [10] методика достижения наибольшей интенсивности образования АСПО.

При получении органических отложений на рассматриваемой установке определялись величины интенсивности и удельной интенсивности образования данных отложений. Данные величины также важны при рассмотрении возможности внедрения технологии «контролируемого слоя» и определяются по выражениям (1) и (2) соответственно.

$$И = \frac{m_{отл}}{m_{пробы}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$И_{уд} = \frac{m_{отл}}{m_{нефти}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где, $m_{отл}$ — масса образовавшихся отложений, г; $m_{нефти}$ — масса нефти в исследуемой пробе, г; $m_{пробы}$ — масса исследуемой пробы, г.

Также рассмотрению подлежала величина плотности органических отложений. Для ее определения была использована известная величина массы АСПО и величина объема, измеряемая путем оценки объема вытесненной воды из градуированной лабораторной пробирки.

Лабораторные исследования

Исследования зависимости изменения теплопроводности АСПО от обводненности анализируемой водонефтяной эмульсии проходили с использованием пробы флюида, отобранной с площадного объекта «N» (табл. 1).

Для характеристики данного флюида были проведены реологические исследования водонефтяных эмульсий. Данные лабораторные исследования выполнялись на балансовых смесях нефтей и вод, для приготовления которых были использованы пластовые нефть и вода с рассматриваемого площадного объекта. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1 на котором проводились исследования (рис. 4a). Результаты проведения лабораторных исследований представлены на рисунке 4b.

Анализируя рисунок 4b, можно заключить, что наибольшая вязкость рассматриваемого флюида достигается в точке инверсии при обводненности 60 % и составляет 362 мПа·с. Увеличение вязкости эмульсии объясняется высокой вязкостью дисперсионной среды — нефти, в которой присутствуют диспергированные частицы водной фазы, движение которых крайне затрудненно. При увеличении обводненности следует резкое снижение динамической вязкости ввиду инверсии образовываемой эмульсии. При формировании прямой эмульсии, обводненность которой превышает точку инверсии, вязкость эмульсии значительно снижается и составляет 2,39 мПа·с при обводненности 80 %. Столь значительное падение вязкости эмульсии объясняется изменением дисперсионной среды с нефти на воду — маловязкую жидкость, ввиду чего возможно относительное движение диспергированных частиц нефти. В данной работе исследования проводились как на прямой эмульсии, так и на обратной.

Для характеристики флюида с площадного объекта «N» на рисунке 5 приведен его фракционный состав.

Анализируя приведенные выше данные, можно отметить высокое содержание тяжелых компонентов C35+. Наибольшее содержание отмечено у группы компонентов C55–C56, составляющее 30,68 % и включающее в себя смолисто-асфальтеновые вещества (САВ).

При проведении лабораторных исследований по определению зависимости между теплопроводностью АСПО и обводненностью водонефтяной эмульсии одновременно использовались 4 стержня на установке «Холодного стержня», что способствует предотвращению искажения получаемых результатов и минимизации получаемых погрешностей (рис. 6).

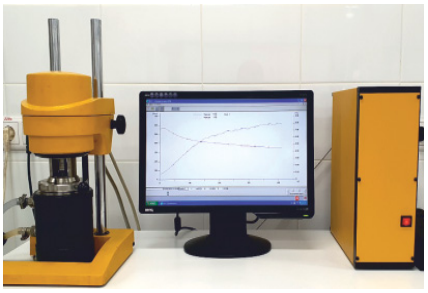
Анализируя рисунок 6, можно наблюдать значительный рост теплопроводности и плотности АСПО при увеличении обводненности исследуемой эмульсии. При увеличении обводненности с 0 до 80 % рост теплопроводности составляет 33,3 %, а плотности — 75 %. Данные процессы объясняются включением водной фазы в массу органических отложений. Также стоит отметить, что при увеличении обводненности исследуемой эмульсии выше 40 % интенсивность роста плотности рассматриваемых отложений резко снижается. Данный факт можно объяснить наличием максимально возможной концентрации водной фазы в отложениях, позволяющей им быть устойчивыми. В таком случае рост теплопроводности и плотности органических отложений при исследовании эмульсии с обводненностью более 40 % можно объяснить более интенсивным процессом изменения состава АСПО, описанным в работе [11], ввиду наличия меньшего количества нефтяной фазы в исследуемой эмульсии.

В ходе лабораторных исследований были определены величины интенсивности и удельной интенсивности образования АСПО (рис. 7).

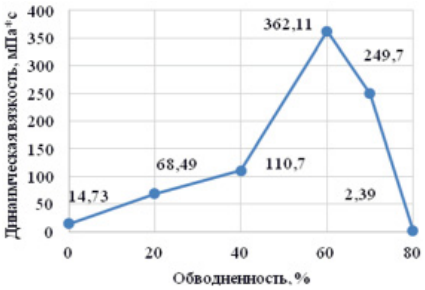
Анализируя построенный график, можно заключить, что интенсивность образования органических отложений снижается с ростом обводненности, что является следствием снижения количества нефтяной фазы в рассматриваемой водонефтяной эмульсии. В то же время величина удельной интенсивности образования АСПО растет с ростом обводненности эмульсии. Причем при исследовании прямой эмульсии рост данной величины близок к линейному, а увеличение обводненности выше точки инверсии и, как следствие, образование

Табл. 1. Свойства исследуемого флюида с площадного объекта «N»
Tab. 1. Properties of the studied fluid from the areal object “N”

Наименование параметра	Размерность	Величина
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м³	826
Содержание парафина	%	3,51
Содержание асфальтенов	%	4,41
Содержание смол	%	19,09
Содержание серы	%	2,22



a



b

Рис. 4. Лабораторные исследования по определению реологических свойств рассматриваемого флюида: a — Rheotest RN 4.1; b — зависимость динамической вязкости эмульсий от обводненности для рассматриваемого флюида
Fig. 4. Laboratory studies to determine the rheological properties of the fluid under consideration: a — Rheotest RN 4.1; b — the dependence of the dynamic viscosity of emulsions on the water content for the fluid under consideration

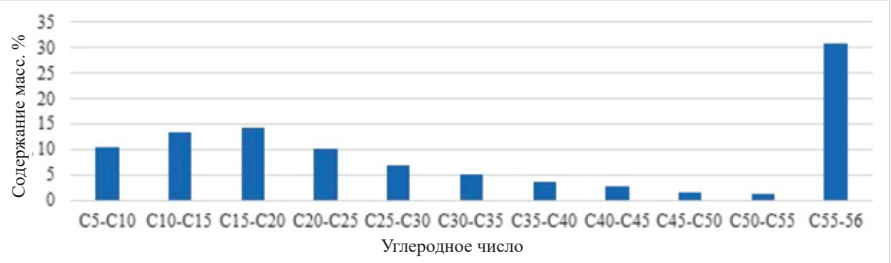


Рис. 5. Компонентный состав рассматриваемого флюида
Fig. 5. The component composition of the fluid under consideration

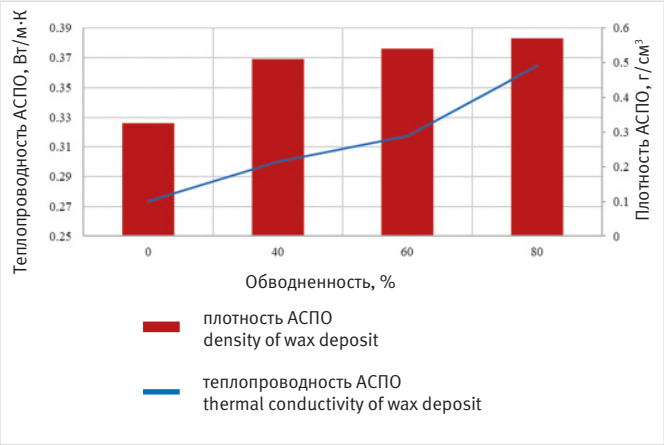


Рис. 6. Результаты проведенных лабораторных исследований
Fig. 6. The results of the conducted laboratory tests

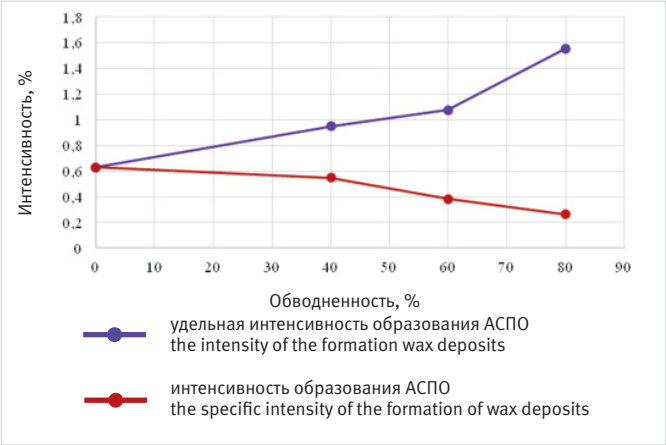


Рис. 7. Результаты определения интенсивности и удельной интенсивности образования органических отложений при изменении обводненности исследуемой эмульсии
Fig. 7. The results of determining the intensity and specific intensity of the formation of organic deposits with a change in the water content of the studied emulsion

обратной эмульсии приводят к резкому росту данной величины.

