

№2 (103) АПРЕЛЬ 2024

НЕФТЬ ГАЗ

ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

**GE GAS
ENGINEERING**

Экспертные решения для сжиженных газов

ИЗОТЕРМИЧЕСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ

от 1 000 до 260 000 м³



ge-gas.ru

От ТЭО и поставок оборудования
до строительства терминала под ключ,
его обслуживания и оптимизации

РОСНЕФТЬ

Подходы
к извлечению остаточных
запасов УВ

Обзор
ограничения режимов
работы скважин

Системы
заканчивания ГС с МГРП

Расчет
PVT-свойств
пластовых флюидов

ТЕХНОЛОГИИ

Исследование
акватермолиза
тяжелой нефти

Процесс
получения высокооктановых
компонентов бензинов

Главная нефтегазовая выставка страны

НЕФТЕГАЗ-2024



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА РФ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



Выставка «НЕФТЕГАЗ» для нас знаковая. она проходит уже 45 лет,

что подтверждает, насколько она важна и востребована не только для нефтегазовой отрасли, но и всех тех, кто с ней связан – это и машиностроители, и металлурги, и химики, и экологи, и производители новых материалов и так далее.

Практически все отрасли связаны с нефтегазовой отраслью, которую можно назвать хребтом российской экономики.

Сергей Катырин

Президент Торгово-промышленной палаты
Российской Федерации

23 500+

посещений профессионалами
нефтегазовой отрасли

779

компаний-
участниц

41 631 кв. м

площадь выставки

ABSolute

8 павильон | 2 зал | стенд 82B79



Россия, ООО «ИКС-Инжиниринг Рашин» ИНН 571607089

ТЕХНОЛОГИИ.
МЕНЕДЖМЕНТ.
СЕРВИС.



СТЕНД — 22D20

12

стран-участниц

10 366

руководителей
и ТОП-менеджеров

12

региональных
коллективных стендов

СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

STEELCONTOUR

КОМПЕНСАТОРЫ

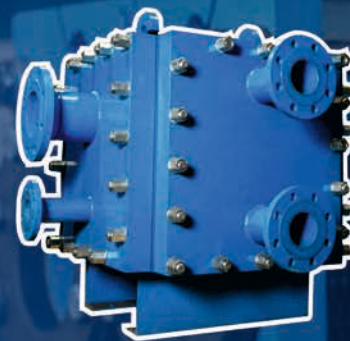
steelcontour.com





РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ТЕПЛОБМЕННИКОВ И ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

etrann.com



Мы постоянные партнеры этой выставки, которая проходит уже несколько десятилетий. Выставка набирает обороты, появляются все новые стенды, новые компании

Владимир Каланда
Вице-президент
ПАО «Транснефть»



50+

мероприятий
деловой программы

250+

трендовых
докладов

1 000+

делегатов





Лидер рынка в России и СНГ
по добыче и переработке бентонита

Сырье - 10 собственных месторождений высококачественного бентонита в России, Азербайджане и Казахстане. Запасы – более 100 млн тонн. Разработка инновационных продуктов на основе бентонита. Многолетнее сотрудничество с ведущими предприятиями металлургической, литейной, нефтяной и другими отраслями РФ, СНГ, Азии и Европы.

БЕНТОНИТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Базовые марки:

ПБМА, ПБМБ, ПБМВ, ПБМГ универсальная, недорогая основа буровых растворов.

Специализированные марки:

ПБМА-ЭКСТРА

солестойкий бентонит для минерализованных буровых растворов;

ПБМ ЭТАЛОН

усиленная формула солестойкого бентонита с пониженной фильтрацией бурового раствора;

СУПЕРГЕЛЬ

минеральный диспергент для бентонитовых растворов;

ПОЛИМЕР- БЕНТОНИТОВЫЙ КОМПЛЕКС (ПБК)

функциональный аналог ксантановой камеди;

ПБМА класса ПРЕМИУМ

с выходом раствора более 30 м³/тн без дополнительных полимерных добавок;

ОСМА BENTONITE

по международному стандарту ISO 13500.

Марки для работ по прокладыванию инженерных коммуникаций методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ):

ГНБ-20, ГНБ-30, ГНБ-40

время приготовления бурового раствора 10-15 минут.

I-Bent-L и I-Bent-H

полимеризованные смеси

I-Bent-Base

бесполимерная смесь

I-Bent®

Марки серии I-Bent совместимы с традиционно используемыми регулируемыми реагентами и полимерами, при этом использование I-Bent-L и I-Bent-H в большинстве случаев не требует дополнительных обработок бурового раствора.



ООО «Компания Бентонит»
Россия, г. Москва, ул.Тверская,
д.12 стр.1, офис 19

+7 (495)-740-43-55

sales@bentonit.ru
bentonit.ru





КЗПМ

КРУПНОЕ
промышленное
предприятие

ПОСТАВЩИК
минеральной
продукции
высшего качества
(бентонит, известняк)

ЗАВОД ИМЕЕТ
полный
технологический
цикл производства

ВХОДИТ
в структуру
Группы Компаний
«Бентонит»

ОРГАНОБЕНТОНИТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Органобент® используется для приготовления буровых растворов на углеводородной основе (РУО) и эмульсионных РУО

которые применяются при бурении пологих и горизонтальных скважин сложного профиля, а также при первичном вскрытии низкопроницаемых продуктивных пластов.

Использование Органобент® в составе РУО обеспечивает:

- Высокую электростабильность (более 700В) при оптимальном сочетании термостойкости, седиментационной и агрегативной устойчивости эмульсий в присутствии микрочастиц органобентонита;
- Требуемую вязкость, тиксотропию и структурные характеристики;
- Высокую выносящую способность и стабилизацию частиц утяжелителя во взвешенном состоянии;
- Формирование структурированной фильтрационной корки и снижение водоотдачи;
- Неограниченную солестойкость, большую глиноёмкость, устойчивость к CO₂ и H₂S, коррозионную устойчивость, возможность утяжеления раствора до удельного веса 2,2 г/см³, высокие смазочные свойства.

Опытные испытания

Органобент®

для РУО производства АО «КЗПМ» прошел опытные испытания на объектах «Роснефти», «Татнефти» и «Новатэк». Рекомендован в составах прямых и инвертно-эмульсионных буровых растворов.



АО «Краснодарский завод промышленных минералов»
Россия, Краснодарский край, Северский район,
пгт. Ильский, ул. Нефтяников, дом 4, офис 1

+7 (86166) 67-7-07

ks@kzpm.org
kzpm.org

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»



ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС

СТРОИТЕЛЬСТВО

скважин

ИЗГОТОВЛЕНИЕ И СЕРВИС

нефтепромыслового
оборудования



Россия, РТ, г. Альметьевск,
ул. Базовая, 2

+7 (8553) 38-94-00, 31-84-94
info@sistemaservis.ru
www.system.tagras.ru

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР

ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА!

ПРОИЗВОДСТВО

кабельно-проводниковой
продукции



СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 15 Андреева С.В. Подходы к извлечению остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки в условиях сложного геологического строения на примере Северо-Салымского месторождения

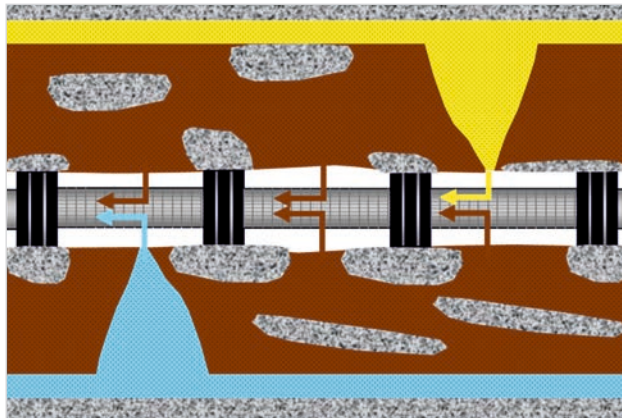
- 34 Исламов Р.А. Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

- 42 Ишмуратов Т.А. Расчет PVT-свойств пластовых флюидов модифицированными корреляциями по результатам лабораторных исследований проб нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз»

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- 24 Ялаев А.В. Обзор мирового опыта ограничения режимов работы скважин в контексте борьбы с прорывами воды и газа в подгазовых зонах



НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (103) Апрель 2024

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 04-24/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 15.04.2024

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 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.

БУРСЕРВИС

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

- СОБСТВЕННЫЙ ПАРК ОБОРУДОВАНИЯ
- ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ БАЗЫ
- ЛАБОРАТОРИИ
- ОПЫТНЫЙ ПЕРСОНАЛ



Системы
буровых
растворов



Интегрированное
управление
проектами



Бурение
и телеметрия



Цифровые
решения



Долотный сервис
и отбор керна



Цементирование
скважин



Бурение
с регулируемым
давлением



Заканчивание скважин
и внутрискважинное
оборудование



Обслуживание
трубопроводов
и технологических
систем



Геология и разработка,
консультационные
услуги



burservis.ru



Вакансии

BurservisCV@burservis.ru

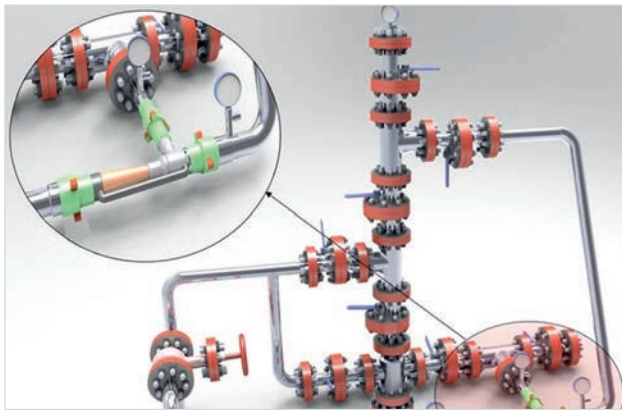
Москва, ул. Двинцев, д. 12, корп. 1,
вход С, Бизнес-центр «Двинцев», эт. 12

+7 495 755 83 00

info@burservis.ru

53 Ситдикова Г.Х. Исследование процесса акватермолиза тяжелой нефти Ярегского месторождения в присутствии таллата железа

58 ООО «НПФ «Модуль»: Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения



Переработка

60 Барильчук М. Превращение бензиновых фракций в высокооктановые компоненты автомобильных бензинов на цеолитсодержащих катализаторах

КИПИА

Оборудование

66 ООО «Русь-Турбо»: Станюлис А.А. Импортзамещение и реверсинжинеринг



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Игнатъева 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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.
Еремин Николай Александрович — д.т.н.
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.

Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н.
Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.
Песин Михаил Владимирович — д.т.н.
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.
Пуланова Светлана Александровна — д.г.-м.н.



Э.И.П.Д.А



aegis-rus.com

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, МОНИТОРИНГ И КОНТРОЛЬ «НА РЕЖИМЕ»



КОМПЛЕКСНЫЙ ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

- непрерывный контроль технического состояния
- повышение надежности оборудования
- автоматизация и снижение роли «человеческого фактора»
- проектирование, монтаж, пуско-наладка, сопровождение систем КДМ



АКУСТИКО- ЭМИССИОННЫЙ КОНТРОЛЬ «НА РЕЖИМЕ»

- сокращение объема диагностических и ремонтных работ
- предварительная информация о техническом состоянии оборудования
- не требует изменения режимов работы оборудования и проводится «на ходу»



КОНТРОЛЬ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

- регистрация факта негерметичности затвора ЗРА
- высокая точность определения величины протечки
- повышение качества планирования ТОиР



CONTENT

UPSTREAM

Geology

- 15 Andreeva S.V. Approaches to the extraction of residual oil reserves at a late stage of development in conditions of a complex geological structure using the example of the North Salym field

Oil Production

- 24 Yalaev A.V. Review of the world experience of well operation mode limitation in the context of water and gas breakthrough control in sub-gas zones
- 34 Islamov R.A. Selecting a horizontal well completion system with multi-stage hydraulic fracturing

- 42 Ishmuratov T.A. Calculation of PVT-properties of reservoir fluids by modified correlations based on the results of laboratory studies of samples of oil, oil and gas and oil and gas condensate deposits in the territory of activity of "RN-Purneftegaz" LLC
- 53 Sitdikova G.Kh. Investigating the aquathermolysis process of heavy oil from the Yarega field in the presence of iron tellate

Oil refining

- 60 Barilchuk M. Conversion of gasoline fractions into components of gasoline based on zeolite-containing catalysts

OIL & GAS EXPOSITION

ISSUE: 2 (103) April 2024

ISSUE DATE: 15.04.2024

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

DIRECTORATE:

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

EDITORIAL BOARD:

Abukova L.A. — PhD in geology and mineralogy
Altunina L.K. — PhD in engineering sciences
Bayuk I.O. — PhD in physics and mathematics
Bogoyavlensky V.I. — PhD in engineering sciences
Volozh Yu.A. — PhD in geology and mineralogy
Gogonenkov G.N. — PhD in engineering sciences
Golofast S.L. — PhD in engineering sciences
Eremin N.A. — PhD in engineering sciences
Zavidey V.I. — PhD in engineering sciences
Zakirov E.S. — PhD in engineering sciences
Zemenkov Yu.D. — PhD in engineering sciences
Indrupsky I.M. — PhD in engineering sciences
Isaev A.A. — PhD in engineering sciences
Morozov V.P. — PhD in geology and mineralogy
Pesin M.V. — PhD in engineering sciences
Popov S.N. — PhD in engineering sciences
Punanova S.A. — PhD in geology and mineralogy

ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов
по прецизионным 3DЗСБ®-исследованиям

Машинное обучение
Machine learning

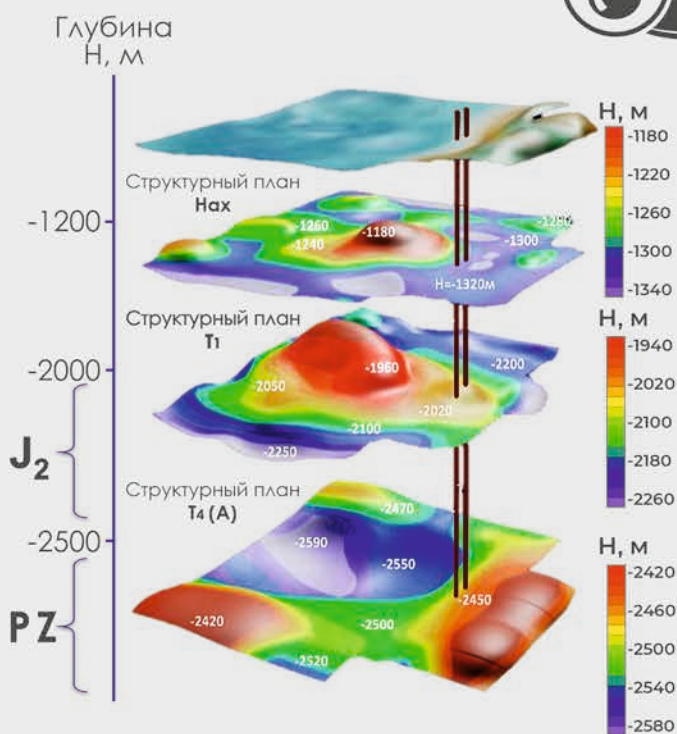
Расширение
апертуры обзора
резервуаров

Объемная
реконструкция
СВК ОЧ
Full 3D-inversion

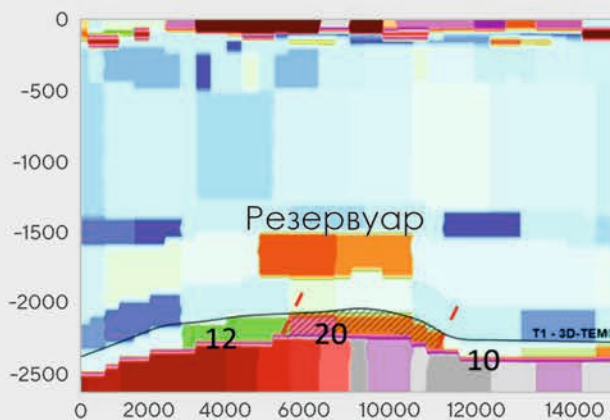
Типа флюида по
комплексному
параметру R диф
 $R_{диф}$, комплексный
параметр МОПТ, ЭМ,
ГИС

Проектирование
систем
наблюдения
3D-модель объекта
изучения

Дефицит интервальной
проводимости
высокопроницаемых коллекторов
Highly permeable
reservoirs



R диф



Новый технологический уклад



РентТулз

динамично развивающаяся компания
передовое оборудование
профессиональный персонал

ОСНОВНОЕ ПРАВИЛО КОМПАНИИ – ГИБКИЙ ПОДХОД КО ВСЕМ ЗАПРОСАМ ЗАКАЗЧИКА

ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКА
ИЗДЕЛИЙ ИЗ НЕМАГНИТНОЙ СТАЛИ

АРЕНДА

НУБТ, КЛС, ПЕРЕВОДНИКИ, UBHO, FLOW SUB

УСЛУГИ

РЕМОНТ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ХАРДБЕНДИНГ
ГЛУБОКОЕ СВЕРЛЕНИЕ И РАСТОЧКА
КАМЕРА СТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ
ЛАБОРАТОРИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ АТТЕСТАЦИИ: № ЛНК-081А0056 от 30.06.2023
Декларация о соответствии: ЕАЭС № RU Д- RU. ГА05.В. 07913/19 от 07.10.2019
Сертификат соответствия: № РОСС RU.НВ61.Н22429 от 09.04.2021
Сертификат соответствия: № ECSD.SS.RU.0179.04.23 от 28.04.2023



СЦ Нижневартовск «ООО РентТулз»
Россия, ХМАО, 628601,
г. Нижневартовск,
ул. Лопарева, 2/1 стр. 4,5
ooorenttools.ru

Подходы к извлечению остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки в условиях сложного геологического строения на примере Северо-Салымского месторождения

Андреева С.В., Сулейманов Э.Д., Кулбаева Д.Р., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Грищенко В.А.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В исследовании рассмотрен вопрос выработки запасов эксплуатационного объекта, находящегося на заключительной стадии разработки и характеризующегося снижением эффективности процесса нефтеизвлечения за счет постепенного ухудшения структуры остаточных подвижных запасов нефти. На основе детализации геологического строения объекта, который имеет клиноформное строение и включает в себя три терригенных пласта, анализа промысловых исследований и геолого-гидродинамического моделирования установлено, что участки локализации запасов приурочены к подошвенным частям, которые характеризуются ухудшением фильтрационных параметров и увеличением расчлененности. По результатам выполненного анализа была разработана стратегия доизвлечения запасов, предусматривающая проведение ГРП в зонах высокой мощности расчлененной части коллектора, дальнейшая реализация которой показала высокую успешность.

Материалы и методы

Данные по геологическому строению, включая модель осадконакопления, внутрислоевую корреляцию и распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Показатели эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, результаты промыслово-геофизических исследований, результаты проведенных методов интенсификации притока. Детализация геологического строения, определение характерных особенностей разреза, анализ результатов профилю- и термометрии

скважин, уточнение гидродинамической модели, определение зон локализации остаточных запасов, выбор метода интенсификации выработки.

Ключевые слова

разработка нефтяных месторождений, геологическое строение, выработка запасов, гидроразрыв пласта, поздняя стадия разработки, гидродинамическая модель

Для цитирования

Андреева С.В., Сулейманов Э.Д., Кулбаева Д.Р., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Грищенко В.А. Подходы к извлечению остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки в условиях сложного геологического строения на примере Северо-Салымского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 15–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-15-21

Поступила в редакцию: 01.04.2024

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Approaches to the extraction of residual oil reserves at a late stage of development in conditions of a complex geological structure using the example of the North Salym field

Andreeva S.V., Suleymanov E.D., Kulbaeva D.R., Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I., Grishchenko V.A.

“RN-BashNIPneft” LLC (Rosneft Company Group), Ufa, Russia

andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The study considers the issue of depleting reserves of a development object at the final stage of development and is characterized by a decrease in the efficiency of the oil extraction process due to the gradual deterioration of the structure of residual mobile oil reserves. Based on the detailing of the geological structure of the object, which has a cliniform structure and includes three terrigenous layers, analysis of field studies and geological and hydrodynamic modeling, it was established that the areas of localization of reserves are confined to the bottom parts, which are characterized by deterioration of filtration parameters and increased dissection. Based on the results of the analysis, a strategy for extracting reserves was developed, which included hydraulic fracturing in high-thickness zones of the dissected part of the reservoir, the further implementation of which showed high success.

Materials and methods

Data on the geological structure, including the sedimentation model, intrastatal correlation and distribution of filtration and reservoir properties over the area and section. Indicators of operation of production and injection wells, results of field geophysical studies, results of inflow stimulation methods.

Keywords

oil field development, geological structure, reserve development, hydraulic fracturing, late stage of development, hydrodynamic model

For citation

Andreeva S.V., Suleymanov E.D., Kulbaeva D.R., Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I., Grishchenko V.A. Approaches to the extraction of residual oil reserves at a late stage of development in conditions of a complex geological structure using the example of the North Salym field. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 15–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-15-21

Received: 01.04.2024

Введение

На сегодняшний день большая доля разрабатываемых месторождений Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся низкими темпами отбора нефти и высокой обводненностью добываемой продукции. Как правило, история разработки таких месторождений насчитывает несколько десятков лет, в течение которых происходит множество изменений в подходах к извлечению нефти со сменами систем разработки и применяемыми методами увеличения нефтеотдачи. Процесс адаптации применяемых методов выработки запасов к изменяющимся условиям, возникающим по мере истощения нефтяных залежей, позволяет поддерживать эффективность разработки таких месторождений. При этом отмечается, что каждый новый этап требует нарастающих усилий по воздействию на остаточные подвижные запасы, поскольку структура их локализации неуклонно ухудшается. Особым вызовом при разработке зрелых месторождений является не только поддержание уровней добычи нефти, но и локализация остаточных извлекаемых запасов для проведения мероприятий, позволяющих вовлечь ранее недренируемые запасы. В статье представлен анализ одного из месторождений, находящегося на поздней стадии разработки, на котором появилась необходимость оптимизации процесса добычи в связи со снижением эффективности разработки по причине роста обводненности и постепенного выбытия фонда скважин, что в подобных условиях зачастую приводит к рассмотрению вопроса о его консервации. Целью исследования является поиск путей локализации запасов и определения методов их извлечения для объекта с высокой степенью выработки. Авторами предложен подход к повышению рентабельности за счет комплексного подхода к усовершенствованию разработки объекта, заключающегося во всестороннем анализе промысловой информации, детальном рассмотрении геологического строения, уточнении результатов моделирования, а также выборе способа интенсификации притока [1–3]. В результате выполненного анализа и реализации программы геолого-технических мероприятий уточнена локализация недренируемых запасов и повышена степень их вовлеченности в разработку. Практической значимостью рассмотренного проекта является не только повышение уровня добычи нефти и рентабельности разработки Северо-Салымского месторождения, но и возможность тиражирования описанных подходов и полученного опыта на другие месторождения региона со схожим геологическим строением.

Описание объекта и актуальность исследования

Северо-Салымское месторождение было открыто в 1978 году, введено в эксплуатацию в 1982 году. В процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения была установлена нефтеносность в пластах АС₁₁¹, БС₆, БС₇₋₈, а также в отложениях баженовской и тюменской свит. Далее в работе рассматривается только пласт БС₇₋₈, выделенный в самостоятельный эксплуатационный объект, основные геолого-физические характеристики которого представлены в таблице 1.

Пласт БС₇₋₈ приурочен к песчано-алевролитовым отложениям ахской свиты готерив-баремского яруса. В кровле развит довольно монолитный песчаный пласт, к своду его эффективная нефтенасыщенная

толщина увеличивается до 8–10 м, в периферии уменьшается до 4 м. Нижняя часть пласта представлена частым чередованием песчаников и глин. В редких случаях пласт замещен глинистыми разностями. Из данных таблицы 1 видно, что пласт в целом характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а пластовая нефть — высокой подвижностью. В процессе разработки первым этапом было разбуривание объекта по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, по мере организации заводнения система трансформировалась в трехрядную, затем выполнялось постепенное уплотнение за счет бурения скважин и боковых стволов с достижением плотности сетки 20 га/скв. Сформированная система разработки показала высокую эффективность и позволила достичь фактического значения коэффициента извлечения нефти (КИН), равного 0,312 д.ед. На момент проведения исследования объект характеризовался снижающимся уровнем добычи и средним дебитом нефти, который составлял 2,9 т/сут, а также высокой обводненностью продукции, составляющей 96 %. Действующий фонд, включающий добывающие и нагнетательные скважины, снизился относительно максимального на 45% по причине выбытия скважин из-за нерентабельности эксплуатации. В указанных условиях рентабельный срок дальнейшей разработки объекта составлял менее трех лет, что требовало проведения детального анализа дальнейших перспектив разработки объекта.

Детализация геологического строения

Первым этапом формирования программы повышения эффективности разработки является оценка наличия недренируемых запасов. В качестве отправной точки по локализации застойных зон была выполнена детализация геологического разреза. Комплекс работ включал в себя переинтерпретацию исторических результатов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и проведение внутрипластовой корреляции.

Согласно клиноформной модели строения неокома центральных районов Западной

Сибири, в пределах территории Среднего Приобья выделен ряд субрегиональных клиноциклитов. Клиноциклиты являются телами крупных трансгрессивно-регрессивных седиментационных циклов, образовавшихся в результате колебаний уровня моря и бокового заполнения относительно глубоководного морского бассейна. В структуре каждого клиноциклита выделяются две части – нижняя и верхняя.

Формирование пласта БС₇₋₈ связано с мелководно-шельфовыми отложениями, относящимися к ундиформной стадии седиментации верхней части Сармановского клиноциклита. Внутри пласта выделен ряд более мелких циклитов, прослеживание которых было положено в основу корреляции внутреннего строения пласта БС₇₋₈. Общим для всех образующих пласт циклитов является единая перекрывающая поверхность глин, образовавшаяся в результате региональной трансгрессии моря. Эта поверхность принята за основной репер при проведении внутрипластовой корреляции. По площади залежи выделены три поверхности напластования, соответствующих смене циклитов, формирование которых происходило по мере отступления моря в западном направлении [4].

В западной части месторождения, где в разрезе одной скважины могут присутствовать до трех циклитов, границы смены циклитов и их углы наклона достаточно хорошо выделяются в разрезе скважин, что иллюстрирует палеопродольный по пласту БС₇₋₈ на рисунке 1. Однако существуют участки с неполным вскрытием разреза пласта БС₇₋₈, что осложняло проведение внутрипластовой корреляции [5, 6].

В восточном направлении месторождения границы между циклитами имеют тенденцию к уменьшению общей толщины пропластка и постепенному выклиниванию. Западная часть месторождения представляла собой нижнюю террасу относительно более приподнятой восточной части. На эту террасу и откладывались песчаники, смываемые с возвышенной восточной части.

В западном и центральном участках основной залежи пласта БС₇₋₈ выявляются

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пласта БС₇₋₈
Tab. 1. Geological and physical characteristics of formations BS₇₋₈

Параметры	Пласт БС ₇₋₈
Средняя глубина залегания кровли, м	2 398
Тип залежи	пластово-сводовая
Тип коллектора	терригенный
Средняя общая толщина, м	17,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,2
Коэффициент пористости, д.ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,55
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	12,0
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,60
Расчлененность, ед.	4
Начальная пластовая температура, °С	98
Начальное пластовое давление, МПа	23,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,2
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,838
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,3
Газосодержание, м ³ /т	71,1

линейные области смены высоких и низких значений толщин и количества прослоев с тенденцией простираения этих областей преимущественно в направлении «юг-север». Области повышенных значений толщин и прослоев указывают на расположение зон одновременного развития двух и более циклов.

Таким образом, выделяется единый цикл осадконакопления, характерный для пластов прибрежно-морского генезиса, который существующими разбивками пластов по 700 скважинам эксплуатационного и разведочного фонда делится на 3 пропластка: БС₇₋₁, БС₇₋₂ и БС₈ с различными уровнями водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 2).

- Пропласток распространен в западной части месторождения, в восточном направлении пласт выклинивается.
- В западном направлении общая толщина пласта увеличивается до 40 м.
- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м.
- Пропласток распространен в восточной части месторождения.

- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м.
- В районе скважины хх6 прослеживается баровое тело длиной 1,5 км, шириной 500 м и максимальными нефтенасыщенными толщинами – 14 м.
- Пропласток простирается в восточной части месторождения.
- В западном направлении пласт погружается, и ввиду отсутствия данных ГИС на таких глубинах была проведена условная линия глинизации пласта.
- Пропласток характеризуется низкими нефтенасыщенными толщинами, в среднем – 2,6 м.

Согласно выполненной детализации геологического строения, подошвенная часть разреза, представленная пластами БС₇₋₂ и БС₈, характеризуется ухудшенными ФЭС. Также можно выделить зоны выклинивания пропластков как обладающих худшими условиями для фильтрации флюидов. При этом следует отметить, что между пропластками отсутствуют флюидоупоры значительной

мощности. Таким образом, можно сделать предположение о том, что кровельная часть пласта БС₇₋₈ является практически выработанной, а наибольшие остаточные запасы могут быть сосредоточены в подошвенной части, а также в зонах выклинивания пропластков.

Локализация остаточных запасов

После детализации геологического строения проводилось уточнение распределения фильтрационных потоков на основе промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и данных гидродинамического моделирования (ГДМ).

Оценка результатов ПГИ проводилась как по добывающему, так и по нагнетательному фонду скважин. Примеры выполненных исследований представлены на рисунке 3.

По заключениям ПГИ, и в добывающих, и в нагнетательных скважинах основные работающие интервалы приурочены к кровле пласта БС₇₋₈. В нескольких добывающих скважинах помимо стандартного комплекса исследований была проведена спектральная шумометрия [7, 8], которая также подтвердила полученные результаты. В целом по пласту коэффициент работающей толщины, представляющий отношение эффективной работающей и вскрытой мощности пласта, составляет 71 %, то есть 29 % эффективных толщин на момент исследования не принимали участия в разработке. Можно заключить, что результаты промысловых исследований в целом подтверждают выдвинутое ранее предположение о том, что в подошвенной части пласта могут находиться недренлируемые запасы.

На следующем шаге было проведено уточнение геолого-гидродинамической модели с учетом результатов ПГИ. В результате было получено объемное распределение текущей нефтенасыщенности коллектора, которое также подтверждает наличие застойных зон в подошвенной части, приуроченной к пропласткам БС₇₋₂ и БС₈. Результаты моделирования представлены на рисунке 4.

Таким образом, можно сделать вывод о наличии потенциала по повышению эффективности выработки путем вовлечения

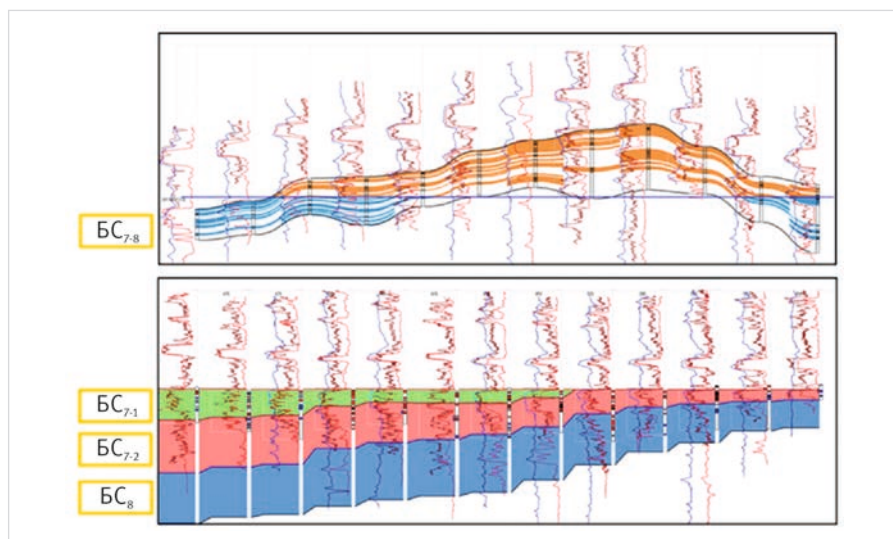
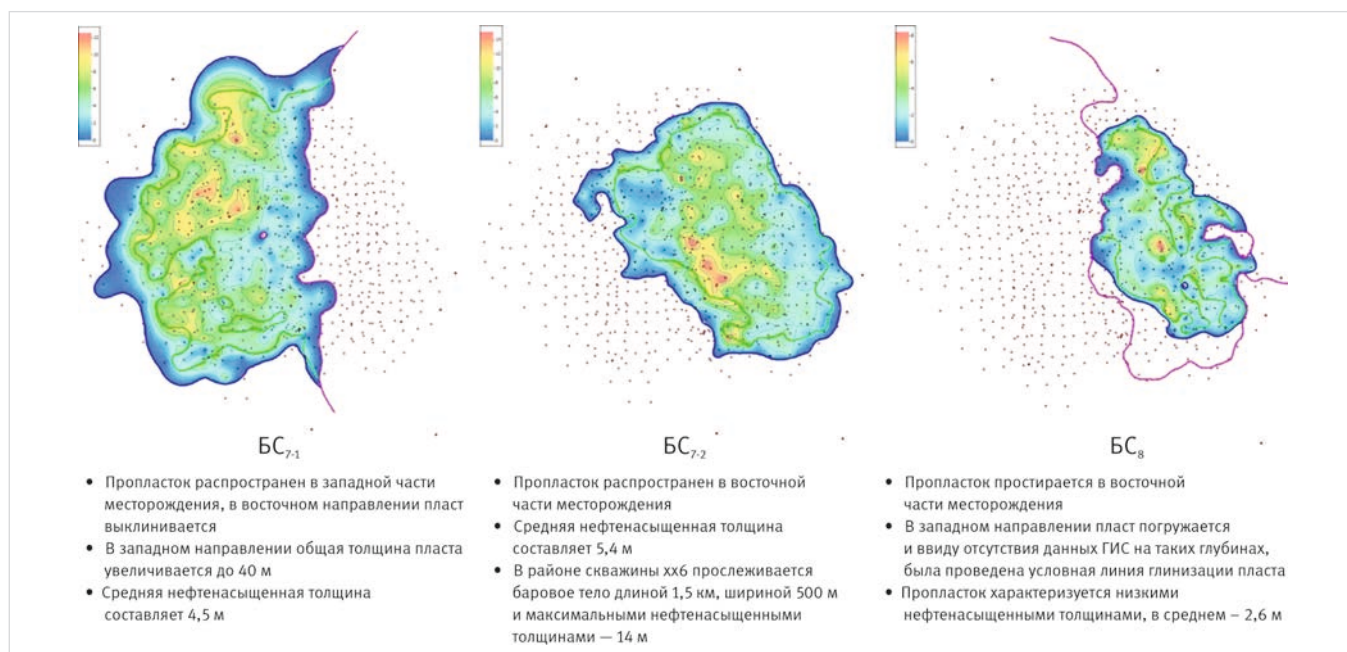