Итоги

Борьба с явлением образования органических отложений является сложной технологической задачей при транспортировке флюида трубопроводным транспортом. Существует множество современных методов удаления или предупреждения образования данных отложений. Одним из таких методов является применение технологии «контролируемый слой». При внедрении данной технологии одним из важнейших свойств АСПО является их теплопроводность. Данная величина зависит от химического состава транспортируемой нефти, наличия включений, содержащихся в органических отложениях, режима течения, обводненности эмульсии и термобарических условий формирования отложений. При работе с установкой «Холодный стержень» исследовалось влияние обводненности на данную величину, поскольку достоверная оценка влияния других параметров на теплопроводность АСПО не представляется возможной. В рамках данной установки нет возможности изменения длины трубопровода, оценки режима течения флюида по кольцевому пространству и формирования неравномерного слоя органических отложений. Влияние температуры формирования органических отложений на их теплопроводность еще предстоит оценить, в рамках данной установки увеличение градиента температуры создаст нефизичные условия образования отложений, а его снижение уменьшит скорость образования отложений до незначительных величин, не имеющих место на целевых объектах. На основании проведенных лабораторных исследований можно отметить, что с ростом обводненности сформированной эмульсии плотность и теплопроводность адгезируемых отложений увеличиваются, что объясняется включением в состав отложений водной фазы. При этом величины интенсивности образования данных отложений также снижаются, а величина удельной интенсивности — возрастает. Это объясняется интенсивным включением в состав отложений водной фазы при снижении доли нефти в составе прямой водонефтяной эмульсии.

Выводы

На основании результатов лабораторных исследований можно заключить, что теплопроводность органических отложений увеличивается при росте обводненности добываемой эмульсии, ввиду включения в объем отложений водной фазы. Также было отмечено увеличение удельной интенсивности образования органических отложений с ростом обводненности. Приведенные факты позволяют заключить, что при анализе технологической эффективности применения данной технологии необходимым параметром оценки будет являться обводненность транспортируемого по рассматриваемому трубопроводу флюида. Высокая обводненность транспортируемого флюида может повлечь за собой как снижение технологической эффективности рассматриваемой технологии, так и ее полную нецелесообразность, ввиду наличия высокого значения теплопроводности образующихся отложений.

Литература

1. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 4. С. 67–72.
2. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Логинова Е.А. Применение асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 4. С. 32–39.
3. Gawas K., Krishnamurthy P., Wei F., Acosta E., Jiang Y. Study on inhibition of high – molecular – weight paraffins for south eagle ford condensate. SPE Annual technical conference and exhibition. Houston, TX, USA, 2015, SPE 174817, P. 1289–1299. (In Eng).
4. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. Т. 2. № 2. С. 49–55.
5. Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. №. 2. С. 8–12.
6. Ревель-Муроз П.А., Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Использование асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве тепловой и антикоррозионной изоляции нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 3. С. 12–16.
7. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Логинова Е.А. Применение асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 4. С. 32–39.
8. Прозорова И.В., Серебренникова О.В., Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Стахина Л.Д., Николаева Т.Л. Особенности осадкообразования и состава парафиновых углеводородов нефти Верхне-Салатского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2007. Т. 310. № 2. С. 155–159.
9. Козлов А.В., Вяткин К.А. Оценка теплопроводности АСПО на основе результатов лабораторных исследований // Master's journal: 2020. № 1. С. 69–76.
10. Вяткин К.А., Козлов А.В. Изучение влияющих на интенсивность парафинообразования факторов в лабораторных условиях // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 96–98.
11. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015, October 20–22, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-176447-MS. (In Eng).

Results

Combating the phenomenon of the formation of organic deposits is a complex technological task when transporting fluid by pipeline transport. There are many modern methods for removing or preventing the formation of these deposits. One of these methods is the use of the "Controlled Layer" technology. When implementing this technology, one of the most important properties of wax deposits is their thermal conductivity. This value depends on the chemical composition of the transported oil, the presence of inclusions contained in organic deposits, the flow regime, the water content of the emulsion and the thermobaric conditions of the formation of deposits. When working with the "Cold Finger" installation, the influence of water cut on this value was studied, since a reliable assessment of the influence of other parameters on the thermal conductivity of the wax deposits is not possible. Within the framework of this installation, it is not possible to change the length of the pipeline, assess the flow regime of the fluid through the annular space and form an uneven layer of organic deposits. The influence of the temperature of the formation of organic deposits on their thermal conductivity has yet to be evaluated, within the framework of this installation, a change in the temperature gradient will create non-physical conditions for the formation of deposits, and its decrease will reduce the rate of sediment formation to insignificant values that do not occur at the target objects. Based on the conducted laboratory studies, it can be noted that with an increase in the water content of the formed emulsion, the density and thermal conductivity of the adhesive deposits increase, which is explained by the inclusion of a water vase in the composition of the deposits. At the same time, the intensity of the formation of these deposits also decreases, and the value of the specific intensity increases. This is due to the intensive inclusion of the aqueous phase in the sediments with a decrease in the proportion of oil in the composition of the direct water-oil emulsion.

Conclusions

Based on the results of laboratory studies, it can be concluded that the thermal conductivity of organic deposits increases with an increase in the water content of the extracted emulsion, due to the inclusion of an aqueous phase in the volume of deposits. There was also an increase in the specific intensity of the formation of organic deposits with an increase in water content. These facts allow us to conclude that when analyzing the technological efficiency of the use of this technology, the necessary parameter for the assessment will be the water content of the fluid transported through the pipeline under consideration. The high-water content of the transported fluid can lead to both a decrease in the technological efficiency of the technology under consideration, and its complete inexpediency, due to the presence of a high value of the thermal conductivity of the formed deposits.

References

1. Akramov T.F., Yarkeeva N.R. Control of deposits of paraffin and asphalt-resin components of oil. Oil and gas business, 2017, Vol. 15, issue 4, P. 67–72. (In Russ).
2. Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontiev A.Yu., Loginova E.A. Application of heavy oil depostits as thermal insulating layer in major pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2018, issue 4, P. 32–39. (In Russ).
3. Gawas K., Krishnamurthy P., Wei F., Acosta E., Jiang Y. Study on inhibition of high – molecular – weight paraffins for south eagle ford condensate. SPE Annual technical conference and exhibition. Houston, TX, USA, 2015, SPE 174817, P. 1289–1299. (In Eng).
4. Revel-Muroz P.A., Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobaev B.N. Joint use of thermal and chemical methods of influence during transportation of high-viscosity and solidifying oils. SOCAR Proceedings, 2017, Vol. 2, issue 2, P. 49–55. (In Russ).
5. Gilmutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. New directions of use of asphaltene deposition in pipeline transport of oil. Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbons, 2015, issue 2, P. 8–12. (In Russ).
6. Revel-Muroz P.A., Gilmutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. Using of asphaltene deposits as a heat and corrosion insulation of oil pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2016, issue 3, P. 12–16. (In Russ).
7. Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontiev A.Yu., Loginova E.A. Application of heavy oil depostits as thermal insulating layer in major pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2018, issue 4, P. 32–39. (In Russ).
8. Prozorova I.V., Serebrennikova O.V., Loskutova Yu.V., Yudina N.V., Stakhina L.D., Nikolaeva T.L. Peculiarities of sludge formation and composition of paraffin carbohydrates in the Upper-Salat deposit. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo Assets engineering, Vol. 310, issue 2, P. 155–159. (In Russ).
9. Kozlov A.V., Vyatkin K.A. Definition of the transcalency of wax based on laboratory studies. Master's journal, 2020, issue 1, P. 69–76. (In Russ).
10. Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Study of factors affecting the intensity of paraffin formation in laboratory conditions. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits, 2019, Vol. 1, P. 96–98. (In Russ).
11. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015, October 20–22, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-176447-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Илюшин Павел Юрьевич, к.т.н., директор НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Вяткин Кирилл Андреевич, ведущий инженер НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ, аспират кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия
Для контактов: kirill.vyatkin@girngm.ru

Козлов Антон Вадимович, студент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Вотинова Алена Олеговна, студент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Ilyushin Pavel Yuryevich, ph. d., director of SEC GDOGF PNRPU, associate professor of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

Vyatkin Kirill Andreevich, senior engineer of SEC GDOGF PNRPU, postgraduate student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
Corresponding author: kirill.vyatkin@girngm.ru

Kozlov Anton Vadimovich, student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

Votinova Alena Olegovna, student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломна Московской области. Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям Заказчиков;
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений;
- Широкие возможности технических решений;
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов;
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

Российская Федерация, Московская область, г. Коломна, ул. 2 км Малинского шоссе, 10А

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

Смазки будущего: антифрикционные покрытия «РУСМА»

Антифрикционные твердосмазочные покрытия (АТСП, или АФП) — новый вид смазочных материалов, так называемых сухих смазок, применяемых для существенного снижения износа и значительного увеличения ресурса узлов и механизмов.