Рис. 1. Геологический профиль пласта БС₇₋₈
Fig. 1. Geological cross section of formation BS₇₋₈



- Пропласток распространен в западной части месторождения, в восточном направлении пласт выклинивается
- В западном направлении общая толщина пласта увеличивается до 40 м
- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м

- Пропласток распространен в восточной части месторождения
- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м
- В районе скважины хх6 прослеживается баровое тело длиной 1,5 км, шириной 500 м и максимальными нефтенасыщенными толщинами – 14 м

- Пропласток простирается в восточной части месторождения
- В западном направлении пласт погружается и ввиду отсутствия данных ГИС на таких глубинах, была проведена условная линия глинизации пласта
- Пропласток характеризуется низкими нефтенасыщенными толщинами, в среднем – 2,6 м

Рис. 2. Картирование пропластков БС₇₋₈
Fig. 2. Inter layers charting of formation BS₇₋₈

в разработку недренируемых запасов, локализованных в подошвенной части пласта.

Разработка программы по повышению эффективности выработки запасов

При выборе способа вовлечения запасов в разработку учитывались следующие особенности:

- подошвенная часть пласта характеризуется высокой расчлененностью и меньшей в сравнении с кровельной частью проницаемостью;
- между пропластками отсутствуют флюидоупоры большой мощности;
- в большинстве скважин перфорацией вскрыт весь продуктивный разрез пласта.

В связи с указанными выше особенностями рекомендованным способом вовлечения запасов в разработку было проведение гидроразрыва пласта (ГРП) с предварительной повторной перфорацией подошвенной части либо ее дострела в случае, если ранее она не перфорировалась. Проведение изоляционных работ всего интервала перфорации с последующим вскрытием без ГРП подошвенной части не проводилось по причине ожидаемой низкой успешности изоляции цементом из-за большой мощности и сложности ремонта, а также низкого притока по причине ухудшенных фильтрационных свойств пропластков BS_{7-2} и BS_8 и отсутствия больших по мощности флюидоупоров между пропластками. Таким образом, целью работ по ГРП было максимальное вовлечение запасов ухудшенной подошвенной части пласта в условиях неизбежного вскрытия его верхней, более высокопроницаемой части.

При выборе участков для проведения ГРП основным критерием была высокая эффективная толщина пластов BS_{7-2} и BS_8 , а также большая расчлененность разреза. Дополнительно при подборе кандидатов принимались во внимание следующие критерии:

- удаленность рядов нагнетательных скважин с высокой накопленной закачкой;
- работающие согласно заключению ПГИ интервалы добывающих и нагнетательных скважин;
- увеличение плотности остаточных подвижных запасов по данным ГДМ;
- длительность простоя скважин, выведенных из эксплуатации.

Следует отметить, что в процессе анализа работы нагнетательных скважин также оценивалась возможность эксплуатации в режиме автоГРП [9] как дополнительного риска прорыва воды в добывающие скважины. Анализ проводился на основе поиска характерных изменений на графиках Холла [10]. В результате обобщения данных был сделан вывод о том, что нагнетательные скважины эксплуатировались без автоГРП, чему, вероятно, способствовала высокая проницаемость кровельной части пласта BS_{7-8} .

В результате была сформирована программа проведения ГРП в добывающих скважинах, представленная на рисунке 5.

Программа включает 32 кандидата для проведения ГРП, 19 из которых на текущий момент выполнены. Результаты проведения гидроразрыва приведены в таблице 2.

В таблице 2 введены следующие показатели: M_p — масса пропанта, закачанная в пласт при ГРП, H_f — высота трещины ГРП согласно редизайну, $H_{эфф}$ — эффективная мощность пласта BS_{7-8} , $M_p/H_{эфф}$ — удельная масса пропанта на один метр эффективной мощности коллектора. Согласно результатам, по всем скважинам был получен прирост

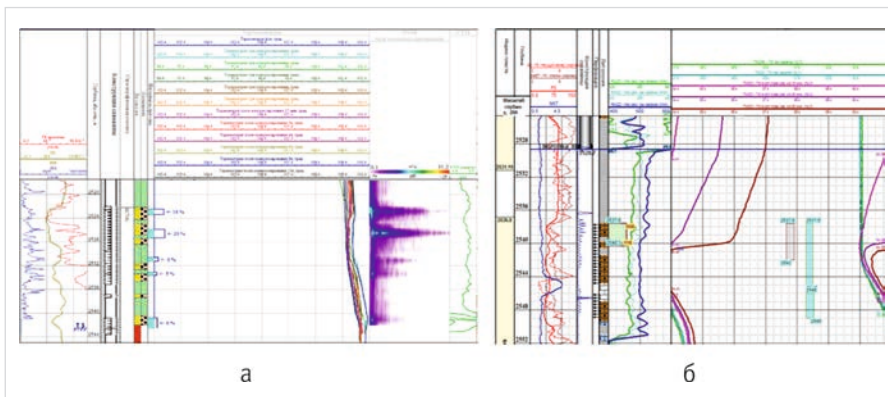


Рис. 3. Примеры результатов ПГИ по скважинам, вскрывшим пласт BS_{7-8} : а — добывающая скважина; б — нагнетательная скважина

Fig. 3. Examples of PLT results for wells that penetrated the formation BS_{7-8} : а — production well; б — injection well

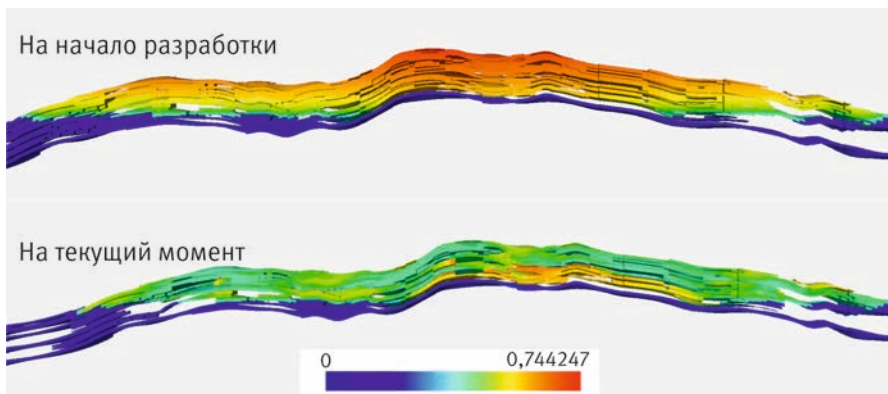


Рис. 4. Распределение коэффициента нефтенасыщенности согласно ГДМ

Fig. 4. Distribution of oil saturation coefficient according to reservoir simulation model

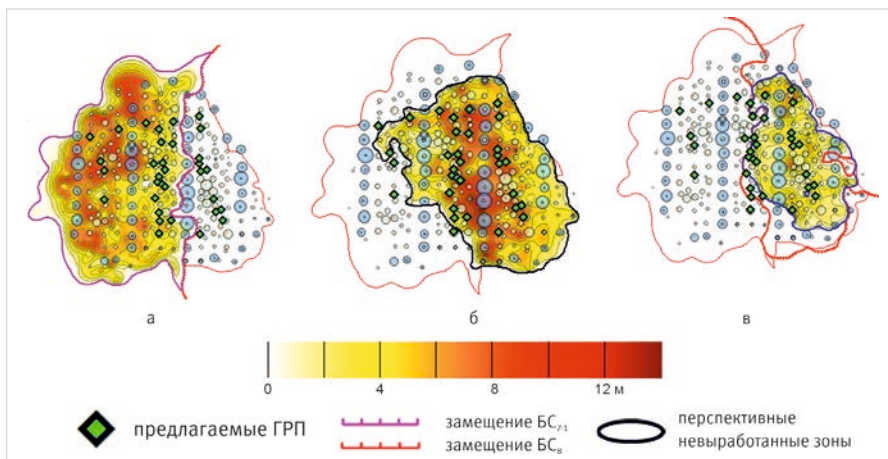


Рис. 5. Скважины-кандидаты для проведения ГРП на карте начальных нефтенасыщенных толщин: а — пласта BS_{7-1} , б — пласта BS_{7-2} , в — пласта BS_8

Fig. 5. Candidate wells for hydraulic fracturing on the map of initial oil-saturated thicknesses: а — formation BS_{7-1} , б — formation BS_{7-2} , в — formation BS_8

дебита нефти после ГРП, который в среднем составил 17 т/сут. Также отмечается снижение обводненности продукции в среднем на 2 %, при этом максимально удалось добиться снижения обводненности на 25 %. Масса пропанта варьировалась в интервале от 23 до 74 т, удельная масса пропанта на 1 м эффективной мощности — от 3,1 до 9,5 т/м. Особое внимание следует обратить на показатели работы скважин до ГРП, которые в среднем составляли 1 т/сут по дебиту нефти при обводненности продукции 97 %. В стандартных условиях без проведения углубленного всестороннего

анализа проведение ГРП обладает высокими рисками по повышению притока дебита нефти. Для условий рассматриваемого объекта выявленный потенциал по вовлечению запасов нижних пропластков позволил успешно вывести скважины из бездействия и увеличить дебиты нефти по высокообводненному низкорентабельному фонду. Для оценки влияния технологических параметров на эффективность ГРП выполнен расчет коэффициентов корреляции, приведенных в таблице 3.

Полученные коэффициенты не показывают однозначных зависимостей параметров,

Табл. 2. Результаты проведения ГРП по пласту БС₇₋₈
 Tab. 2. Results of hydraulic fracturing on formation BS₇₋₈

Скв.	Остановочные			Запускные			Изменение			M _p , т	H _p , м	Hэфф, м	M _p /Hэф _ф , т/м
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обвод., %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обвод., %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обвод., %				
x1	0	7	99	25	609	96	25	602	-3	65	44	13,4	4,9
x2	0	1	97	19	376	95	19	375	-2	55	35	8,8	6,3
x3	1	27	96	7	392	98	6	365	2	45	39	6,7	6,7
x4	1	71	99	21	387	95	20	316	-4	45	30	5,0	9,0
x5	1	30	97	19	191	90	18	161	-7	45	30	11,5	3,9
x6	1	18	95	11	189	94	10	171	-1	30	27	8,6	3,5
x7	4	107	96	22	525	95	18	418	-1	70	42	12,2	5,8
x8	0	0	98	9	354	97	9	354	-1	74	34	8,4	8,8
x9	3	74	96	7	162	95	4	88	-1	23	27	3,6	6,4
x10	1	37	98	16	458	96	15	421	-2	45	42	11,4	3,9
x11	1	17	93	7	206	96	6	189	3	30	15	6,6	4,5
x12	1	12	92	16	268	93	15	256	1	60	40	7,2	8,3
x13	1	11	91	7	211	96	6	200	5	45	32	4,7	9,5
x14	1	64	98	27	448	93	26	384	-5	40	30	10,4	3,9
x15	1	13	92	14	324	95	13	311	3	50	52	6,3	8,0
x16	1	51	97	21	418	94	20	367	-3	70	41	13,2	5,3
x17	3	32	91	40	400	88	37	368	-3	50	38	12,1	4,1
x18	0	12	97	38	160	72	38	148	-25	35	31	11,4	3,1
x19	2	22	93	26	182	83	24	160	-10	40	34	13,0	3,1
В среднем	1	32	97	19	329	95	17	298	-2	48	35	9	5,3

что связано с влиянием длительной истории разработки на локализацию запасов относительно начального распределения. Однако можно отметить несколько тенденций, на основе которых можно сделать некоторые выводы:

- увеличение массы пропанта способствует увеличению дебита жидкости, но при этом данная связь отсутствует при анализе удельной массы, что может говорить о влиянии других факторов;
- отмечается прямая средняя степень связи между удельной массой пропанта

и стартовой обводненностью, а также обратная средняя связь со стартовым дебитом нефти.

На основе двух описанных корреляций сделано предположение о том, что при увеличении закачки пропанта происходит преимущественное развитие трещины ГРП в верхней высокопроницаемой выработанной части пласта, что способствует росту отборов воды. Снижение удельной закачки пропанта способствует росту стартового дебита нефти, то есть увеличению вовлеченности недренируемых

запасов в подошвенной расчлененной части пласта, приуроченной к пропласткам БС₇₋₂ и БС₈. Распределение стартовых дебитов нефти в зависимости от удельной массы пропанта приведено на рисунке 6.

На основе полученных результатов рекомендуемым критическим значением удельной массы пропанта можно принять не более 5,0 т/м, но следует отметить небольшое количество анализируемых скважин и необходимость продолжить исследования в этом направлении.

В целом проведенная программа ГРП подтвердила сделанные в работе выводы о наличии недренируемых запасов в подошвенной части пласта БС₇₋₈. Текущая средняя фактическая дополнительная добыча нефти от выполненных мероприятий составляет 16 тыс. т/скв. что выше минимальной рентабельной эффективности для условий данного месторождения, которая составляет 12 тыс. т/скв., при этом во многих скважинах эффект продолжается. Выполненные на основе анализа мероприятия позволили существенно повысить экономическую эффективность разработки объекта и вовлечь в процесс нефтеизвлечения дополнительный объем запасов.

Итоги

- На основе переинтерпретации данных ГИС и внутрислоевой корреляции была уточнена геологическая модель пласта БС₇₋₈ с разделением его на три пропластка: БС₇₋₁, БС₇₋₂ и БС₈.
- Отмечено, что нижние пропластки БС₇₋₂ и БС₈ характеризуются худшими ФЭС в сравнении с верхним БС₇₋₁, что выражается в меньшей проницаемости, эффективной мощности и большей расчлененности.
- На основе результатов ПГИ и уточненной геолого-гидродинамической модели

Табл. 3. Результаты расчетов коэффициентов корреляции
 Tab. 3. Results of calculations of correlation coefficients

Показатели после ГРП	M _p , т	H _p , м	M _p /Hэфф, т/м
Дебит нефти, т/сут	0,12	0,2	-0,51
Дебит жидкости, т/сут	0,66	0,58	0,06
Обводненность, %	0,27	0,12	0,52



Рис. 6. Распределение стартовых дебитов нефти в зависимости от удельной массы пропанта

Fig. 6. Distribution of starting oil flow rates depending on the specific gravity of the proppant

(ГДМ) сделано предположение о наличии невовлеченных запасов нефти в подошвенной части пласта, для стимулирования выработки которых предложено проведение ГРП.

- Критериями при выборе зон для ГРП являлись: высокая расчлененность, большая мощность нижних пропластков, наличие зон повышенной плотности остаточных подвижных запасов по уточненной ГДМ, а также косвенные признаки, характеризующие риск проведения низкоэффективных операций.
- В связи с отсутствием флюидоупоров большой мощности между пропластками ГРП предполагает формирование трещины по всему разрезу, при этом ожидается увеличение дебита нефти за счет вовлечения нижних пропластков БС_{7,2} и БС₈, а также рост продуктивности скважины в целом за счет развития трещины, в том числе в верхнем пропластке БС_{7,1}.
- Всего на текущий момент выполнено 19 скважино-операций ГРП со средним приростом дебита нефти 17 т/сут и снижением обводненности на 2 %, что подтвердило наличие недренируемых запасов и возможность повышения эффективности разработки низкорентабельного объекта.
- Для условий рассматриваемого объекта выполнен всесторонний анализ позволил успешно вывести скважины из бездействия и увеличить дебиты нефти по высокообводненному низкорентабельному фонду.
- В качестве граничного параметра при ГРП рекомендовано не превышать удельную массу пропанта на метр эффективной мощности более 5 т/м.