Применение АФП признано экспертами одним из самых перспективных способов решения трех важных проблем эксплуатации техники и разнообразных промышленных агрегатов:

- потери мощности на трение в подвижных узлах;
- преждевременного износа металлических поверхностей узлов и соединений;
- продления срока службы узлов и соединений после ремонта.

Производят ли АФП в России?

Компания «РУСМА» занимается производством антифрикционных твердосмазочных покрытий с 2020 г. Решение о разработке такого продукта было принято в ходе сотрудничества с давними партнерами компании, которые на протяжении многих лет занимаются ремонтом трубной продукции для нефтедобывающей отрасли. «Трубники» обратили внимание на укрепляющий эффект, который дает предварительное нанесение на резьбу состава на основе порошкового дисульфида молибдена. Обработанные таким образом резьбовые соединения труб нефтяного сортамента служили значительно дольше, а нанесение с помощью аэрозольного баллона, предлагаемое для аналогичного продукта компанией Molykote, оказалось наиболее удобным. Решив найти бюджетную альтернативу дорогим зарубежным покрытиям, партнеры обратились в компанию «РУСМА».

Оценив перспективы и объем замещения импортной продукции данного типа, инженеры и технологи компании «РУСМА» приступили к реверс-инжинирингу и, после проведения ряда лабораторных исследований, не только разработали бюджетный и функциональный аналог, но и сумели вывести несколько твердосмазочных покрытий собственной разработки на опытно-промышленные испытания всего за 3 месяца.

Сейчас «РУСМА» предлагает потребителям линейку АФП на основе дисульфида молибдена, графита и меди: АФП «РУСМА D 321 R», АФП «РУСМА DRY MOLY 511», РУСМА COPPER SPRAY. Протоколы проведенных испытаний подтвердили: антифрикционные твердосмазочные покрытия, производимые в компании «РУСМА», ничуть не уступают по качеству зарубежным аналогам. Отчет о сравнительных испытаниях трибологических свойств покрытий на основе дисульфида молибдена РУСМА D 321 R, РУСМА DRY MOLY 511 и Force LPS 842 приведен в данной статье. При этом цены на отечественные продукты ниже.

В каких узлах применяют антифрикционные покрытия?

Антифрикционные твердосмазочные покрытия «РУСМА» применяют для обработки деталей различных узлов и агрегатов:

- крепежные изделия для морских нефтяных платформ;
- направляющие и подшипники скольжения конвейерных систем, станков, турбин, трубопроводной арматуры;
- пробки шаровых кранов;
- запорные клапаны ТЭС;
- штоки замедлителей клапанов;
- замки лопаточного аппарата турбины;
- червячные передачи редукторов;
- ходовые винты и шлицевые соединения металлообрабатывающих станков;
- направляющие, петли, шарниры, замки, дроссельные заслонки, шлицевые и резьбовые соединения в автомобилях;
- зубчатые передачи полиграфического оборудования;
- цепные передачи конвейеров печей и подъемно-транспортных машин;
- поверхности скольжения стяжных муфт и регулирующих клиньев;
- резьбовые соединения, в том числе из нержавеющей стали;
- резьбовые соединения различного профиля бурильных, НКТ и обсадных труб, в том числе перед нанесением резьбоуплотнительной смазки;
- резьбовые соединения, работающие в тяжелых условиях (колесные болты, свечи зажигания, шпильки коллекторов, детали глушителя и выхлопной системы);
- роторы винтовых безмасляных компрессоров.

В чем преимущества АФП перед пластичными смазками?

Обработка поверхностей деталей различных узлов антифрикционными твердосмазочными покрытиями позволяет создавать узел трения, который длительное время не нуждается в обслуживании. Покрытие выступает в роли эффективной замены привычных литиевых или кальциевых смазок с добавлением графита, дисульфида молибдена и меди, ранее применявшихся для обслуживания различных машин и механизмов.

Благодаря полимерной основе АФП сохраняют работоспособность в условиях высоких нагрузок и в присутствии агрессивных сред. Диапазон эксплуатационных температур у покрытий значительно выше, чем у пластичных смазок: от -80 до +450 °С. Антифрикционные покрытия эффективно работают в вакууме, проявляют устойчивость к воздействию радиации и защищают узлы от фреттинг-коррозии.

После нанесения покрытия узлы требуют меньшего объема технического обслуживания, поскольку однократно нанесенное покрытие обеспечивает легкий монтаж/демонтаж в течение всего периода эксплуатации узла. Кроме того, твердосмазочные покрытия незаменимы для узлов механизмов, работающих в условиях запыленности — пыль не прилипает к сухому полимерному покрытию, в отличие от смазки.

Как работают антифрикционные покрытия?

После нанесения покрытия на одну из деталей пары трения твердые смазывающие элементы в процессе работы узла частично переносятся на сопряженную поверхность. Под нагрузкой на обеих трущихся поверхностях формируются плотные и очень гладкие антифрикционные слои, минимизирующие шероховатость поверхностей и существенно снижающие трение, а вместе с ним и износ. Максимального противоизносного и антиаварийного эффекта позволяет добиться использование твердосмазочных антифрикционных покрытий в сочетании с пластичными смазками: вначале детали узла обрабатываются покрытием, а затем, на этапе монтажа, наносится смазка.

Как наносятся антифрикционные покрытия?

По способу нанесения АФП схожи с краской – наносятся на поверхность детали с помощью пульверизатора (аэрозоля), кисти или даже окунанием в специальную емкость. После застывания покрытие образует тонкий полимерный слой, который вместо красящего пигмента удерживает в себе

мельчайшие частицы твердых смазывающих веществ, чаще всего дисульфида молибдена и графита.

Полимерная основа твердосмазочного покрытия обеспечивает надежную адгезию к покрываемой поверхности. В зависимости от состава полимерной основы покрытиям требуются разные условия для застывания: одним нужен нагрев, так называемое запекание, другим — длительное время для высыхания.

Производимые в компании «РУСМА» антифрикционные покрытия не требуют «запекания», они полимеризуются (застывают, твердеют) при комнатной температуре в течение нескольких минут.

Перед нанесением покрытие тщательно перемешивают, встряхивая аэрозольный баллон в течение 2–3 минут после начала стука шарика. Данное требование объясняется свойствами твердых смазывающих компонентов: тяжелые ультрадисперсные частицы дисульфида молибдена, графита или меди в спокойном состоянии быстро оседают и слеживаются.

Из чего изготавливают антифрикционные покрытия?

Покрытия изготавливают на основе эпоксидных смол, титанатов, полиуретанов и акриловых компонентов.

Для обеспечения разной несущей способности при производстве антифрикционных покрытий выбираются разные порошковые твердосмазочные наполнители.

Высокие нагрузки требуют добавления дисульфида молибдена MoS_2 или дисульфида вольфрама WS_2 в сочетании с графитом или без него. Для смазывания узлов, работающих при средних нагрузках, применяют мягкие металлы, например, медь, цинк, а также полимеры, например, тефлон.

Можно ли использовать антифрикционные покрытия при отрицательных температурах?

АФП можно эксплуатировать при отрицательных температурах (до -80°С) при условии, что до начала использования баллон с покрытием находился в теплом помещении.

Возможна ли разработка АФП по техническому заданию заказчика?

Разработка смазочных материалов по техническому заданию заказчика — одно из направлений работы научного отдела компании «РУСМА». Благодаря многолетнему сотрудничеству с потребителями, работающими в самых разных отраслях промышленности, специалисты компании получили бесценный опыт в сфере реверс-инжиниринга, импортозамещения, а также разработки уникальных продуктов для решения задач конкретных производств и техники. Пример разработки аналога импортных АФП подтвердил, что «РУСМА» готова сотрудничать с заказчиками и в сфере разработки антифрикционных твердосмазочных покрытий.

Сравнительные испытания трибологических свойств полимерных покрытий

Испытательное оборудование

Стенд торцевого трения на базе ЧМТ-1 по схеме «кольцо-плоскость».

Методика испытаний

На испытательный стенд устанавливаются образцы пластина из Ст45 с полимерным покрытием и кольцо Ст45. Образцы приводятся в соприкосновение, и прикладывается сжимающая осевая нагрузка, обеспечивая контактное давление от 0,15 до 3,6 МПа. Образец-кольцо вращается с частотой 3 об/сек с погрешностью ±10 %, и непрерывно регистрируется значение момента сил трения.

Объект испытаний — полимерные покрытия

Force LPS 842
РУСМА D 321 R
РУСМА Dry Moly 511

Результаты испытания

На графике представлены изменения силы трения во времени при контактном давлении 1,5 МПа.

Заключение

При испытании на торцевом трении момент страгивания в покрытиях Force LPS 842 и РУСМА Dry Moly 511 идентичны, однако РУСМА Dry Moly 511 проявило быструю приработку с наименьшим моментом трения, в то время как покрытие Force LPS 842 после 10 сек испытаний подверглось разрушению и резкому увеличению силы трения. Многочисленные локальные повреждения цельности покрытия Force LPS 842 наблюдались и при однократном свинчивании резьбового соединения.

При свинчивании и развинчивании резьбового соединения с покрытием РУСМА D 321 R выявлено «размазывание» покрытия при механическом воздействии по поверхностям контакта, что обеспечивает сохранность основного тела болта. При испытаниях на торцевом трении покрытие РУСМА D 321 R показало наибольший момент страгивания и длительную приработку (до 20 сек).

«ТМС-ТрубопроводСервис»: мы продаем не трубы, мы продаем решения

У специалистов, добывающих нефть, накапливается ряд сложных вопросов, которые обычно пытаются решить один за другим с привлечением знаний, опыта и навыков специалистов сервисных компаний. В таких случаях подрядчик, способный услышать, решить эти проблемы комплексно, довести от точки А до точки Б, способный обеспечить качественный сервис и сопровождать после выполнения заказа, становится на вес золота. Одним из таких подрядчиков на рынке является «ТМС-ТрубопроводСервис», в числе ценностей которого особняком стоит клиентоориентированность. Именно команда специалистов «ТМС-ТрубопроводСервис» старается решить вопросы заказчика, изучив проблемы со всех сторон, предлагая комплексное решение.

ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» выросло из структурного подразделения компании «Татнефть», в котором работали в тандеме проектанты (институт «ТатНИПИнефть»), эксплуатационщики-изготовители трубной продукции. Благодаря этому получалось эффективно решать проблемные вопросы предприятий добычи и системы поддержания пластового давления (ППД).

«ТМС-ТрубопроводСервис» этими вопросами занимался с 1985 г., активно проводя многочисленные исследовательские работы. За весь накопленный 35-летний опыт специалистами ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» удалось решить проблему отрицательного воздействия на окружающую среду и высокой коррозии в системах (ППД), сократив количество порывов на трубопроводах «Татнефти» за несколько десятилетий более чем в 20 раз за счет внедрения металлопластмассовых труб с наконечниками из коррозионно-стойкой стали (МПТК).

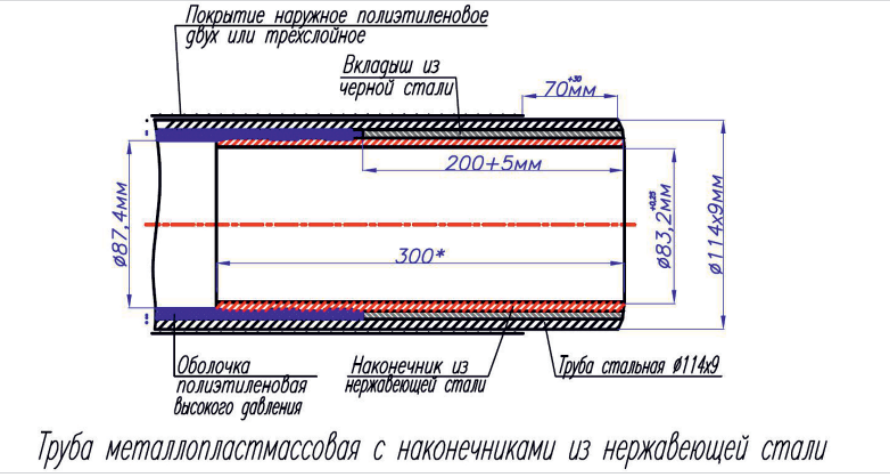


Рис. 1. Эскиз МПТК

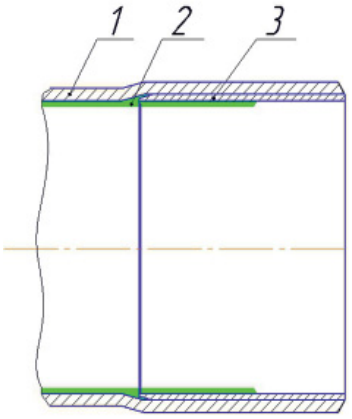
МПТК предназначены для сооружения трубопроводов, транспортирующих пластовую, сточную и пресную воды в системе поддержания пластового давления. Продукт получил высокую оценку правительства Республики Татарстан и был награжден Дипломом 3-й степени как «Лучшее техническое решение».

МПТК — стальная труба, внутри которой установлена п/этиленовая оболочка и закреплена коррозионно-стойкими наконечниками для защиты сварного стыка.

В компании изготавливают металлопластмассовые трубы диаметром от 89 до 325 мм, причем с утолщенными стенками до 22 мм. Такие трубы может делать не каждый завод, производительность составляет 2 км в сутки. Трубы изготавливаются в одно- и двухтрубном исполнении.

Мы подобрали такие покрытия, которые позволяют транспортировать пластовую воду с температурой до +80 °С, чего раньше не было, то есть конструкция ранее позволяла транспортировать воду лишь до +40 °С. Мы подобрали наружное эпоксидное покрытие, которое позволяет монтировать трубу не только под землей, но и над ее поверхностью, — говорит директор ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» Рустам Багманов.

Кроме МПТК, предприятие предлагает рынку широкий спектр продуктов, которые обеспечивают бесперебойную работу малых и крупных нефтяных компаний.



1 — стальная труба, секция труб, деталь (с калибровкой и раздачей)
2 — внутреннее антикоррозионное покрытие
3 — металлизационное покрытие из нержавеющей стали

Рис. 2. Металлизационное покрытие концевых участков (равнопроходная втулка)

Одним из них является наружное полимерное антикоррозионное покрытие на основе порошковых материалов. Трубы с полимерным порошковым покрытием предназначены для наземной прокладки трубопроводов, защиты областей переходов «земля-воздух» и подземной прокладки в местах, где нет возможности применить наружную полиэтиленовую изоляцию в связи с высокой температурой эксплуатации трубопровода (более 90 °С). Преимуществами данного продукта являются устойчивость к ультрафиолетовому и тепловому старению, способность не растрескиваться в течение всего срока службы, высокая стойкость к атмосферной и почвенной коррозии, а также к катодному отслаиванию. Данный продукт может применяться в составе более сложных, комбинированных теплоизоляционных и антикоррозийных покрытий. Монтаж трубопроводов с полимерным порошковым покрытием можно производить в любых погодных условиях.

В 2016 г. ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» разработал и внедрил новую технологию защиты сварных соединений с применением металлизационного покрытия концевых участков труб (равнопроходная втулка).

Металлизационное покрытие — втулка, выполненная из нержавеющей стали. Однако есть принципиально важное отличие от традиционных втулок: металлизационное покрытие наносится в цеховых условиях и не меняет внутреннего сечения трубопровода в зоне сварного соединения. Это особенность технологии.

Перед нанесением внутреннего покрытия стальная труба калибруется, после чего раздается на заданные размеры, и в подготовленную зону под определенным натягом запрессовывается втулка из нержавеющей стали (рис. 2). Внутреннее сужение трубопровода при этом составляет менее 1 %, тогда как в случае стандартных втулок проходной диаметр трубопровода уменьшается на 8–18 %. И это не единственное преимущество. Применение металлизационного покрытия ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» также обеспечивает увеличение скорости строительства трубопровода в полевых условиях и возможность строить трубопровод в любое время года, независимо от погодных и климатических условий. Надо отметить, что данная продукция уже пользуется спросом: с начала серийного производства наша компания поставила заказчикам уже более 800 км труб с внутренним полимерным покрытием в комбинации с металлизационной защитой концевых участков.

Трубы с металлизацией концов труб производства ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» рекомендованы к применению во многих нефтяных компаниях России.

– Мы 2 года разрабатывали различные варианты, — вспоминает Рустам Раисович. — Применяли втулки разной толщины и в результате нашли золотую середину решения сразу двух вопросов: выполнения надежного сварочного шва на трубах, при этом способного выдержать высокое давление.

Наряду с перечисленными продуктами, предприятие предлагает заказчику теплоизолированные трубы и детали трубопроводов для подземной и надземной прокладки в нескольких видах исполнения в комбинации с антикоррозионными покрытиями: со стандартной теплоизоляцией, рассчитанные на работу в температурных средах до 140 °С, комбинированные для температур эксплуатации 200–240 и до 360 °С, а также теплоизолированные трубы с противопожарными вставками для работы на объектах с повышенной пожароопасностью.

Первые теплоизолированные пенополиуретаном трубы «ТМС-ТрубопроводСервис» изготовил в 2008 г., когда один из основных заказчиков компании — ПАО «Татнефть» — начал разработку Ашальчинского месторождения. Тогда по заданию заказчика «ТМС-ТрубопроводСервис» и институт «ТатНИПИнефть» провели НИОКР, разработали конструкцию и изготовили теплоизолированные трубы с комбинированной изоляцией, способные выдержать до 200–240 °С.