Выводы

- Представленный пример демонстрирует потенциал по повышению экономической и технологической эффективности разработки объектов, находящихся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой выработкой запасов и значительным выбытием действующего фонда скважин, за счет детализации геологического строения, совмещенной с всесторонним анализом промысловой информации и подбором метода стимуляции.
- Высокая эффективность реализованной программы мероприятий позволила не только увеличить рентабельный период разработки и величину коэффициента извлечения нефти, но также и расширить область применения описанных подходов на месторождения региона со схожим геологическим строением.

Литература

1. МIRONENKO A.A., ШАХАХМЕТОВ Р.А., УСМАНОВ Т.С., САЛАХОВ Т.Р., СУЛЕЙМАНОВ Д.Д., АСМАНДИЯРОВ Р.Н., БЕЛОГУЗОВ А.Ф. Комплексный подход к оптимизации системы разработки месторождений, находящихся на завершающей стадии, в условиях клиноформного строения пластов // Нефтяное хозяйство. 2014. №11. С. 42–45.
2. Грищенко В.А., Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Алексеев М.С., Гарипов А.Р., Самигуллина Л.З. Возобновление массового бурения на зрелых месторождениях как способ извлечения остаточных запасов нефти // SOCAR Proceedings. 2023. № 3. С. 39–50.
3. Хисамиев Т.Р., Хабидуллин Г.И., Шайхатдаров Д.Р., Михайлов М.Н.,

Кравец Д.А., Пономарев Е.В.

Перспективы уплотняющего бурения скважин на поздней стадии разработки на примере объекта БС₁₀ Мамонтовского месторождения // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 103–115.

4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
6. Рыкус М.В. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 324 с.
7. Кузьмичев О.Б. Возможности промыслово-геофизических методов для мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья // Каротажник. 2019. № 6. С. 53–65.
8. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Масленникова Ю.С., Минахметова Р.Н., Сорока С.В., Никитин Р.С., Кантюков Р.Р. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа // Территория НЕФТЕГАЗ. 2016. № 6. С. 52–59.
9. Сюндюков А.В., Хабидуллин Г.И., Трофимчук А.С., Сагитов Д.К. Метод поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 96–99.
10. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: Юкос, 2001. 133 с.

ENGLISH

Results

- Based on the reinterpretation of well logging data and intra-layer correlation, the geological model of the BS_{7,8} formation was refined, dividing it into three layers: BS_{7,1}, BS_{7,2} and BS₈.
- It is noted that the lower interlayers BS_{7,2} and BS₈ are characterized by worse reservoir properties in comparison with the upper BS_{7,1}, which is expressed in lower permeability, effective thickness and greater dissection.
- Based on the results of field geophysical tests and the refined geological and hydrodynamic model, an assumption was made about the presence of uninvolved oil reserves in the bottom part of the formation, to stimulate the production of which hydraulic fracturing is proposed.
- The criteria for selecting zones for hydraulic fracturing were: high dissection, high thickness of lower layers, the presence of zones of increased density of residual mobile reserves according to the updated hydrodynamic model, as well as indirect signs characterizing the risk of low-effective operations.
- Due to the absence of high-thickness fluid seals between the interlayers, hydraulic fracturing assumes the formation of a fracture throughout the entire section, while an increase in oil production is expected due to the involvement of the lower interlayers BS_{7,2} and BS₈, as well as an increase in well productivity as a whole due to the development of a fracture, including in the upper layer BS_{7,1}.
- In total, 19 well hydraulic fracturing operations have been completed

to date with an average increase in oil production rate of 17 tons per day and a decrease in water cut by 2 %, which confirmed the presence of undrained reserves and the possibility of increasing the efficiency of development of a low-profit facility.

- For the conditions of the object under consideration, a comprehensive analysis made it possible to successfully bring the wells out of inactivity and increase oil production rates in the highly water-cut, low-profitable stock.
- As a boundary parameter during hydraulic fracturing, it is recommended not to exceed the specific gravity of proppant per meter of effective power of more than 5 t/m.

Conclusions

- The presented example demonstrates the potential for increasing the economic and technological efficiency of the development of objects at a late stage of development, characterized by high reserves production and significant retirement of the existing well stock, due to the detailing of the geological structure, combined with a comprehensive analysis of field information and selection of a stimulation method.
- The high efficiency of the implemented program of measures made it possible not only to increase the profitable development period and the value of the oil recovery factor, but also to expand the scope of application of the described approaches to fields in the region with a similar geological structure.

References

1. MIRONENKO A.A., SHAYAKHMETOV R.A., USMANOV T.S., SALAKHOV T.R., SULEYMANOV D.D., ASMANDIYAROV R.N., BELOGUZOV A.F. Integrated approach to mature field development optimization with wedge-shaped reserves. Oil industry,

- 2014, issue 11, P. 42–45. (In Russ).
2. GRISHCHENKO V.A., MUKHAMETSHIN V.SH., KULESHOVA L.S., ALEKSEEV M.S., GARIPOV A.R., SAMIGULLINA L.Z. Substantive drilling rejuvenation in mature oil fields as a way to extract residual oil reserves. SOCAR Proceedings, 2023, issue 3,

3. KHISAMIEV T.R., KHABIBULLIN G.I., SHAIKHATDAROV D.R., MIKHAYLOV M.N., KRAVETS D.A., PONOMAREV E.V. Prospects for infill drilling of wells at a late stage of development on the example of the BS₁₀ object of the Mamontovskoye field.

- Petroleum Engineering, 2023, vol. 21, issue 6, P.103–115. (In Russ).
4. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
 5. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
 6. Rykus M.V. Sedimentology of terrigenous hydrocarbon reservoirs. Ufa: World of Press, 2014, 324 p. (In Russ).
 7. Kuzmichev O.B. The capabilities of production logging methods for hydrocarbon field development monitoring. Karotazhnik, 2019, issue 6, P. 53–65. (In Russ).
 8. Aslanyan A.M., Aslanyan I.Yu., Maslennikova Yu.S., Minakhmetova R.N., Soroka S.V., Nikitin R.S., Kantyukov R.R. Detection of behind-casing gas flows using integrated high-precision temperature logging, spectral noise logging, and pulsed neutron logging toolstring. Oil and Gas Territory, 2016, issue 6, P. 52–59. (In Russ).
 9. Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchuk A.S., Sagitov D.K. A method for maintaining the optimal geometry of induced fracture by regulating the injection mode on low-permeability reservoirs. Oil industry, 2022, issue 9, P. 96–99. (In Russ).
 10. Walcott D. Development and management of fields during flooding. Moscow: Yukos, 2001, 133 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андреева Светлана Васильевна, главный технолог, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Сулейманов Эльдар Дамирович, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Кулбаева Диана Рустамовна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Трофимчук Александр Станиславович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хабибуллин Галиаскар Исмагилович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Грищенко Вадим Александрович, к.т.н., главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Andreeva Svetlana Vasilevna, chief technologist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Suleymanov Eldar Damirovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Kulbaeva Diana Rustamovna, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Trofimchuk Alexander Stanislavovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khabibullin Galiaskar Ismagilovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Grishchenko Vadim Alexandrovich, candidate of technical science, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО



23–24 октября 2024 г. ЯКУТСК

НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА.
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО.
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ

Организаторы:



Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск



Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

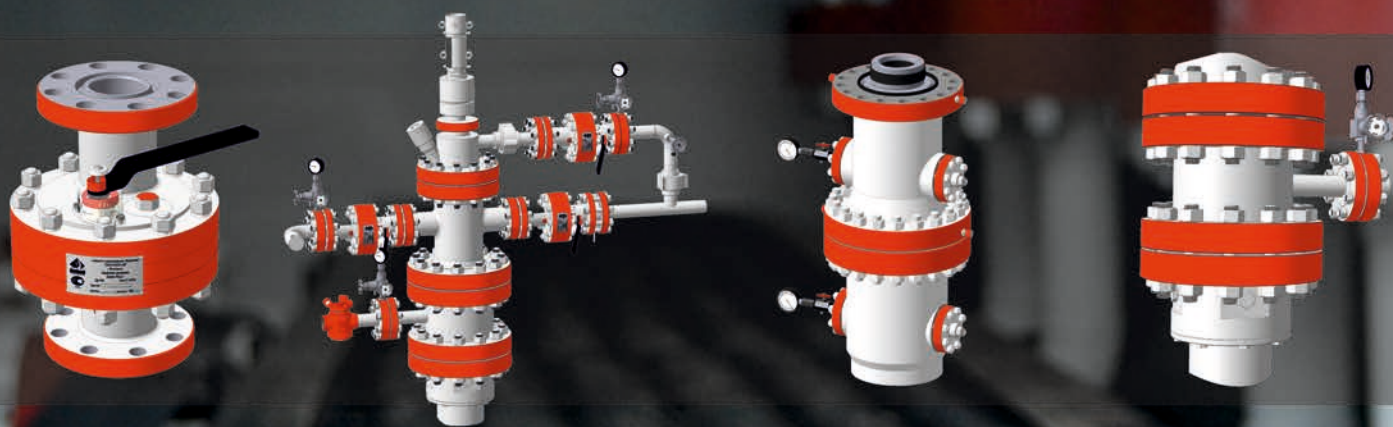
Генеральный информационный партнер

8(383) 3356350, e-mail: vkases@yandex.ru, www.ses.net.ru



производим НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ с 1997 года

- Запорная и запорно-регулирующая арматура
- Комплект устьевой
- Колонная обвязка скважин
- Комплексы подготовки, распределения и учета
- Арматура фонтанная
- Герметизирующие устройства
- Арматура нагнетательная
- Исследовательское
и депарафинизационное оборудование





Дискосвязь
Р. 7 МПа
УТТ
Вып. 201



prod-oil.ru

427430, г. Воткинск,
ул. Торфозаводская, 14, пом. 40
+7 (34145) 4-13-25, 4-13-26



Обзор мирового опыта ограничения режимов работы скважин в контексте борьбы с прорывами воды и газа в подгазовых зонах

Ялаев А.В., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А.
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
yalaevav@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

При разработке водонефтяных и газодонефтяных зон нефтяных оторочек залежей и месторождений в силу различных причин со временем добыча попутного нецелевого флюида в виде воды или газа начинает преобладать в общем потоке продукции, что ведет к снижению добычи нефти и вызывает необходимость уменьшения отбора/закачки ограничением режимов работы как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Поиск оптимального режима эксплуатации скважин является важной задачей минимизации добычи нецелевого флюида и, как следствие, достижения наибольшей нефтеотдачи пласта.

Материалы и методы

Рассмотрен опыт применения различных вариантов борьбы с конусообразованием воды и газа: ограничение режимов работы скважины, в том числе периодическая эксплуатация, а также автономные устройства контроля притока.

Ключевые слова

оптимальный режим работы скважины, предотвращение конусообразования, критический дебит нефти, методы снижения газового фактора, устройства контроля притока, нефтяная оторочка

Для цитирования

Ялаев А.В., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А. Обзор мирового опыта ограничения режимов работы скважин в контексте борьбы с прорывами воды и газа в подгазовых зонах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 24–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-24-31

Поступила в редакцию: 21.03.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Review of the world experience of well operation mode limitation in the context of water and gas breakthrough control in sub-gas zones

Yalaev A.V., Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A.
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
yalaevav@bnipi.rosneft.ru

Abstract

When developing water-in-oil and gas-in-oil-water zones of oil rims, over time the production of non-target fluid in the form of water or gas begins to dominate the overall flow, which leads to lower cumulative oil production and necessitates limiting the operating modes of both production and injection wells.

Finding the optimal well operation mode is an important task to minimize the production of non-target fluid and, consequently, to achieve the highest oil recovery.

Materials and methods

The experience of application of various options of water and gas coning control is considered: restriction of well operation modes, including intermittent operation, as well as autonomous inflow control devices.

Keywords

optimal well operation mode, coning prevention, critical oil flow rate, gas-oil ratio reduction methods, inflow control devices, oil rim

For citation

Yalaev A.V., Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A. Review of the world experience of well operation mode limitation in the context of water and gas breakthrough control in sub-gas zones. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 24–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-24-31

Received: 21.03.2024

Введение

Одной из проблем разработки нефтяных оторочек являются прорывы конусов воды и газа к нефтяным скважинам. Под термином «нефтяная оторочка» будем понимать относительно тонкий слой нефти между газовой шапкой и водоносным горизонтом. Прорывы газа ведут к быстрому снижению пластового давления, перемещению

нефти в газовую шапку, что существенно приводит к снижению проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономической эффективности. По этой причине долгое время разработка тонких нефтяных оторочек являлась экономически нерентабельной [1–3]. Так, например, в работе [1] указано, что для нефтенасыщенных толщин менее 20 м пласта НП4 Новопортовского

месторождения разработка на безводном и безгазовом режиме является экономически невыгодной.

Тем не менее, текущее развитие науки и технологий, а также выработка залежей нефти с более простым строением подталкивают искать рентабельные способы разработки нефтяных оторочек с относительно малыми толщинами.

Для реализации выработки запасов нефти без образования конусов газа и воды необходимо определять предельные дебиты, а также соответствующие им предельные депрессии. Вопрос определения предельных критических дебитов решался многими авторами [4–9]. Но проблема с выбором безводной и безгазовой депрессии состоит в том, что при этом дебит добывающих скважин зачастую настолько мал, что добыча нефти может быть экономически невыгодна. Кроме того, малые депрессии не позволяют вовлечь в разработку низкопроницаемые зоны, что также способствует уменьшению конечного КИН.

Кроме того, важно оптимизировать расположение горизонтального ствола скважины в нефтяной оторочке, которое меняется в различных условиях [10].

В связи с этим возникает необходимость ограничения газопитока и водопитока к скважине. Существуют различные методы ограничения влияния газовой шапки на нефтяную оторочку: создание всевозможных барьеров на уровне газонефтяного контакта, разработка на предельных безгазовых депрессиях, а также использование многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС) с устройствами контроля притока (УКП).

Тема создания барьеров на уровне газонефтяного контакта, имеющая свои достоинства и недостатки [11, 12], достаточно обширна, и в текущей работе не будет рассмотрена.

В данной работе сделан акцент на методах борьбы с прорывами воды и газа за счет ограничения режимов работы скважины:

- работа скважин на предельных дебитах (депрессиях);
- периодическая эксплуатация скважин;
- использование УКП.

В этом аспекте интерес представляет такое управление режимами работы скважин, при котором возможно предотвращение или снижение интенсивности образования конусов воды и газа.

Объект исследования и литературный обзор

Известно достаточно много вариантов эксплуатации скважин, среди которых

периодическая добыча, регулируемая добыча для поддержания заданного газового фактора (ГФ), регулируемая добыча с ограничением по дебиту жидкости.

При разработке нефтяных оторочек с газовыми шапками чрезмерное наличие свободного газа в пласте приводит к явлению прорыва газа. Результатом прорыва газа является резкий рост значения ГФ. Газовый фактор является важной эксплуатационной характеристикой в процессе разработки месторождения, требующей контроля и мониторинга. При этом резкое увеличение ГФ — это лишь последствие прорыва свободного газа к скважине, ему предшествует образование конуса газа и его продвижение к перфорациям скважины. Все вышеописанное справедливо и для образования водяного конуса, в данном случае проявлением прорыва воды является резкое увеличение обводненности скважины.

Конус, представляющий собой локальное искривление газонефтяного контакта (ГНК) или водонефтяного контакта (ВНК), распространяется к зоне перфорации скважины. Когда конус достигает зоны перфорации, происходит прорыв воды и газа, после чего резко повышается газовый фактор и (или) обводненность скважины (рис. 1).

Образование и продвижение конуса к скважине происходит в том случае, если градиент давления, вызванный отбором флюида в скважине, удовлетворяет неравенству:

$$\frac{\partial W}{\partial z} > (\rho_r - \rho_n) g,$$

где $W = (P_n - \rho_n g h)$ — давление, приведенное к уровню ГНК, Па, P_n — давление в нефтяной фазе, Па, ρ_n и ρ_z — плотность нефти и газа, соответственно, кг/м³, $g \approx 9,81$ м/с² — ускорение свободного падения, h — расстояние от точки, в которой вычисляют градиент давления, до ГНК, м, z — вертикальная ось, вдоль которой рассчитывают градиент давления [13].

Значение дебита жидкости при максимальном градиенте давления, при котором конус воды или газа не достигает зоны перфорации, принято называть критическим.

Определение критических значений дебита стало целым направлением изучения конусообразования воды и газа. Идея состояла в том, что, зная критическое значение дебита жидкости, можно регулировать режимы работы скважины с целью предупреждения прорывов воды и газа.