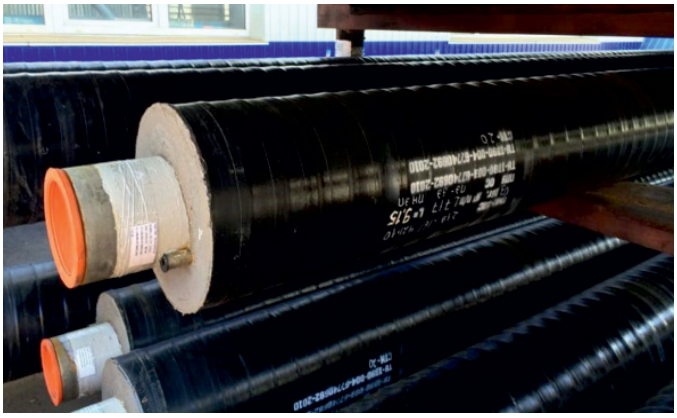


Рис. 3. Теплоизолированные трубы

Эти трубы до сих пор эксплуатируются на данном месторождении, доказывая успешность разработки.

Понимая, что строительство теплопровода и трубопровода — это не только линейная часть, но и фасонные изделия, «ТМС-ТрубопроводСервис» комплексно решает задачу, предлагая рынку все предизолированные изделия: отводы сварные и гнутые, тройники, переходы, неподвижные опоры с аналогичным покрытием, что позволяет построить трубопровод с одинаковыми прочностными и противокоррозионными характеристиками.

Компания не стоит на месте. В связи с потребностью расширения рынка были изучены и предложены технические решения для крупных нефтяных компаний, таких как «Лукойл», «Газпромнефть», «Роснефть», «Роснефтегаз». И на сегодняшний день предприятие успешно сотрудничает с многими крупными и малыми нефтяными компаниями. За время работы произведено трубной продукции в антикоррозионном исполнении более 18 000 км. Кроме предприятий России, компания также поставляет продукцию и за рубеж.

– Общение с нефтяными компаниями мы начинаем с вопроса: «Какие у вас есть проблемы?», после определения круга вопросов понимаем, какой продукт может помочь нашему заказчику, или же думаем, как решить задачу заказчика, — объясняет директор «ТМС-ТрубопроводСервис» Рустам Багманов. — Кто-то знает наши продукты и готов работать сразу, кто-то сначала смотрит на результаты опытно-промышленных испытаний. Практически на все ОПИ мы получили положительные заключения, а в тех случаях, когда есть отрицательный опыт, мы ищем другие пути решения. Дорабатываем продукт, и это сотрудничество с заказчиком все равно идет на пользу: мы создаем более совершенный продукт, который может помочь еще большему количеству нефтяных компаний в будущем.

«ТМС-ТрубопроводСервис» открыт для заказчика и работает только с собственными разработками, подтвержденными патентами, обладает сильным коллективом специалистов, привлекает к работе проектные институты и независимые лаборатории, обладает богатой экспериментальной базой. В «ТМС-ТрубопроводСервис» есть свой цеховой испытательный стенд, собственная оснащенная лаборатория, большинство составляющих продуктов изготавливается на самом предприятии. Специалисты последовательно изучают материалы, проводят лабораторные исследования, опытно-промышленные испытания, изготавливают продукцию под требования конкретного заказчика.

Если вас заинтересовала данная статья, можете обратиться по данным адресам: www.тмс-групп.рф. tmcg@tmcg.ru

ТМС ГРУПП

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18x30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-72-75 УДК 665.613 I Научная статья

Сравнительный анализ эффективности нейтрализаторов для снижения содержания сероводорода до 20 млн$^{-1}$ в нефти

Новикова Н.В., Булдакова Н.С.
ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, Ижевск, Россия
kwalery3@mail.ru

Аннотация
В связи с ужесточением требований к нефти, передаваемой на транспортировку магистральным трубопроводом или на переработку, а также с высокими фоновыми значениями сероводорода в нефтях месторождений Удмуртии, произведен подбор эффективных реагентов. Проведены лабораторные исследования шести марок нейтрализаторов сероводорода с разными активными основами на товарных нефтях объектов подготовки Киенгопского, Мишкинского и Гремихинского месторождений в соответствии с требованиями ПАО «НК «Роснефть». Определено, что все шесть испытуемых марок реагентов позволяют достичь содержания сероводорода менее 20 млн$^{-1}$. Установлены наиболее эффективные марки нейтрализаторов сероводорода в разрезе объектов подготовки. В рамках испытаний подтверждено отсутствие влияния реагентов в исследуемых дозировках на содержание хлористых солей в нефти.

Материалы и методы
Проведены лабораторные исследования шести марок нейтрализаторов сероводорода на товарных нефтях объектов подготовки Киенгопского, Мишкинского и Гремихинского месторождений в соответствии с требованиями ПАО «НК «Роснефть». Результаты отражены в виде графических иллюстраций и выводов.

Ключевые слова
нейтрализатор сероводорода, ТР ЕАЭС 045/2017, нейтрализация сероводорода, химический метод снижения содержания сероводорода в нефти, нефть, сероводород

Для цитирования
Новикова Н.В., Булдакова Н.С. Сравнительный анализ эффективности нейтрализаторов для снижения содержания сероводорода до 20 млн$^{-1}$ в нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 72–75. DOI 10.24412/2076-6785-2021-5-72-75

Поступила в редакцию: 05.07.2021

UDC 665.613 I Original Paper

Efficiency of neutralizers comparative analysis for reducing the hydrogen sulphide content in oil to 20 million^{-1}

Novikova N.V., Buldakova N.S.
“Udmurtneft” PJSC named after V.I. Kudinov, Izhevsk, Russia
kwalery3@mail.ru

Abstract
Due to the stricter requirements for oil transferred for transportation by the main pipeline or processing, as well as high background values of hydrogen sulphide in the oils of the fields of Udmurtia, the selection of effective reagents was made. Laboratory studies of 6 grades of hydrogen sulphide neutralizers with different active bases on commercial oils of the preparation facilities of the Kiengopskoye, Mishkinskoye and Gremikhinskoye fields were carried out in accordance with the requirements of Rosneft Oil Company. It was determined that all six tested grades of reagents can achieve a hydrogen sulphide content of less than 20 million^{-1}. The most effective grades of hydrogen sulphide neutralizers have been established in the context of preparation facilities. As part of the tests, the absence of the influence of reagents in the studied dosages on the content of chloride salts in oil was confirmed.

Materials and methods
Laboratory studies of 6 grades of hydrogen sulphide neutralizers on commercial oils of the preparation facilities of the Kiengopskoye, Mishkinskoye and Gremikhinskoye fields were carried out in accordance with the requirements of Rosneft Oil Company.
The results are in the form of figures and conclusions.

Keywords
hydrogen sulphide neutralizer, EAEU TR 045/2017, hydrogen sulphide neutralization, chemical method for reducing hydrogen sulphide in oil, oil, hydrogen sulphide

For citation
Novikova N.V., Buldakova N.S. Efficiency of neutralizers comparative analysis for reducing the hydrogen sulphide content in oil to 20 million^{-1}. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 72–75. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-72-75

Received: 05.07.2021

Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 20.12.2017 № 89 принят технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» ТР ЕАЭС 045/2017. Данный регламент ужесточает требование по содержанию сероводорода в нефти при сдаче на транспортировку магистральным трубопроводом или переработку до 20 млн$^{-1}$ с 1 июля 2019 г.

В связи с тем, что большинство месторождений ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова осложнены присутствием в добываемых флюидах сероводорода в высоких концентрациях, вышеуказанное ужесточение явилось серьезным вызовом для Общества.

Наиболее целесообразным способом снижения сероводорода с учетом ограниченности инфраструктуры объектов подготовки для реализации физических и физико-химических методов и сжатых сроков определен химический метод с использованием нейтрализатора сероводорода (НС). С целью подбора эффективного реагента, применение которого позволит достичь содержания сероводорода в нефти менее 20 млн$^{-1}$, проведены лабораторные испытания шести марок НС разных поставщиков.

На начальной стадии испытаний исследуемые реагенты проходят процедуру входного контроля по наличию перечня технической документации и соответствию физико-химических и технологических свойств нормативам технических условий и требованиям Положения ПАО «НК «Роснефть» «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339 (Положение Компании) [1]. НС соответствуют установленным требованиям и допущены до дальнейших испытаний.

В таблице 1 представлены классы активных основ исследуемых реагентов согласно информации, имеющейся в паспортах безопасности и технических условиях на соответствующую марку НС. Таким образом, проведены испытания реагентов на основе формальдегида, амина, триазинов.

Объектом исследования являлись нефти, отобранные из товарных резервуаров на уровне откачки нефти на сдачу с установки подготовки и перекачки нефти (УППН) Киенгопского, УППН Мишкинского и УППН Гремихинского месторождений. Товарная нефть указанных месторождений характеризуется обводненностью в диапазоне 0,1–0,5 масс. %, высоким содержанием сероводорода до 300 млн$^{-1}$ и низкими значениями содержания этил- и метилмеркаптанов до 2 млн$^{-1}$ (рис. 1).