Основополагающей работой, посвященной исследованию конусообразования, является публикация М. Muskat, R.D. Wysockoff [13], где рассмотрены условия устойчивости конуса. В работе Н.И. Meyer, А.О. Garder [5] получены аналитические формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для вертикальных скважин. G.L. Chierici и G.M. Ciucci [6] получили формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для вертикальных скважин (ВС) при помощи потенциометрической модели. F.M. Giger и В. J. Karcher [7] получили аналитические формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для горизонтальных скважин (ГС). S.D. Joshi [8] получил аналитические формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для ГС и ВС. В полученных формулах не учитывается влияние анизотропии. В работе I. Chareron [9] получены простые уравнения для расчета критического дебита нефти горизонтальных и вертикальных скважин в анизотропных пластах.

W. Yang и R.A. Wattenberger [14] получили формулы для расчета времени прорыва конуса воды в ГС и ВС. В методике предполагается равномерный подъем контактов. Проведен сравнительный расчет по разработанной корреляции с результатом расчета в гидродинамическом симуляторе и по методике Р. Papatzacos [15]. В работе D.G. Hatzignatiou, F. Mohamed [16] получены корреляции для расчета времени прорыва конуса воды или газа на основе 2D и 3D гидродинамических моделей (ГДМ) для ВС и ГС, соответственно. В работе R. Recham [17] просчитаны эмпирические зависимости для расчета времени прорыва конуса газа и оптимального дебита нефти скважины не только с точки зрения конусообразования, но и из экономических соображений.

В работах О. Espinola, J.D. Guzman [18] и J. Alvarez [19] разрабатывается модуль секторного моделирования для определения значений критического дебита нефти и времени прорыва конуса.

На практике рассчитанные значения критических дебитов нефти достаточно низки и зачастую экономически нецелесообразны, из-за чего скважины эксплуатируются с повышенными значениями газового фактора. Кроме того, стоит отметить, что работа на малых депрессиях не позволяет включить в процесс дренирования низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы, вследствие чего происходит падение КИН. Поэтому существует интервал оптимальной величины депрессии, позволяющий продлить период безводных и безгазовых дебитов, и совместно с этим не допустить снижения плановых значений КИН.

Поэтому задача состоит в выборе таких средств ограничения режимов работы скважин, чтобы ГФ не увеличивался до таких значений, при которых эксплуатация невозможна по техническим ограничениям и (или) при которых происходит ухудшение энергетического состояния пласта, ведущее к снижению КИН.

С целью проведения анализа влияния ограничения по целевому дебиту жидкости на газовый фактор и обводненность

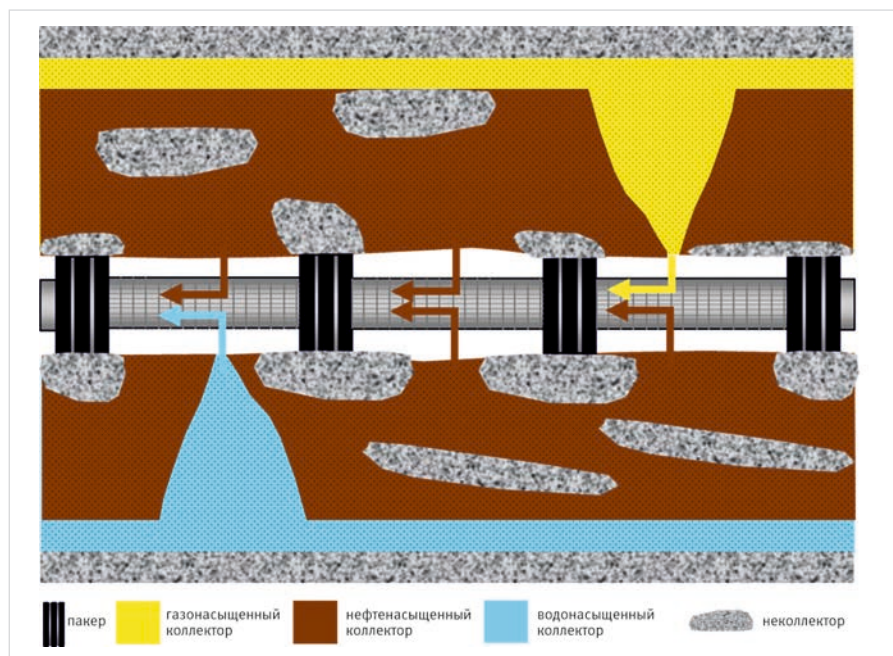


Рис. 1. Схема образования конуса воды и газа в горизонтальной скважине
Fig. 1. Scheme of water and gas cone formation in a horizontal well

произведено моделирование конусообразования. Для определения критического дебита графическим способом произведен перебор ограничения по целевому дебиту жидкости от 3 до 200 м³/сут. На рисунке 2 представлены результаты расчетов синтетической секторной модели для условий месторождения У при различных значениях ограничения по дебиту жидкости. Некоторые параметры геолого-физических характеристик (ГФХ) пласта представлены в таблице 1.

Индикатором прорыва газа будет являться резкое увеличение ГФ при относительно небольшом увеличении накопленной добычи нефти. Максимальное значение целевого дебита жидкости, при котором еще не происходит резкое увеличение газового фактора, и будет являться критическим значением. Конкретного значения газового фактора, при котором можно говорить о прорыве газа, в общем случае не существует. В данном случае оно было определено по качественному изменению вида графика газового фактора. Видно, что при ограничении по дебиту в 20 м³/сут и ниже не отмечается резкого скачкообразного роста газового фактора, а значение максимального газового фактора снижается на порядок.

На результат моделирования конусообразования значительно влияет размер ячейки по латерали. Поэтому для исключения влияния размера ячейки на результат проведен анализ чувствительности модели к размеру ячейки. Целевая функция — дебит нефти. По результатам анализа чувствительности выявлено, что при размере ячейки $\Delta x = \Delta y = 10$ м и ниже изменения в профиле добычи нефти составляют менее 4 %.

Для анализа ограничения режимов работы скважин в газонефтеводной зоне провели секторное гидродинамическое моделирование подгазовых зон.

По полученным графикам следует, что в случае ограничения предельного дебита жидкости не более 20 м³/сут, что соответствует депрессии не более 0,015 МПа, возможна длительная эксплуатация без прорыва газа (отбор 80 тыс. м³ нефти происходит без прорыва газа). При этом оценка предельного безгазового дебита по Шарперон — 19,4 м³/сут, что соответствует депрессии 0,015 МПа (табл. 1). Таким образом, для текущих исходных данных получили соответствие предельного безгазового дебита на основе аналитического расчета по Шарперон и расчета на основе ГДМ. При таком предельном безгазовом дебите газовый фактор составил не более 2 000 м³/м³.

При росте дебита жидкости от 20 до 50 м³/сут (депрессия от 0,015 до 0,12 МПа) происходит ускорение прорыва конуса газа, т.е. уменьшение накопленного отбора жидкости на момент прорыва. При этом происходит увеличение величины ГФ после прорыва газа и сокращение длительности работы до прорыва. Прорыв газа, ввиду его высокой подвижности, приводит к резкому изменению состояния системы — газ быстро извлекается из газовой шапки, за счет чего снижается давление, в газовую шапку устремляется нефть из оторочки и закачиваемая вода для поддержания пластового давления (ППД). По этой причине после длительной разработки с прорывом газа систему невозможно вернуть в прежнее состояние: защемление нефти, проникшей в газовую шапку, приводит

к снижению КИН и безвозвратным потерям извлекаемых запасов нефти.

При ограничении по дебиту жидкости выше 50 м³/сут (депрессия выше 0,12 МПа) прорыв газа с последующим обводнением за счет прихода фронта нагнетаемой воды происходит меньше чем за 2 года.

Ввиду того, что добыча нефти в случае работы скважин на предельных безгазовых дебитах зачастую экономически нерентабельна, следует, что выбор режима работы скважины рекомендуется производить на основе многовариантных технико-экономических расчетов.

На практике значение предельных безгазовых дебитов зачастую нужно лишь для оценки времени работы скважины без прорыва и возможности выбора такого дебита, при котором ГФ будет не выше тех значений, при которых возможна работа электроцентробежных насосов (ЭЦН).

Другие методы ограничения газопитока и водопитока к скважине

Следующий проверенный метод снижения газового фактора скважин — это периодическая эксплуатация скважин. Использование периодической эксплуатации скважин для предотвращения прорывов газа — довольно действенный метод, однако на практике скважины останавливают уже после прорыва газа, когда ГФ скважины достигает высоких, неприемлемых для разработки значений. На рисунке 3 показан пример периодической эксплуатации скважин на месторождении X.

В работе [20] исследуется вопрос периодической эксплуатации газовых скважин.

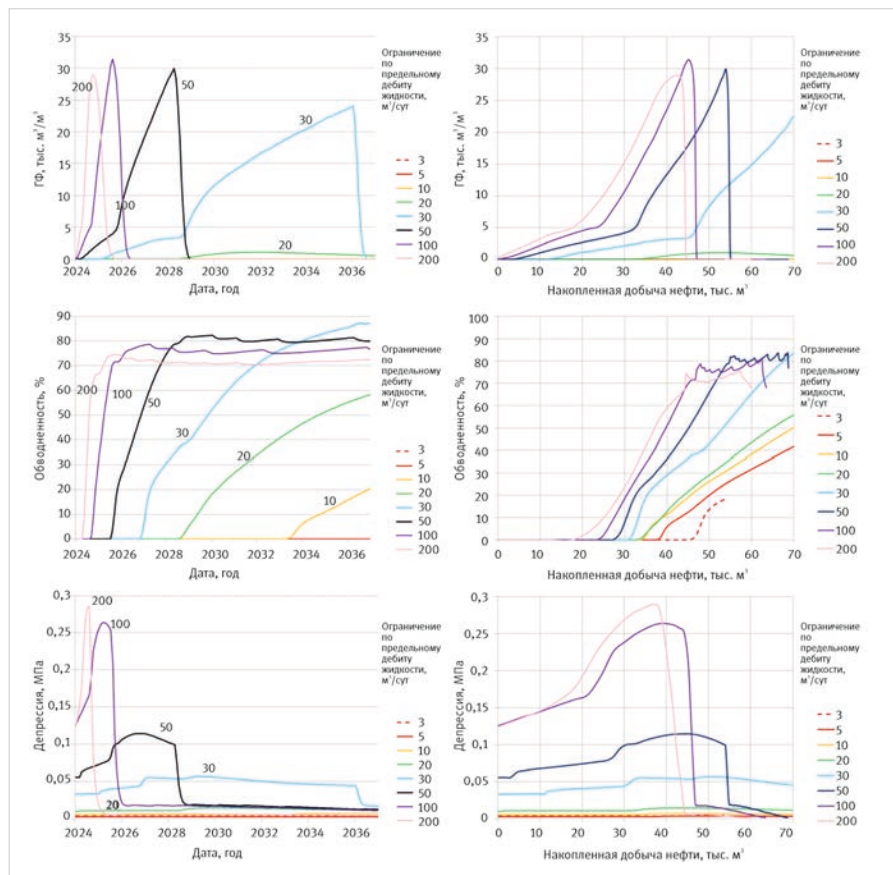


Рис. 2. Динамика ГФ, обводненности и депрессии в зависимости от принятого ограничения по предельному дебиту жидкости

Fig. 2. Dynamics of gas/oil ratio, watercut and depression depending on the adopted limitation on the ultimate fluid flow rate

Табл. 1. ГФХ пласта

Tab. 1. Geological and physical characteristics of the reservoir

Параметр	Значение
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	10
Газонасыщенная толщина пласта, м	15
Проницаемость пласта по горизонтали, мкм ²	0,667
Расстояние до границы постоянного давления, м	300
Анизотропия проницаемости, д.ед.	0,07
Длина ГС, м	2 000
Радиус скважины, м	0,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с	$69,5 \cdot 10^{-3}$
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³	82
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	924
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,07
Предельный дебит нефти ГС (Шарперон), м ³ /сут	19,4

В статье [21] приводится пример перевода скважины с высоким ГФ на автоматическую периодическую эксплуатацию. В этих и других работах по периодической эксплуатации скважин исследуются такие вопросы как:

- какова оптимальная длительность работы и остановки, от каких факторов это зависит;
- что эффективнее — остановка скважины или снижение депрессии.

Следующий вариант ограничения — это регулируемая эксплуатация скважин. Существует несколько способов регулирования работы скважин с ЭЦН, но мы выделим только те, которые интересны с точки зрения контроля конусов воды и газа:

- ограничение дебита по расчетному газожидкостному фактору на приеме насоса [22; 23];
- управление устьевым штуцером с помощью системы автоматического управления [24–27].

Интересным представляется вариант ограничения режимов работы скважины, описанный E.D. Nennie, S.V. Savenko и др. в работе [25]. Сравниваются периодическая и регулируемая эксплуатация нефтяной оторочки с высокой проницаемостью коллектора в 0,212 мкм². При периодической эксплуатации скважина работает до тех пор, пока дебит газа не достигнет заданного значения, затем скважину останавливают на некоторое количество суток и далее запускают снова. Регулирование предлагается с помощью специального устьевого штуцера с возможностью автоматического ограничения дебита газа по заданному максимальному значению. Регулируемая эксплуатация предполагает ограничение по дебиту газа без остановок скважины с полностью автоматическим управлением — режимом работы без участия человека. Показано, что накопленные показатели нефти в случае регулируемой добычи существенно выше таковых в случае периодической эксплуатации. Кроме вопроса об экономической целесообразности используемых методов, возникают вопросы, связанные с подбором параметров для автоматического регулирования дебита на устьевом штуцере.

Например, в работе [24] описаны проблемы настройки пропорционально-интегрально-дифференцирующего регулятора (ПИД-регулятор). ПИД-регулятор — это специальное устройство для осуществления управления устьевым штуцером, а также поинтервального контроля притока ICV (Interval Control Valve — управляющий интервальный клапан). В работе сравниваются варианты ограничения скважины на устье и ограничения с помощью клапанов поинтервального контроля притока ICV. Принципиальное допущение в статье состоит в том, что доля газа в газожидкостном потоке может быть измерена как на клапане поинтервального контроля притока, так и на устьевом штуцере. На данный момент развития технологий доля газа в общем потоке не может быть замерена на входе в ICV (на забое скважины), поэтому статья носит исключительно теоретический характер. Показано, что ограничение работы скважины с помощью нескольких ICV гораздо более гибко ограничивает дебит газа. Но в силу высокой стоимости и сложности оборудования поинтервального клапана на данный момент использование таких устройств ограничения режимов работы скважины может быть экономически оправдано только лишь в каких-то конкретных случаях, поэтому общая рекомендация видится следующей — использовать клапаны поинтервального контроля

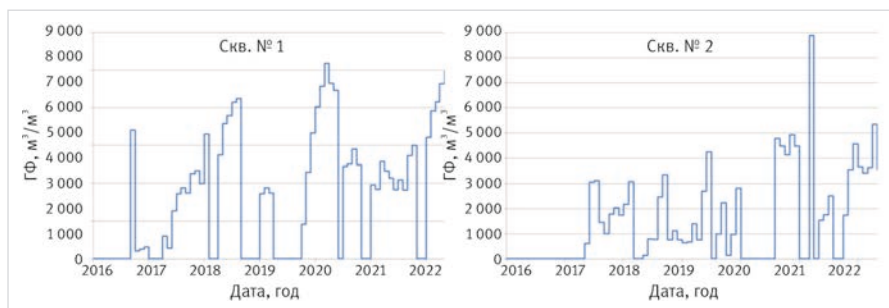


Рис. 3. Значения ГФ при периодической эксплуатации
Fig. 3. Gas/oil ratio values for periodic operation

притока, если это экономически рентабельно, если нет, то использовать другие методы. Кроме того, для использования ICV имеется ограничение в используемом количестве на одном стволе — не более 5, что также необходимо учитывать.

Ограничение режимов работы скважины с помощью управления устьевым штуцером создает дополнительные нагрузки на глубинную установку, что может привести к снижению эффективности работы и нерациональному расходу электроэнергии, а также преждевременному выходу из строя ЭЦН.

Подбор оптимального режима работы скважины и периодическая эксплуатация одновременно уменьшают как ГФ, так и обводненность. Но на практике иногда с одним из этих осложнений можно смириться: например, если на месторождении используется обратная закачка газа, то приоритетной является борьба с высокой обводненностью скважины. В этом случае возможно размещение зон перфораций ближе к ГНК. Если же использование попутного нефтяного газа весьма ограничено, то приходится балансировать. На практике выбор приоритетного осложнения и способов борьбы с ним весьма индивидуален и может зависеть от многих параметров залежи, причем инфраструктурные ограничения могут иметь весьма большое значение.

Все вышеперечисленные методы борьбы с прорывами газа и воды не являются универсальными, поэтому при выборе конкретного метода необходимо учитывать как геолого-физические характеристики нефтегазовой залежи, так и инфраструктурные ограничения.