Условия проведения испытаний выбраны максимально приближенными к условиям объектов применения нейтрализаторов сероводорода с учетом удаленности планируемой точки подачи реагента от точки ее сдачи, особенностей температурного режима технологического процесса подготовки и времени нахождения на объекте подготовки (табл. 2).

В ходе проведения исследований для каждой марки реагента определена минимальная эффективная дозировка, обеспечивающая снижение содержания сероводорода в нефти до значений менее 20 млн$^{-1}$. Важно отметить, что испытания проводились в разных лабораториях и детектирование содержания сероводорода осуществлялось методами, предусмотренными Положением Компании.

Объект	Обводненность товарной нефти, масс.%	Содержание сероводорода, млн$^{-1}$	Содержание этил-, метилмеркаптанов в сумме, , млн$^{-1}$
УППН Киенгопского месторождения	0,2-0,5	40-50	менее 2,0
УППН Мишкинского месторождения	0,1-0,5	80-100	менее 2,0
УППН Гремихинского месторождения	0,3-0,5	150-300	менее 2,0

Рис. 1. Физико-химические свойства нефтей
Fig. 1. Physical and chemical properties of oils

Для сравнительной оценки эффективности НС рассчитан расходный коэффициент по формуле:

$$РК = \frac{R_{ПС}}{C_{H_2S}^{ИСХ} - C_{H_2S}^{КОН}}, \qquad (1)$$

где $РК$ — расходный коэффициент, г/г; $R_{ПС}$ — дозировка НС, г/т; $C_{H_2S}^{ИСХ}$ — концентрация H_2S в исходной нефти, г/т; $C_{H_2S}^{КОН}$ — концентрация H_2S в обработанной нефти, г/т (рис. 2).

По результатам лабораторных исследований (рис. 2 a, b) для нефтей УППН Киенгопского и УППН Мишкинского месторождений наиболее низкий расходный коэффициент наблюдается для образцов НС-3 и НС-4, то есть реагентов, имеющих аминную группу в своем составе. Наиболее высокий расходный коэффициент определен для образца НС-6, содержащего в составе триазиновую группу. Реагенты с активной основой, включающей формальдегид (НС-1, НС-2 и НС-5), показали наиболее близкие значения расходных коэффициентов от 2,7 до 3,8 для объекта УППН Киенгопского месторождения, от 2,9 до 4,6 для объекта УУПН Мишкинского месторождения.

Дополнительно стоит отметить, что расходный коэффициент разных марок нейтрализаторов сероводорода для нефти УППН Киенгопского месторождения ниже относительно УППН Мишкинского месторождения, что объясняется более низким начальным содержанием сероводорода на объекте Киенгопского месторождения и более длительным временем взаимодействия реагента с товарной нефтью.

Длительность взаимодействия нейтрализатора сероводорода с нефтью учитывалась при выборе точки подачи реагента на объектах подготовки. Однако на УППН Мишкинского месторождения инфраструктура объекта не позволяет выбрать более удаленную точку подачи с учетом необходимости подачи реагента на поздних стадиях подготовки (после разгазирования нефти и снижения обводненности).

Табл. 1. Информация об активной основе исследуемых нейтрализаторов сероводорода
Tab. 1. Information about the active basis of the studied hydrogen sulphide neutralizers

№ образца	Активная основа
НС-1	Формальдегид
НС-2	Формальдегид, тетраазатрициклодекан
НС-3	Ди (2-гидроксиэтил)амин
НС-4	Гексаметилентетрамин (формальдегид+аммиак)
НС-5	Формальдегид
НС-6	2,2,2-(Гексагидро-1,3,5-триазин-триил) триэтанол

Табл. 2. Условия проведения испытаний
Tab. 2. Test conditions

Объект испытаний	Время взаимодействия, ч	Температура, °С
Нефть с УППН Киенгопского месторождения	10	35
Нефть с УППН Мишкинского месторождения	5	45
Нефть с УППН Гремихинского месторождения	24	45

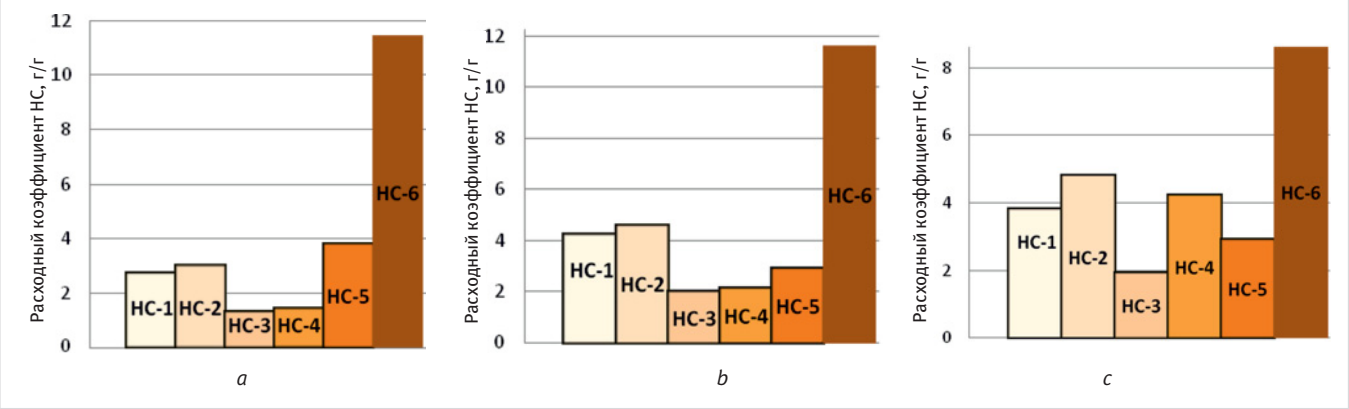


Рис. 2. Результаты определения расходного коэффициента разных марок нейтрализаторов сероводорода для нефтей с УППН Киенгопского месторождения — a, УППН Мишкинского месторождения — b, УППН Гремихинского месторождения — c
Fig. 2. The results of determining the consumption coefficient of different grades of hydrogen sulphide neutralizers for oils from the UPPN Kiengopskoye field – a, UPPN Mishkinskoye field – b, USPN Gremikhinskoye field – c

Несколько иная закономерность наблюдается для товарной нефти УППН Гремихинского месторождения (рис. 2 c). Реагенты разных активных основ (НС-1, НС-2, НС-4 и НС-5) показали расходный коэффициент в диапазоне от 2,9 до 4,8. Наиболее низкий расходный коэффициент наблюдается для НС-3, содержащего аминную группу, что определяет его по результатам лабораторных исследований наиболее эффективным для нефти Гремихинского месторождения.

Особенностями объекта подготовки вышеуказанного месторождения является высокое содержание сероводорода в нефти, длительное время взаимодействия с реагентом (удаленность точки сдачи нефти от объекта подготовки) и достаточно высокая температура при подаче нейтрализатора сероводорода. Предполагается, что совокупность перечисленных факторов определяет достаточно высокие значения расходного коэффициента НС по отношению к нефти Гремихинского месторождения.

Известно, что нейтрализаторы сероводорода на амино-формальдегидной основе могут негативно влиять на качество товарной нефти по показателю «содержание хлористых солей» за счет взаимодействия активной основы реагента с сернистыми соединениями нефти с образованием соединений, параллельно определяющихся с хлоридами и увеличивающих концентрацию последних («мнимые» хлористые соли) [2]. По результатам данных испытаний установлено, что при исследуемых дозировках НС не вызывают увеличение содержания хлористых солей; для примера представлены результаты по НС-1 (рис. 3). Определение хлористых солей проводилось (методом А) ГОСТ 21534-76.

Итоги

По результатам проведенных лабораторных исследований можно сделать вывод о том, что все шесть испытуемых марок нейтрализаторов сероводорода позволяют достичь содержания сероводорода менее 20 млн$^{-1}$ в товарных нефтях объектов подготовки ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова. Установлено, что наиболее эффективными для УППН Киенгопского и УППН Мишкинского месторождений являются НС-3 и НС-4, то есть реагенты, содержащие аминную группу, для УППН Гремихинского месторождения — НС-3. Расходные коэффициенты других нейтрализаторов сероводорода, в состав которых входит формальдегид или триазин, более чем в 2 раза выше.

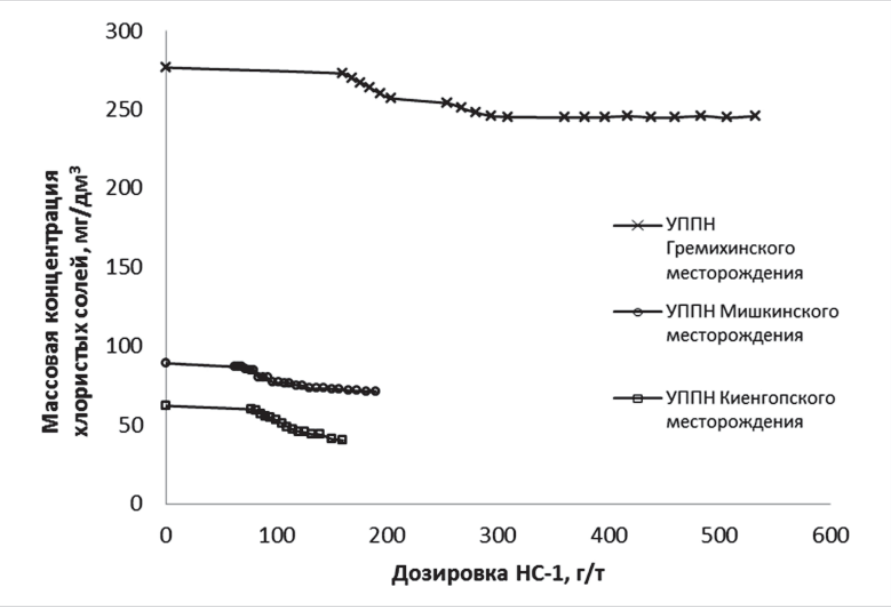


Рис. 3. Зависимость содержания хлористых солей от дозировки НС-1 для товарных нефтей УППН Киенгопского, УППН Мишкинского и УППН Гремихинского месторождений при определенных температурно-временных характеристиках объектов
Fig. 3. The dependence of the content of chloride salts on the dosage of NS-1 for commercial oils UPPN Kiengopskoye, UPPN Mishkinskoye and UPPN Gremikhinskoye fields at certain temperature and time characteristics of objects

Выводы

Несмотря на достаточно большой опыт лабораторных исследований нейтрализаторов сероводорода и получение общих закономерностей по их результатам, как показывает практика проведения опытно-промысловых испытаний [3], расходные коэффициенты реагентов в реальных условиях несколько отличаются не только по абсолютным значениям, но и по закономерности изменения по объектам подготовки. Данный факт говорит о множестве факторов на промысле, которые оказывают влияние на работу нейтрализатора сероводорода.

Таким образом, для принятия решения о промышленном внедрении НС необходимо проведение опытно-промысловых испытаний реагентов с целью подтверждения эффективности и получения уточняющих данных для расчета экономического обоснования каждой марки НС с учетом стоимости реагентов, поскольку известно, что НС на формальдегидной основе значительно дешевле других типов нейтрализаторов.

Литература

1. Положение Компании № П1-01.05 Р-0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании», версия 2.00, 2019.
2. Шаталов А.Н., Сахабутдинов Р.З., Шипилов Д.Д., Антонова Н.В., Мингазова А.З. Исследование влияния нейтрализаторов сероводорода на процессы обезвоживания и обессоливания нефти // Сборник научных трудов «ТатНИПИнефть». 2012. Т. 80. С. 270–278.
3. Фот К.С., Новикова Н.В., Булдакова Н.С., Жуков А.Ю. Выбор нейтрализатора сероводорода для объектов ОАО «Удмуртнефть» в рамках подготовки к введению технического регламента ТР ЕАЭС 045/2017 // Нефтяное хозяйство, 2020. № 2. С. 68–73.

Results

Based on the results of laboratory studies, it can be concluded that all six tested grades of hydrogen sulfide neutralizers can achieve a hydrogen sulphide content of less than 20 million^{-1} in the commercial oils of the facilities of "Udmurtneft" PJSC named after V.I. Kudinov. It has been established that NS-3 and NS-4, i.e. reagents containing an amine group, are the most effective for the USPN Kiengopskoye and USPN Mishkinskoye fields, NS–3 – for the USPN Gremikhinskoye field. The consumption coefficients of other hydrogen sulphide neutralizers, which include formaldehyde or triazine, are more than 2 times higher.

Conclusions

Despite the rather extensive experience of laboratory studies of hydrogen sulphide neutralizers and obtaining general patterns based on their results, as the practice of conducting pilot field tests shows [3], the consumption coefficients of reagents in real conditions differ somewhat not only in absolute values, but also in the regularity of changes in the objects of preparation. This fact indicates a variety of factors in the field that affect the operation of the hydrogen sulphide neutralizer.

Thus, in order to make a decision on the industrial introduction of NS, it is necessary to conduct pilot field tests of reagents in order to confirm the effectiveness and obtain clarifying data for calculating the economic justification of each brand of NS, taking into account the cost of reagents, since it is known that formaldehyde-based NS is much cheaper than other types of neutralizers.

Reference

1. Company Regulation № P1-01.05 R-0339 Application of chemical reagents at hydrocarbon production facilities of the Company, version 2.00, 2019. (In Russ).
2. Shatalov A.N., Sahabutdinov R.Z., Shipilov D.D., Antonova N.V., Mingazova A.Z. Study of the effect of hydrogen sulfide neutralizers on processes of oil dehydration and desalting. Collection of scientific papers TatNIPIneft, 2012, Vol. 80, P. 270–278. (In Russ).
3. Fot K.S., Novikova N.V., Buldakova N.S., Zhukov A.Yu. Hydrogen sulfide converter selection for objects of Udmurtneft JSC within preparation for introduction of TR EEU 045/2017. Oil industry, issue 2, 2020, P.68–73. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Новикова Надежда Валерьевна, главный специалист,
ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, Ижевск, Россия
Для контактов: kwalery3@mail.ru

Булдакова Надежда Сергеевна, к.х.н., начальник,
ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, Ижевск, Россия

Novikova Nadezhda Valeryevna, chief specialist,
"Udmurtneft" PJSC named after V.I. Kudinov, Izhevsk, Russia
Corresponding author: kwalery3@mail.ru

Buldakova Nadezhda Sergeevna, ph.d of chemical sciences, head,
"Udmurtneft" PJSC named after V.I. Kudinov, Izhevsk, Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SIBExpoSERVICE
www.ses.net.ru

Одиннадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2021
ЯКУТСК, 27 – 28 октября

+7 (383) 335 63 50
vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

Перспективы развития отечественного рынка газомоторной техники

На сегодняшний день максимальное практическое применение из альтернативных видов топлива нашел сжиженный природный газ (СПГ). Перспектива развития СПГ довольно радужная: в начале 2021 года была принята долгосрочная федеральная программа развития и поддержки производства природного сжиженного газа. Упор в ней сделан на расширение использования российских технологий. АО «РариТЭК Холдинг» — российское торгово-промышленное объединение по производству, сервису и продаже газомоторной техники — работает в данном направлении уже на протяжении 20 лет и вносит весомый вклад в программу развития применения СПГ в качестве моторного топлива.

Батыршин Р.Р.,
генеральный директор,
АО «РариТЭК Холдинг»

РариТЭК начал свою работу 20 лет назад в качестве маленькой дилерской компании. В то время он только начинал развиваться и никем не поддерживался. В эпоху нефтяного бума мало кто был готов переводить грузовики и другую тяжелую технику на природное топливо. Однако специалисты компании увидели в этом большие перспективы и не прогадали. Рискнув стать новатором на рынке природного топлива 20 лет назад, РариТЭК сейчас является ведущим предприятием с собственными разработками и производственно-технической базой. Особое внимание в компании уделяется разработке новых технологий и процессов производства криогенных топливных систем, а также способам их внедрения на транспортные средства различных модификаций. Об успешных проектах компании мы расскажем в данной статье. Начнем с описания преимуществ и перспективах перехода на СПГ.

Преимущества СПГ-топлива

Сегодня переход на газовое топливо является мировым трендом, поэтому преимущества перевода грузовой и тяжелой техники на СПГ как никогда очевидны.

Во-первых, сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что повышает эффективность, удобство транспортировки и удобство хранения, позволяя расширить сферу его применения. Криобаки для хранения СПГ гораздо легче и компактнее баллонных систем для сжатого газа (КПГ), соответственно, становится возможным применение данного вида топлива не только на грузовой, но и на других видах техники, например, на дорожно-строительной и сельхозтехнике. Так емкость криобака в 500 л эквивалентна 13 баллонам (по 80 л) компримированного газа.

Во-вторых, цена на газ практически в три раза ниже, чем на традиционное нефтетопливо, что позволяет в 2,5 раза сэкономить затраты на горючее.

В-третьих, СПГ-топливо соответствует международным стандартам экологической безопасности. Использование автомобильной техники на природном газе значительно снижает негативное влияние на окружающую среду. В сравнении с бензиновыми двигателями, загрязнения и выбросы токсичными веществами от газомоторной техники существенно ниже. При этом совершенно отсутствуют загрязнения сажей, соединениями серы и свинца.

В-четвертых, использование метана в качестве моторного топлива в 1,5–2 раза увеличивает срок службы двигателя. Преимущества и ценность СПГ как альтернативного вида топлива убедили многих перейти на сжиженный газ. Но альтернатива должна быть доступна каждому. Поэтому на государственном уровне с помощью различных программ субсидирования стараются поддержать компании, приобретающие или уже имеющие в своем составе газомоторную технику на СПГ, кроме того, ежегодно выделяются средства из бюджета на увеличение количества стационарных КриоАЗС в регионах.