Таким универсальным средством могло бы стать устройство контроля притока. УКП — это устройства заканчивания горизонтальных скважин, предназначенные для выравнивания профиля притока к скважине, а также ограничения притока нежелательной фазы. Различают пассивные устройства контроля притока, которые предназначены для выравнивания притока в скважину и предотвращения раннего прорыва воды и газа, и автономные УКП, которые позволяют ограничить приток нежелательной фазы (газа или воды) в каждый из интервалов скважины. Так как пассивные устройства контроля притока ограничивают приток к скважине с начала разработки, уменьшая при этом начальные дебиты, то их широкое применение целесообразно и экономически выгодно в основном в высокопроницаемых залежах. Кроме того, после прорыва воды или газа пассивные УКП продолжают пропускать воду или газ, ограничивая при этом приток нефти из других секций скважины. Автономные УКП (АУКП), в отличие от пассивных, способны полностью

перекрывать секции скважины, где произошел прорыв воды или газа. Одной из первых автономных УКП (AICD) разработала компания StatOil в 2006 г., автономные клапаны (AICV) изобретены компанией InflowControl в 2011 г.

АУКП успешно применяются, и их эффективность достаточно высока для высоковязких нефтей [28], а также для нефти с низкими значениями вязкости [29]. Существует методология оптимального проектирования заканчивания скважин с УКП в трещиновых коллекторах [30–34]. В трещиноватых карбонатных коллекторах ситуация иная из-за сложности достоверного определения проводимости трещин и, как следствие, неопределенности в характере и интенсивности притока по горизонтальному стволу скважины [35].

Кроме того, необходимо отметить условия, когда применение УКП неэффективно:

- в случае сопоставимых значений вязкости воды и нефти (не позволяет отсекают добычу воды);
- в случае однородного коллектора.

На основе проведенного обзора показана эволюция подходов к ограничению режимов работы скважин для борьбы с прорывами воды и газа (рис. 4).

Выделим ключевые моменты по каждому этапу:

1. Выбор оптимального безводного и безгазового дебитов на основе различных корреляций:
 - с 1930-х годов появляются простые аналитические формулы для расчета критических безводных и безгазовых дебитов для ВС [5–8, 36];
 - с конца 1980-х появляются аналитические корреляции для расчета критических безводных и безгазовых дебитов для ГС [14, 16, 17, 39];
 - рассчитанные критические дебиты часто настолько низки, что для достижения экономически приемлемого уровня добычи скважины эксплуатируются с дебитами, значительно превышающими рассчитанный критический дебит;
 - расчеты служат главным образом для того, чтобы получить оценку порядка величины критических дебитов жидкости и выявить чувствительность поведения скважины при конусообразовании к изменению параметров.
2. Периодическая эксплуатация скважин:
 - распространенный способ ограничения ввиду простоты использования оборудования. Технология известна с 1930-х и используется по сегодняшнее время;
 - наиболее широкое распространение периодическая эксплуатация получила для малодобитных нефтяных скважин.

Но длительная (до нескольких месяцев) остановка может применяться и для расформирования конуса после прорыва (для снижения ГФ);

- нестационарное заводнение используется для вовлечения в зону дренирования низкопроницаемых коллекторов. При таком способе заводнения создается градиент давления между высоко- и низкопроницаемыми пропластками, что способствует притоку воды в зоны с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и подключает их к активной разработке [37, 38];
 - по тематике выбора оптимального режима эксплуатации скважины с целью недопущения возникновения прорывов воды встречаются публикации [21, 40], но их небольшое количество.
3. Адаптивная регулируемая эксплуатация скважин с помощью системы автоматического управления:
- широкое применение системы автоматического управления в нефтегазовой промышленности с начала XXI века;
 - перспективная технология регулирования режимов работы скважин сопряжена со сложностью используемого оборудования;
 - существуют проблемы с подбором параметров системы автоматического управления [24–27, 41];
 - может рассматриваться как альтернатива периодической эксплуатации скважин и как дополнение.
4. Автономное устройство контроля притока (АУКП):
- широкое применение АУКП с начала XXI века;
 - является эффективным средством по выравниванию профиля притока к скважине, а также ограничения нежелательных флюидов [30, 42];
 - дороже других видов ограничения, таких как пассивные УКП и периодическая эксплуатация скважин.

Итоги

На данный момент не существует универсального метода или устройства, позволяющего эффективно бороться с образованием конусов воды и газа. Каждый из описанных

способов находит свое применение в тех или иных ситуациях. Поддержание дебита на уровне критических значений в качестве предупреждения прорывов воды и газа зачастую не является экономически эффективным при добыче нефти. Периодическая эксплуатация приносит значительные результаты для снижения текущего ГФ, при этом возникает вопрос о длительности остановок скважин.

Адаптивная регулируемая эксплуатация скважин с помощью системы автоматического управления на текущий момент обладает следующими минусами:

- необходимость подбора параметров регулирования,
- необходимость непрерывного замера дебита нефти и газа,
- сложность обеспечения оптимального уровня управления режимами работы,
- невысокий ресурс средств автоматики.

Применение адаптивной регулируемой эксплуатации скважин пока весьма ограничено. АУКП показывают достаточно высокую эффективность для снижения ГФ и обводненности, но не всегда могут быть применимы из-за высокой стоимости, сопоставимых значений плотности нефти и воды, а также однородности коллектора.

Таким образом, выбор оптимального режима эксплуатации нефтяных скважин в подгазовой зоне — сложная комплексная задача, которая решается путем многовариантного моделирования с учетом особенностей оборудования, используемого для механизированной добычи, регулирования дебита скважины, а также ограничений, накладываемых инфраструктурой.

Выводы

В литературе в настоящее время все еще недостаточно работ, касающихся решения проблемы изоляции газа газовой шапки и воды из водоносных горизонтов в нефтяных скважинах, эксплуатирующих нефтегазовые залежи. Встречаются в основном публикации по различным способам борьбы с конусами, которые носят теоретический характер, а результатов, которые подтверждены практическими промышленными примерами, мало. Это значительно затрудняет проведение сравнительного анализа и систематизацию существующих методов.

В работе выделены основные тренды в методах предотвращения и борьбы с прорывами воды и газа, наиболее перспективные методы, а также плюсы и минусы каждой технологии. Полученные результаты могут быть использованы для быстрого экскурса в тему исследования, а также для дальнейшего анализа существующих и будущих методов изоляции газа газовой шапки и воды из водоносных горизонтов в нефтяных скважинах в подгазовых зонах.

Литература

1. Баженов Д.Ю., Архипов В.Н., Полковников Ф.И., Логинова Д.С. Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек // Недропользование XXI век. 2016. № 4. С. 60–67.
2. Растрогин А.Е., Фоминых О.В., Саранчин С.Н. К вопросу обоснования предельных дебитов горизонтальных скважин в нефтегазовых залежах // Нефтепромысловое дело. 2015. № 6. С. 5–7.
3. Томская В.Ф., Грачева С.К., Краснов И.И., Ваганов Е.В. Прогнозирование разработки нефтегазовых залежей с применением технологии ограничения газопритока в скважины // Нефть и газ: опыт и инновации. 2019. Т. 3. № 2. С. 3–19.
4. Кулеш В.А., Исламов Р.Р. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 58–62.
5. Meyer H.I., Garder A.O. Mechanics of two immiscible fluids in porous media. Journal of applied physics, 1954, Vol. 25, issue 11, P. 1400–1406. (In Eng).
6. Chierici G.L., Ciucci G.M., Pizzi G. A systematic study of gas and water coning by potentiometric models. Journal of petroleum technology, 1964, Vol. 16, issue 08, P. 923–929. (In Eng).
7. Karcher B.J., Giger F.M., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 1986. SPE-15430-MS. (In Eng).
8. Joshi S.D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 1986. SPE-15375-MS. (In Eng).
9. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 1986. SPE-15377-MS. (In Eng).
10. Томский К.О., Иванова М.С. Оптимизация расположения многозабойной скважины в тонкой нефтяной оторочке, осложненной наличием обширной газовой шапки // Записки Горного института. 2024. Т. 265. С. 140–146.
11. Mukanov A. Oil rim development by waterflooding: lessons learned from the South Turgai basin case studies. ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2022, SPE-211322-MS. (In Eng).
12. Топал А.Ю., Фирсов В.В., Зорин А.М., Цепелев В.П., Усманов Т.С. Особенности разработки карбонатных пластов месторождений ОАО «Удмуртнефть» с нефтяными оторочками и газовыми шапками с применением барьерного

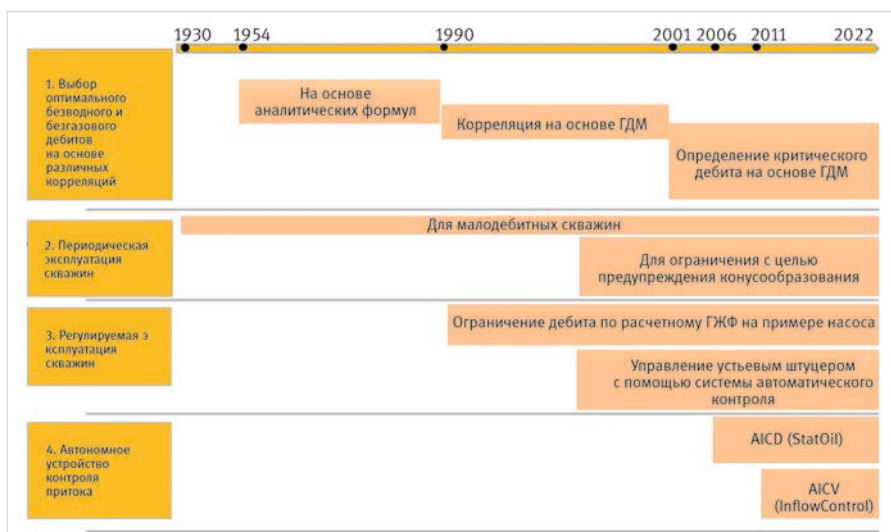


Рис. 4. Изменение тенденций по ограничению режимов работы скважин для борьбы с прорывами воды и газа
Fig. 4. Changing trends in well restriction regimes to combat water and gas blowouts

- заводнения // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 46–49.
13. Muskat M., Wycokoff R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).
 14. Yang W., Wattenbarger R.A. Water coning calculations for vertical and horizontal wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1991, SPE-22931-MS. (In Eng).
 15. Papatzacos P., Herring T.R., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal wells. SPE Reservoir Engineering, 1991, Vol. 6, issue 3, P. 311–318. (In Eng).
 16. Hatzignatiou D.G., Mohamed F. Water and gas coning in horizontal and vertical wells. PETSOC Annual technical meeting, Calgary, Alberta, June 1994, PETSOC-94-26. (In Eng).
 17. Recham R. Super-critical rate based on economic recovery in water and gas coning by using vertical and horizontal well performance. SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference, Aberdeen, United Kingdom, September 2001, SPE-71820-MS. (In Eng).
 18. Espinola O., Guzman J.D., Mehranfar R., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study pemex, Mexico. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
 19. Alvarez J., Espinola O., Diaz L.R., Cruces L. Digital workflow to enhance reservoir management strategies for a complex oil field through real time and advanced engineering monitoring solution. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Virtual, June 2021, SPE-200932-MS. (In Eng).
 20. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
 21. Dutta B.K., Ali M.Y. Field Application of stopcocking for gas coning control and it's optimization. SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 2001, SPE-68130-MS. (In Eng).
 22. Urbanczyk C.H., Wattenbarger R.A. Optimization of well rates under gas coning conditions. SPE Advanced Technology Series, 1994, Vol. 2, issue 2, P. 61–68. (In Eng).
 23. Zolotukhin A.A., Salikhov M.R. Selection of the best development scenario for the thin oil rim with reservoir pressure maintenance system involving gas injection into the gas cap. case study: West Messoyakha PK 1-3 horizon. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2016, SPE-181917-MS. (In Eng).
 24. Leemhuis A.P., Nennie E.D., Belfroid S.P.C. et al. Gas coning control for smart wells using a dynamic coupled well-reservoir simulator. Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, February 2008, SPE-112234-MS. (In Eng).
 25. Nennie E.D., Savenko S.V., Alberts G.J.N. et al. Comparing the benefits: use of various well head gas coning control strategies to optimize production of a thin oil rim. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009, SPE-125050-MS. (In Eng).
 26. Awotunde A.A. A comprehensive evaluation of dimension-reduction approaches in optimization of well rates. SPE Journal, 2019, Vol. 24, issue 3, P. 912–950. (In Eng).
 27. Aljubran M.J., Horne R. Surrogate-based prediction and optimization of multilateral inflow control valve flow performance with production data. SPE Production & Operations, 2021, Vol. 36, issue 1, P. 224–233. (In Eng).
 28. Соловьев Т.И. Опыт применения автономных устройств контроля притока (АУКП) на примере месторождения высоковязкой нефти с тонкой нефтяной оторочкой в Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 2. С. 61–72.
 29. Зюзев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
 30. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р. и др. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
 31. Solovyev T., Mikhaylov N. From completion design to efficiency analysis of inflow control device: comprehensive approach for AICD implementation for thin oil rim field development efficiency improvement. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, SPE-206413-MS. (In Eng).
 32. Meyer E., Bormashov D., Shkred V. et al. Experience of the autonomous inflow control devices application at the oil-gas-condensate field to control early gas breakthroughs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-201907-MS. (In Eng).
 33. Solovyev T. Enhancing efficiency of high-viscosity oil development with using autonomous flow control devices case study in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019, SPE-196851-MS. (In Eng).
 34. Nigmatullin T.E., Nikulin V.Yu., Shaymardanov A.R. et al. Water-and-gas shutoff technologies in horizontal wells on North Komsomolskoe field: screening and successful trial. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, SPE-206496-MS. (In Eng).
 35. Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. и др. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 30–34.
 36. Nøydland L.A., Papatzacos P., Skjaeveland S.M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. SPE Reservoir Engineering, 1989, Vol. 4, issue 4, P. 495–502. (In Eng).
 37. Баушин В.В., Никифоров А.И., Рамазанов Р.Г. Особенности организации и моделирования процесса нестационарного циклического заводнения // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 5. С. 37–41.
 38. Равелев К.А., Илюшин П.Ю., Казаков И.А. Выбор эффективной технологии нестационарного заводнения геологически неоднородного пласта на примере нефтегазового комплекса Пермского края // Инженер-нефтяник. 2022. № 1. С. 12–16.
 39. Benamara A., Tiab D. Gas coning in vertical and horizontal wells, a numerical approach. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, May 2001, SPE-71026-MS. (In Eng).
 40. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
 41. Krishnan T., Sandhu H., Lai C. Optimisation of oil production with RCP autonomous inflow control devices in a field in offshore Malaysia, a case study with shell Malaysia. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2022, OTC-31994-MS. (In Eng).
 42. Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41.

ENGLISH

Results

There is currently no universal method or device that can effectively combat the formation of water and gas cones. Each of the methods described above has its own application in certain situations. Maintaining flow rates at critical levels to prevent water and gas breakthroughs is often not cost effective in oil production. Intermittent operation has significant results in reducing current GF, with the issue of the duration of well shutdowns.

Adaptive regulated well operation using an automatic control system currently has disadvantages such as:

- the need to select control parameters,
- necessity of continuous measurement of oil and gas flow rate,
- it is difficult to provide an optimal level of control of operating modes,
- low resource of automatic equipment.

The application of adaptive controlled well operation is still very limited. ASCPs are quite effective in reducing GF and water cut, but they are not always applicable due to high cost, comparable values of oil and water density, and reservoir homogeneity.

Thus, the choice of the optimal operation mode of oil wells in the sub-gas zone is a complex problem, which is solved by multivariate modeling,

taking into account the features of the equipment used for mechanized production, flow rate limitation of the well, as well as the limitations imposed by the infrastructure.

Conclusions

In the literature at present there are still not enough works concerning the solution of the problem of isolation of gas cap gas and water from aquifers in oil wells exploiting oil and gas deposits. There are mainly publications on various methods of cone control, which are theoretical

in nature, and there are few results that are confirmed by practical field examples. This greatly complicates the comparative analysis and systematization of existing methods.

The paper highlights the main trends in methods of prevention and control of water and gas breakthroughs, the most promising methods, as well as the pros and cons of each technology. The results obtained can be used for a quick excursion into the research topic, as well as for further analysis of existing and future methods of isolating gas cap gas and water from aquifers in oil wells in sub-gas zones.

References

1. Bazhenov D.Yu., Arkhipov V.N., Polkovnikov F.I., Loginova D.S. Optimization of oil rim technology. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2016, issue 4, P. 60–67. (In Russ).
2. Rastrogina A.E., Fominykh O.V., Saranchin S.N. The problem of justification of horizontal wells limited production in oil and in gas deposits. *Oilfield engineering*, 2015, issue 6, P. 5–7. (In Russ).
3. Tomskaya V.F., Gracheva S.K., Krasnov I.I., Vaganov E.V. Forecasting the development of oil and gas deposits with application of technology for the restriction of gas outlets in wells. *Petroleum and gas: experience and innovation*, 2019, Vol. 3, issue 2, P. 3–19. (In Russ).
4. Kulesh V.A., Islamov R.R. Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 5, P. 58–62. (In Russ).
5. Meyer H.I., Garder A.O. Mechanics of two immiscible fluids in porous media. *Journal of applied physics*, 1954, Vol. 25, issue 11, P. 1400–1406. (In Eng).
6. Chierici G.L., Ciucci G.M., Pizzi G. A systematic study of gas and water coning by potentiometric models. *Journal of petroleum technology*, 1964, Vol. 16, issue 08, P. 923–929. (In Eng).
7. Karcher B.J., Giger F.M., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 1986, SPE-15430-MS. (In Eng).
8. Joshi S.D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 1986, SPE-15375-MS. (In Eng).
9. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 1986, SPE-15377-MS. (In Eng).
10. Tomskiy K.O., Ivanova M.S. Optimization of the location of a multilateral well in a thin oil rim, complicated by the presence of an extensive gas cap. *Journal of Mining Institute*, 2024, Vol. 265, P. 140–146. (In Russ).
11. Mukanov A. Oil rim development by waterflooding: lessons learned from the South Turgai basin case studies. *ADIPEC*, Abu Dhabi, UAE, October 2022, SPE-211322-MS. (In Eng).
12. Topal A.Yu., Firsov V.V., Zorin A.M., Tsepelev V.P., Usmanov T.S. Features of the development of carbonate oil rims with the presence of extensive gas caps using barrier waterflooding of fields of Udmurtneft OJSC. *Oil Industry*, 2019, issue 6, P. 46–49. (In Russ).
13. Muskat M., Wycokoff R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. *Transactions of the AIME*, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).
14. Yang W., Wattenbarger R.A. Water coning calculations for vertical and horizontal wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, October 1991, SPE-22931-MS. (In Eng).
15. Papatzacos P., Herring T.R., Martinsen R., Skjæveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal wells. *SPE Reservoir Engineering*, 1991, Vol. 6, issue 3, P. 311–318. (In Eng).
16. Hatzignatiou D.G., Mohamed F. Water and gas coning in horizontal and vertical wells. *PETSOC Annual technical meeting*, Calgary, Alberta, June 1994, PETSOC-94-26. (In Eng).
17. Recham R. Super-critical rate based on economic recovery in water and gas coning by using vertical and horizontal well performance. *SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference*, Aberdeen, United Kingdom, September 2001, SPE-71820-MS. (In Eng).
18. Espinola O., Guzman J.D., Mehranfar R., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study pemex, Mexico. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
19. Alvarez J., Espinola O., Diaz L.R., Cruces L. Digital workflow to enhance reservoir management strategies for a complex oil field through real time and advanced engineering monitoring solution. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Virtual, June 2021, SPE-200932-MS. (In Eng).
20. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. *International Petroleum Technology Conference*, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
21. Dutta B.K., Ali M.Y. Field Application of stopcocking for gas coning control and it's optimization. *SPE Middle East Oil Show*, Manama, Bahrain, March 2001, SPE-68130-MS. (In Eng).
22. Urbanczyk C.H., Wattenbarger R.A. Optimization of well rates under gas coning conditions. *SPE Advanced Technology Series*, 1994, Vol. 2, issue 2, P. 61–68. (In Eng).
23. Zolotukhin A.A., Salikhov M.R. Selection of the best development scenario for the thin oil rim with reservoir pressure maintenance system involving gas injection into the gas cap. case study: West Messoyakha PK 1-3 horizon. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 2016, SPE-181917-MS. (In Eng).
24. Leemhuis A.P., Nennie E.D., Belfroid S.P.C. et al. Gas coning control for smart wells using a dynamic coupled well-reservoir simulator. *Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands, February 2008, SPE-112234-MS. (In Eng).
25. Nennie E.D., Savenko S.V., Alberts G.J.N. et al. Comparing the benefits: use of various well head gas coning control strategies to optimize production of a thin oil rim. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 2009, SPE-125050-MS. (In Eng).
26. Awotunde A.A. A comprehensive evaluation of dimension-reduction approaches in optimization of well rates. *SPE Journal*, 2019, Vol. 24, issue 3, P. 912–950. (In Eng).
27. Aljbran M.J., Horne R. Surrogate-based prediction and optimization of multilateral inflow control valve flow performance with production data. *SPE Production & Operations*, 2021, Vol. 36, issue 1, P. 224–233. (In Eng).
28. Soloviev T.I. Experience in applying autonomous inflow control devices (AFCD) at the example of west siberian heavy oil field with thin oil rim. *Neft. Gas. Novacii*, 2020, issue 2, P. 61–72. (In Russ).
29. Zyuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A. Autonomous inflow control devices usage experience. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
30. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R. et al. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. *Oil industry*, 2021, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
31. Solov'yev T., Mikhaylov N. From completion design to efficiency analysis of inflow control device: comprehensive approach for AICD implementation for thin oil rim field development efficiency improvement. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, October 2021, SPE-206413-MS. (In Eng).
32. Meyer E., Bormashov D., Shkred V. et al. Experience of the autonomous inflow control devices application at the oil-gas-condensate field to control early gas breakthroughs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, October 2020, SPE-201907-MS. (In Eng).
33. Solov'yev T. Enhancing efficiency of high-viscosity oil development with using autonomous flow control devices case study in Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2019, SPE-196851-MS. (In Eng).
34. Nigmatullin T.E., Nikulin V.Yu., Shaymardanov A.R. et al. Water-and-gas shutoff technologies in horizontal wells on North Komsomolskoe field: screening and successful trial. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, October 2021, SPE-206496-MS. (In Eng).
35. Ashin M.S., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. et al. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 5, P. 30–34. (In Russ).
36. Høyland L.A., Papatzacos P.,

- Skjaeveland S.M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. SPE Reservoir Engineering, 1989, Vol. 4, issue 4, P. 495–502. (In Eng).
37. Baushin V.V., Nikiforov A.I., Ramazanov R.G. Features to organize and simulate the process of non-stationary cyclic flooding. Neft. Gas. Novacii, 2022, issue 5, P. 37–41. (In Russ).
38. Ravelev K.A., Ilyushin P.Yu., Kazakov I.A. Choice of effective technology of non-stationary flooding of geologically heterogeneous reservoir on the example of oil and gas bearing complex of Perm region. Neftyanik-Engineer, 2022, issue 1, P. 12–16. (In Russ).
39. Benamara A., Tiab D. Gas coning in vertical and horizontal wells, a numerical approach. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, May 2001, SPE-71026-MS. (In Eng).
40. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
41. Krishnan T., Sandhu H., Lai C. Optimisation of oil production with RCP autonomous inflow control devices in a field in offshore Malaysia, a case study with shell Malaysia. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2022, OTC-31994-MS. (In Eng).
42. Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ялаев Андрей Витальевич, к.ф.-м.н., ведущий специалист отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: yalaevav@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Муслимов Булат Шамилевич, зам. начальника управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ СИ, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Кулеш Владислав Александрович, старший специалист отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Yalaev Andrey Vitalievich, ph.d. of physico-mathematical sciences, leading specialist, oil and gas reservoir development support department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: yalaevav@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of oil and gas reservoir development support department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department for development of oil and gas fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Kulesh Vladislav Aleksandrovich, senior specialist, oil and gas deposits development support department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia



03–07 ИЮНЯ 2024, г. МАХАЧКАЛА, Республика Дагестан, отель «МОНТО»

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтовая безопасность»

15–19 ИЮЛЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ, отель «ЛЕТОЛЕТО», конференц-зал «ИюньИюль»

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

09–13 СЕНТЯБРЯ 2024, г. ВЛАДИВОСТОК

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN», конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Кадровый ресурс — потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала»

+7 3452 520-958

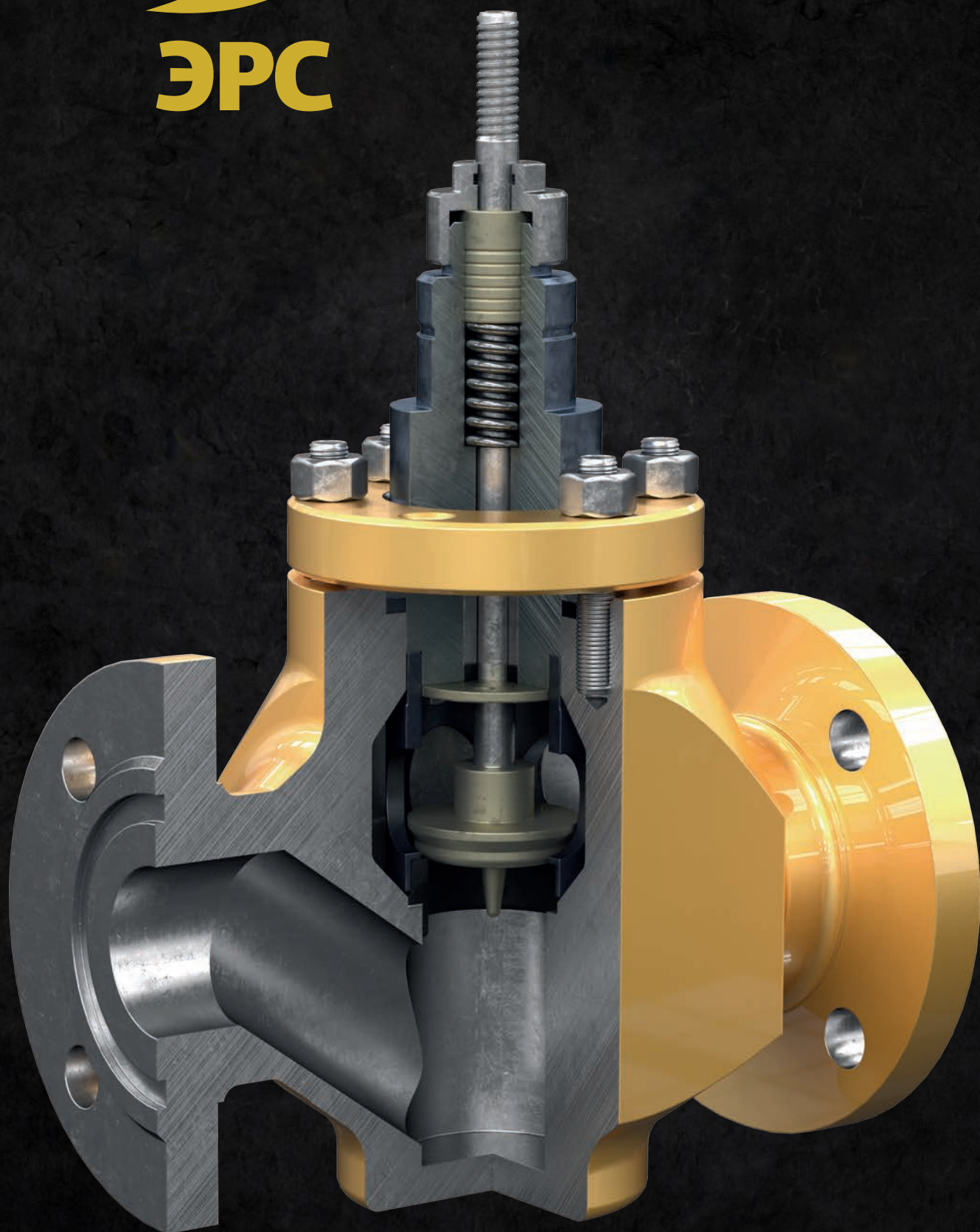
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
 НЕФТЬ ГАЗ**



ЗАПОРНО-
РЕГУЛИРУЮЩАЯ
АРМАТУРА



Виды исполнения



МАРКИ
СТАЛИ

Ст20, 09Г2С,
12Х18Н10Т, 20ЮЧ,
13ХФА, 10Х17Н13М2Т
и другие марки стали



ДЛЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ
РАБОЧЕЙ
СРЕДЫ

от -200 до +650 °С



ДЛЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ
ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

от -60 до +70 °С



ПРОПУСКНЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

Ключевые определения надёжности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, воздействующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравновешивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон).

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

БЫСТРОСЪЁМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода.

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана).

Остальные технические характеристики

Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 B, A — по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Исламов Р.А.¹, Андреев Е.Ю.¹, Волков М.Г.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Москва, Россия
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 10^{-15} м² требует от специалистов разработки новых подходов по расчету динамики показателей эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Должны учитываться неоднородные строение и распределение свойств пласта и перекрывающих интервалов неколектора, траектория горизонтального участка скважины, интервалы инициации трещин и дизайн гидравлического разрыва, утечки технологической жидкости в пласт, интерференция с соседними скважинами. Разработанные ранее численные методы не позволяют учесть все перечисленные факторы, требуется их доработка. В статье описан метод для проектирования системы заканчивания горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта. Метод учитывает распределение фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств пласта, дизайн гидравлического разрыва, утечки жидкости гидроразрыва в пласт, интерференцию трещин соседних скважин. Метод реализован в гидродинамическом симуляторе и опробован на фактических данных по скважинам, пробуренным в низкопроницаемом коллекторе.

Материалы и методы

Для решения задачи в работе предлагается:

- использование нейронной сети для выбора интервала инициации трещины гидравлического разрыва;
- расчет геометрии и распределения свойств каждой трещины в симуляторе гидроразрыва;
- согласование распределения утечек в гидродинамическом симуляторе и симуляторе гидроразрыва;

- в гидродинамическом симуляторе в зонах проникновения технологической жидкости использование коэффициента восстановления проницаемости.

Ключевые слова

горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, нейронная сеть, низкопроницаемый пласт, гидродинамическое моделирование, геомеханическое моделирование

Для цитирования

Исламов Р.А., Андреев Е.Ю., Волков М.Г. Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-34-38

Поступила в редакцию: 04.04.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.3 | Original Paper

Selecting a horizontal well completion system with multi-stage hydraulic fracturing

Islamov R.A.¹, Andreev E.Yu.¹, Volkov M.G.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²“RN-Technology” LLC, Moscow, Russia
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Abstract

Oil production from low-permeability reservoirs with permeability less than 10^{-15} m² requires specialists to develop new approaches to calculate the performance of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. Heterogeneous structure and distribution of reservoir properties and overlapping intervals of nonreservoir, trajectory of horizontal well section, intervals of fracture initiation and hydraulic fracture design, fluid leakage into the reservoir, interference with neighboring wells should be taken into account. Previously developed numerical methods do not allow to take into account all the above factors, their improvement is required. The article describes a method for designing a horizontal well completion system with multistage hydraulic fracturing. The method takes into account the distribution of filtration-capacitance and geomechanical properties of the formation, hydraulic fracture design, leakage of fracturing fluid into the formation, fracture interference of neighboring wells. The method is realized in a hydrodynamic simulator and tested on actual data from wells drilled in a low-permeability reservoir.

Materials and methods

To solve the problem, the paper proposes:

- using a neural network to select the hydraulic fracture initiation interval;
- calculation of geometry and distribution of properties of each fracture in the hydraulic fracture simulator;
- equalizing of leakage distribution in hydrodynamic simulator and

fracture simulator;

- use of permeability reduction factor in the hydrodynamic simulator in the zones of fluid penetration.

Keywords

horizontal well, hydraulic fracturing, neural network, low-permeability reservoir, hydrodynamic modeling, geomechanical modeling

For citation

Islamov R.A., Andreev E.Yu., Volkov M.G. Selecting a horizontal well completion system with multi-stage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 34–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-34-38

Received: 04.04.2024

Введение

В настоящее время ведутся опытно-промышленные работы по выбору системы разработки низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью меньше 10^{-15} м². Высокую эффективность показала система с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) с ориентацией горизонтального участка поперек направления минимального горизонтального напряжения [1]. Длина горизонтального участка 1 200 м, количество стадий варьируется от 10 до 25. Спроектированы дизайны гидравлического разрыва пласта (ГРП), обеспечивающие высокую продуктивность скважин. Разработка ведется на упругом режиме. Анализ эксплуатации опытного участка показал, что при расстоянии между соседними скважинами более 400 м отсутствует интерференция. Для увеличения коэффициента охвата необходимо бурить уплотняющую скважину. При расстоянии менее 300 м наблюдается интерференция между скважинами: происходит резкий рост забойного давления и увеличение дебита нефти и жидкости в работающей скважине после проведения ГРП в новой скважине. Увеличение дебита объясняется повышением пластового давления за счет фильтрации технологической жидкости в пласт при проведении ГРП. Поставлена задача выбора оптимального с точки зрения экономической эффективности расстояния между соседними скважинами, количества стадий и интервалов расстановки портов ГРП для заданного дизайна гидроразрыва.