Производство техники на газобаллонном оборудовании стало мировым трендом, который пришел и в Россию. В марте 2021 года правительство РФ утвердило долгосрочную программу развития и поддержки производства СПГ, рассчитанную на 15 лет. В рамках федеральной программы планируется увеличить в три раза мощности по производству сжиженного природного газа в России к 2035 году. Кроме того, планируется значительно увеличить сети его доставки в отдаленные регионы России.

Собственное производство РариТЭК

РариТЭК стоял у истоков развития газомоторного рынка в России. 20-летний опыт реализации проектов позволил накопить достаточный объем компетенций для того, чтобы предлагать рынку новые высокоэффективные решения. Сферы деятельности компании так обширны, что клиенты могут рассчитывать на долгосрочную поддержку и помощь по любым вопросам, связанным с газомоторным транспортом. Комплексный подход – залог успеха компании «РариТЭК»!

Холдинг регулярно расширяет модельный ряд продукции на КПГ и СПГ, внедряет новые технические решения. С развитием СПГ специалистами была разработана собственная система питания газового двигателя сжиженным природным газом, что позволило расширить направление деятельности компании в отрасли газомоторного топлива. Так, на базе предприятия организован полный цикл производства автобусов среднего и большого класса на метане под собственным брендом «LOTOS». А в прошлом году успешно реализован уникальный проект — первое газомоторное экскурсионное судно «Чайка» на СПГ. Специалисты компании внесли большой вклад в реализацию проекта: приняли участие в разработке криогенной бортовой газотопливной системы.

Перспективные инновационные разработки для газомоторной отрасли

Одной из перспективных инновационных разработок АО «РариТЭК Холдинг» является гусеничный экскаватор UMG серии E330C — это первый экскаватор в России на СПГ. Проект был разработан по запросу одного из постоянных клиентов РариТЭК — лидера нефтегазовой отрасли. Работы по переоборудованию экскаватора на СПГ велись совместно с партнером – производителем дорожно-строительной техники UMG.

В отличие от привычной дизельной версии, экскаватор на СПГ отличается своими неоспоримыми преимуществами, среди которых: высокие показатели экологичности (соответствие международному стандарту Евро-5), экономия на топливе в 2,5 раза, повышенный ресурс двигателя (ресурс газового двигателя Yuchai до 1 млн км), снижение эксплуатационных затрат. Данная техника отлично подходит для эксплуатации даже в условиях Крайнего Севера.

Кроме всего этого, данная версия экскаватора обладает великолепными техническими и эксплуатационными характеристиками:

- экскаватор UMG E330C может выполнять значительные объемы работ в карьерах, на стройплощадках, при прокладывании траншей, разработке котлованов, насыпей и так далее;
- кубатура ковша варьируется по объему от 1,25 до 2 м^3;
- с обзорностью при работе у оператора проблем нет за счет того, что сама кабина обладает большой площадью остекления и в базовой комплектации экскаватора есть камеры заднего и бокового вида. Изображение с них выводится на дисплей в двух режимах, режимы можно переключать;
- также на машине установлено мощное освещение: современная светодиодная балка мощностью 300 Вт со сплошным светом на кабине оператора и две фары рабочего света на стреле. Дополнительно можно укомплектовать экскаватор фарой заднего вида;
- в базовой комплектации у экскаватора есть различное навесное оборудование: гидроборы, вибротрамбовки, дорожные фрезы. В зависимости от задач, которые стоят перед машиной, можно подключить различные сменные инструменты, помогающие расширить ее фукнционал: дробильно-сортировочные ковшы, грейферы, гидроножницы, бетоноломы;
- для обеспечения безопасности работы с обеих сторон кузова находятся огнетушители, в кабине есть третий. Помимо этого, в моторном отсеке установлены два автоматических порошковых огнетушителя, срабатывающих автоматически при определенной температуре. Также в гидрораспределитель встроены специальные тормозные клапаны.

Протестировать свои разработки в полевых условиях компания «РарТЭК» доверяет своим партнерам. В ходе тестовой эксплуатации экскаватора компания сможет получить возможность не только проверить технико-экономические и эксплуатационные характеристики, но и объективно оценить сильные и слабые стороны проекта.

После проведения тестовых испытаний экскаватора UMG на СПГ компания готова будет принимать заказы на поставку данного вида техники. Не останавливаясь на достигнутом, совместно с партнерами РариТЭК продолжает работу над расширением линейки дорожно-строительной техники на СПГ, предлагая рынку новые инновационные решения.

Где можно познакомиться с разработками холдинга РариТЭК в сфере СПГ?

Первый гусеничный экскаватор в России на СПГ-топливе UMG E330C и другие инновационные технологические решения РариТЭК будут представлены в ближайшее время на двух отраслевых выставках.

Первая — **Петербургский международный газовый форум** — пройдет 5–8 октября 2021 года в г. Санкт-Петербурге, по адресу: Петербургское шоссе, 64/1, ЭКСПОФОРУМ, пав. F, G, H, конгресс-центр, в рамках форума на выставочной экспозиции «РариТЭК» состоится торжественная передача экскаватора на тестовую эксплуатацию.

Вторая — **19-я международная выставка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть»** — пройдет 20–22 октября 2021, в г. Альметьевске, по адресу: ул. Белоглазова, 62а, ДЮСШ по футболу.

Приглашаем всех заинтересованных участников рынка СПГ, а также руководителей и специалистов, заинтересованных в производстве и покупке газомоторной техники, посетить стенды РариТЭК и лично пообщаться со специалистами компании.

РариТЭК ХОЛДИНГ

РТ, г. Набережные Челны,
ул. Старосармановская, 18

8 800-333-25-52
info@raritek.ru
www.raritek.ru

RFF 2021

ФОРУМ РОССИИ И СТРАН СНГ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ

8–9 декабря | Сочи

ОРГАНИЗАТОР

EPC
Euro Petroleum Consultants

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Обзор мировых рынков удобрений и химической продукции
- Новые виды экологически чистых удобрений
- Инновационные технологии производства удобрений. Экономика замкнутого цикла
- Новейшие разработки в области катализаторов и оборудования
- Обзор текущих и планируемых проектов в России и СНГ
- Стратегии реализации проектов и управление рисками
- Пути снижения операционных затрат: экономия энергии, повышение надежности и качества обслуживания
- Хранение и транспортировка удобрений: проблемы и перспективы
- Инновационная цифровизация

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:

ГАЗПРОМБАНК
«Газпромбанк» (Акционерное общество)

ПАРТНЕР:

Открытое акционерное общество
ЩЕКИНОАЗОТ

+7 (495) 517-77-09 | www.europetro.ru | moscow@europetro.com

24-27.05 2022 УФА ВДНХ ЭКСПО ул.Менделеева,158

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ АССОЦИАЦИЯ АРМАТУРОСТРОЕНИЯ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ

НАЦИОНАЛЬНАЯ АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30-я юбилейная специализированная выставка

30 лет выставке

- Разведка и добыча нефти и газа
- IT-технологии в нефтегазовой отрасли
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- Инновации газовой отрасли
- Автоспецтехника
- Техника и оборудование для газомоторного топлива
- Нефтегазопереработка и нефтехимия
- Системы безопасности и противопожарная техника
- Поставка и сбыт нефти, газа и нефтепродуктов

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru

+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

gazneftufa, gnt_forum GasoilTube #газнефтьуфа #гнт #gasoilexpo #гнтфорум

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

VDMA Process Plant and Equipment

ЭКСПОЦЕНТР

Messe Düsseldorf

SAMARAGIPS

БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ

- цементирование в условиях ММП
- ликвидация поглощений технологических жидкостей
- ремонт скважин

Основные особенности материала

- оптимальное время загустевания и сроки схватывания
- быстрый набор начальной прочности
- отсутствие усадки
- хорошая текучесть тампонажной смеси
- водоудерживающая способность
- отсутствие расслоения смеси
- низкая водоотдача

Технические характеристики БСС

Подбор рецептур быстросхватывающихся смесей производится исходя из скважинных условий

- плотность БСС 1,6–1,9 г/см^3
- время загустевания до 70 Вс 90-240 мин
- прочность за 6–8 часов не менее 10 Мпа (1450 Psi)

Центр технологий применения продуктов SAMARAGIPS
+7 (846) 277 79 97 (доб. 4074)
+7 (937) 991 31 24
medvedev.y@samaragips.ru
www.samaragips.ru

SciAps

Углерод! Делаем Легко.

Лучший Напарник вашему
XRF анализатору металлов

Z-901 CSi

LIBS
ТЕХНОЛОГИЯ

Лазер для Углерода и Кремния – с экономией в 1 млн рублей

SciAps Russia
info@sciaps-russia.ru
www.sciaps.com
www.sciaps-russia.ru
+7 499 350 6650

Ждем вас на
Металл Экспо
8–12 ноября 2021
Москва, Экспоцентр
Пав. 8 Зал 2 Стенд А47