Необходимо разработать подход по расстановке портов ГРП для заданной траектории горизонтального ствола, оптимальный с точки зрения накопленной добычи нефти и дисконтированного потока наличности для новой и соседних скважин. Разработан и реализован метод, учитывающий распределение фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств пласта в районе бурения скважины, расположение трещин ГРП соседних скважин, утечки технологической жидкости при проведении ГРП. Метод позволяет оптимизировать систему заканчивания горизонтальной скважины с МГРП, обеспечивая максимальную экономическую эффективность добычи нефти.

Учет утечек технологической жидкости ГРП в гидродинамическом симуляторе

Выполненные ГРП с применением сшитого боратного геля на гуаровой основе на рассматриваемом объекте разработки показали низкую эффективность из-за низкой остаточной проводимости трещины и образования непроницаемой корки на стенках трещины. Это привело к необходимости создания новых и модификации существующих дизайнов ГРП с применением маловязких жидкостей [2]. Высокую эффективность показали гибридные дизайны с использованием больших объемов жидкости гидроразрыва (от 600 до 1 200 м³ на одну стадию). Проведенные исследования показали [2–6], что на снижение продуктивности скважин с ГРП основное влияние оказывают два фактора:

1. Низкое забойное давление при выводе скважины на режим, что приводит к разрушению и вдавливанию пропанта, выносу пропанта из трещины и снижению гидравлической связности между трещиной и скважиной [2, 5];
2. Влияние технологической жидкости ГРП на снижение остаточной проводимости

пропантной пачки, влияние утечек технологической жидкости в пласт на снижение проницаемости коллектора в зоне проникновения [3, 4, 6].

Влияние низкого забойного давления на снижение продуктивности скважины было минимизировано путем применения «скадющего» режима при выводе скважины на режим. Суть заключается в медленном снижении забойного давления в течение первых двух-трех месяцев после запуска скважины, с последующей эксплуатацией на рабочем давлении (40–50 атм.). Это позволяет минимизировать разрушение и вынос пропанта из трещин, продлить период стабильной работы скважины без перевода в режим автоматического повторного включения (АПВ) и достичь большей накопленной добычи нефти за время эксплуатации [2].

Влияние технологической жидкости на снижение продуктивности изучается в лабораториях путем проведения фильтрационных экспериментов. С целью определения координирующих свойств жидкостей ГРП в ООО «РН-БашНИПНефть» проведены лабораторные эксперименты для определения остаточной проводимости пропантной пачки и коэффициента восстановления проницаемости кернового материала, а также долгосрочные эксперименты по определению остаточной проводимости пропантной пачки под воздействием напряжения [6]. Согласно результатам лабораторных исследований, коэффициент восстановления проницаемости после фильтрации жидкости гидроразрыва через керн меняется от 0,15 до 0,87 в зависимости от проницаемости керна и рецептуры жидкости ГРП. Остаточная проводимость пропантной пачки меняется от 0,32 до 0,94 в зависимости от рецептуры жидкостей ГРП. Результаты экспериментов были использованы для проведения гидродинамических расчетов.

Для решения задачи учета утечек в гидродинамическом симуляторе необходимо:

- использовать в расчетах остаточную проводимость пропантной пачки, полученную по результатам лабораторных экспериментов;
- согласовывать распределение утечек в симуляторе гидроразрыва, полученных при расчете свойств трещины ГРП, и утечек, моделируемых в гидродинамическом симуляторе;
- в гидродинамическом симуляторе в зонах проникновения технологической жидкости использовать коэффициент

восстановления проницаемости, соответствующий лабораторным исследованиям.

В симуляторе гидроразрыва «РН-ГРИД» [7] для моделирования утечек используются стационарная и динамическая модели. Коэффициенты утечек в стационарной модели определяются по результатам интерпретации мини-ГРП. Утечки жидкости рассчитываются по всей поверхности моделируемой трещины. При использовании динамической модели для расчета утечек необходимо определить коэффициенты фильтрации, коркообразования и пьезопроводности, зависящие от свойств породы пластового флюида и жидкости гидроразрыва. Коэффициенты можно рассчитать по данным кубов свойств в гидродинамической модели и результатам лабораторных исследований жидкости гидроразрыва. Для выполнения корректных расчетов утечек следует учесть, что неколлектор в гидродинамическом симуляторе по факту обладает фильтрационно-емкостными свойствами. Для расчета динамических утечек необходимо использовать кубы пористости и проницаемости, полученные по результатам поточечной интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) без привязки к коллектору. Рассчитанные коэффициенты нормируются на интегральный коэффициент утечек, определенный по результатам интерпретации мини-ГРП.

После расчета параметров и свойств трещины ГРП в симуляторе гидроразрыва «РН-ГРИД» карта свойств и объем утечек передаются в гидродинамический симулятор ПК «РН-КИМ» [8]. Метод учета влияния утечек на снижение продуктивности трещины ГРП и динамику обводненности включает:

- моделирование трещины ГРП методом измельчения, ячейки мельчатся до размера ширины трещины, рассчитанной в симуляторе гидроразрыва (ПК «РН-КИМ» позволяет выполнять гидродинамические расчеты на сетках с размером ячеек менее 1 мм);
- задание карт свойств трещины (пористость, проницаемость, ширина), которые привязываются к интервалу перфорации [9] (рис. 1а);
- моделирование на дату проведения ГРП закачки в трещину объема жидкости, равному рассчитанному в симуляторе гидроразрыва объему утечек, который фильтруется через стенки трещины в пласт (рис. 1б);
- в зоне проникновения фильтрата через

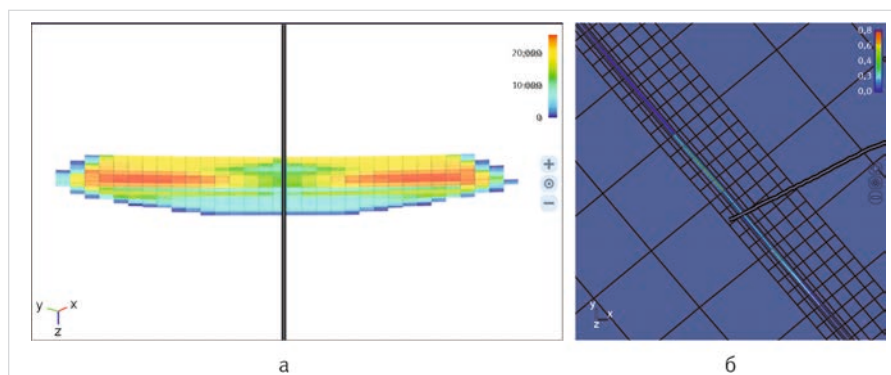


Рис. 1. Результаты моделирования трещины ГРП и утечек жидкости ГРП в гидродинамическом симуляторе: а — карта проводимости трещины, б — распределение технологической жидкости вблизи трещины после проведения ГРП
Fig. 1. Results of modeling hydraulic fracture and hydraulic fracturing fluid leaks in a hydrodynamic simulator: а — fracture conductivity map, б — distribution of fluid near the fracture after hydraulic fracturing

24 часа после окончания закачки задание понижающего множителя на проницаемость, равного коэффициенту восстановления проницаемости из лабораторных экспериментов.

Для оценки влияния утечек технологической жидкости при проведении ГРП и снижения проницаемости пласта в зоне проникновения выполнены гидродинамические расчеты:

- с учетом утечек и снижением проницаемости в зоне проникновения;
- с учетом утечек и без снижения проницаемости в зоне проникновения,
- без учета утечек;

Контроль работы скважины задан по дебиту жидкости. В качестве параметров для адаптации выбраны забойное давление и обводненность. Результаты расчетов представлены на рисунке 2 и таблице 1. Сравнение результатов расчетов позволяет сделать следующие выводы:

- учет утечек в гидродинамическом симуляторе позволяет корректно моделировать динамику обводненности новых скважин;
- задание коэффициента восстановления проницаемости позволяет корректно учитывать снижение продуктивности трещины ГРП.

Метод расстановки портов ГРП в горизонтальной скважине

Выбор интервалов установки портов в горизонтальной скважине для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта является неоднозначной задачей. Существуют разные подходы, основанные

на результатах интерпретации кривых ГИС. Выбираются интервалы с максимальными фильтрационно-емкостными свойствами или интервалы с минимальным горизонтальным напряжением. Сделать оценку эффективности расстановки портов ГРП на этапе проектирования сложно. Задача усложняется в случае возможного пересечения траекторий трещин ГРП в соседних скважинах [1], т.к. необходим учет интерференции трещин и фильтрации технологической жидкости гидроразрыва в пласт.

Для увеличения эффективности расположения портов ГРП вдоль горизонтального ствола разработан и реализован метод, который учитывает неоднородность распределения свойств продуктивного пласта, дизайн ГРП и интерференцию трещин в соседних скважинах. Метод основан на применении нейронной сети «РН-КИМ.Нейросети» [10], которая была доработана для решения данной задачи. Метод включает:

- уточнение постоянно действующей геолого-гидродинамической модели по результатам интерпретации ГИС в пробуренной горизонтальной скважине;
- создание секторной гидродинамической модели, включающей пробуренную скважину и ближайшие скважины, с которыми возможна интерференция;
- создание в симуляторе гидроразрыва «РН-ГРИД» проекта графика закачки при проведении ГРП для расчета карт распределения свойств в трещинах;
- восстановление кубов геомеханических свойств по данным из кубов свойств в гидродинамической модели, расчет

геометрии и карт свойств трещины для каждой стадии ГРП;

- моделирование трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе осуществляется методом измельчения [11];
- учет утечек технологической жидкости при моделировании трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ»;
- запуск «РН-КИМ.Нейросети» для поиска интервалов размещения портов ГРП, обеспечивающих максимальную добычу нефти из всех скважин в секторной модели.

Апробация разработанного метода выполнена на участке залежи с низкопроницаемым глинизированным коллектором. Рядом с действующей скважиной ХХХ1 на расстоянии 230 м была пробурена скважина ХХХ2. Для обеспечения высокой продуктивности скважины был разработан большеобъемный дизайн ГРП на основе линейного геля, который обеспечивал закрепленную полудлину трещины более 200 м. Это гарантировало интерференцию трещин ГРП скважин ХХХ1 и ХХХ2, что наблюдалось в процессе и после проведения гидроразрыва пласта. Из постоянно действующей гидродинамической модели был вырезан сектор, который включал 2 скважины, выполнена адаптация на данные фактической эксплуатации скважин (расчетные и фактические значения накопленной добычи и продуктивности скважин отличались менее чем на 5%). В опорной наклонно-направленной скважине с расширенным комплексом ГИС и результатам интерпретации данных ГРП восстановлены зависимости для расчета геомеханических свойств пласта из кубов свойств гидродинамической модели [11]. В симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» создан проект фактического графика закачки при проведении ГРП для расчета карт распределения свойств трещин в скважине ХХХ2.

В «РН-КИМ.Нейросети» выполнены расчеты по двум вариантам:

1. Размещение 16 портов ГРП (равно фактическому количеству) с применением фактического графика закачки при проведении гидроразрыва;
2. Поиск оптимального количества стадий ГРП и размещение портов вдоль горизонтального ствола, что обеспечит максимальную добычу нефти и максимальный дисконтированный поток наличности (NPV).

Табл. 1. Сравнение средней абсолютной ошибки (MAPE) для гидродинамических расчетов с учетом и без учета утечек жидкости ГРП

Tab. 1. Comparison of mean absolute error (MAPE) for hydrodynamic calculations with and without hydraulic fracturing fluid leaks

Вариант	MAPE (забойное давление), %	MAPE (обводненность), %
с учетом утечек и снижением проницаемости	28	29
с учетом утечек без снижения проницаемости	45	38
без учета утечек	87	63

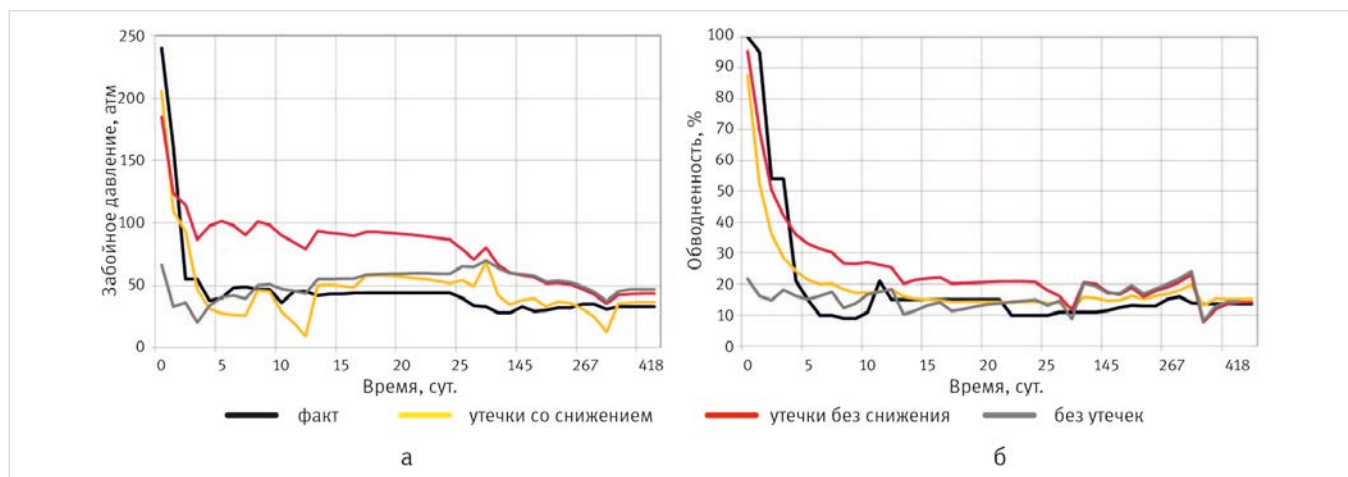


Рис. 2. Сравнение динамики показателей эксплуатации скважины с учетом и без учета утечек жидкости ГРП: а — динамика забойного давления, б — динамика обводненности

Fig. 2. Comparison of well performance with and without hydraulic fracturing fluid leaks: а — dynamics of bottomhole pressure, б — dynamics of water cut

Контроль работы скважин задавался по забойному давлению, равному среднему значению за фактический период эксплуатации. Трещины гидроразрыва в скважине XXX1 моделировались методом источников, параметры каждой трещины были уточнены в «РН-ГРИД» и на этапе адаптации секторной гидродинамической модели. Трещины гидроразрыва в скважине XXX2 моделировались методом измельчения с расчетом карт распределения свойств для каждой трещины в «РН-ГРИД» (рис. 3). Гидродинамические расчеты выполнялись на 5 лет. Сравнение результатов расчетов для вариантов 1 и 2 с базовым (фактическое размещение портов ГРП) представлено на рисунке 4 и в таблице 2.

По результатам расчетов сделаны выводы:

- применение разработанного метода при расстановке портов ГРП в скважине XXX2 позволило бы увеличить накопленную добычу нефти на 2,5 тыс. т и увеличить NPV на 28 млн руб. за 5 лет добычи;
- оптимальное количество портов ГРП в скважине XXX2 составляло 25 шт., применение такой компоновки позволило бы увеличить добычу нефти на 6,4 тыс. т и увеличить NPV на 30 млн руб. за 5 лет добычи, дальнейшее увеличение количества портов ГРП привело бы к снижению NPV;
- дополнительная добыча нефти в скважине XXX1 составила 96 тонн для случая фактического размещения портов в скважине XXX2, по анализу динамики фактического дебита дополнительная добыча нефти составила 107 тонн;
- разработанный метод можно рекомендовать для проведения опытно-промышленных испытаний.

Итоги

Решена задача учета утечек в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ». Это позволяет корректно учитывать снижение продуктивности скважины при фильтрации жидкости гидроразрыва в пласт, описывать динамику обводненности новой скважины с ГРП. В случае интерференции трещин ГРП соседних скважин можно оценить дополнительную добычу нефти за счет повышения давления при фильтрации технологической жидкости в пласт.

Реализован метод расстановки портов ГРП в горизонтальной скважине, который

позволяет выбрать интервалы установки для заданного количества портов или подобрать оптимальное количество портов и интервалы их установки. По результатам расчетов для фактической скважины получены варианты оптимизации системы заканчивания, применение которых позволило бы увеличить накопленную добычу нефти и дисконтированный поток наличности.

Выводы

Разработан и реализован метод расстановки портов ГРП в горизонтальной скважине. Метод учитывает распределение фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств пласта, дизайн гидравлического разрыва, утечки жидкости гидроразрыва в пласт, интерференцию трещин соседних скважин. По результатам ретроспективных расчетов на фактической скважине сделан вывод об эффективности разработанного метода и даны рекомендации для проведения опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А. и др. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
2. Садыков А.М., Капишев Д.Ю., Ерастов С.А. и др. Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 80–85.
3. Казаков Е.Г., Файзуллин И.Г., Шурунов А.В. и др. Нетрадиционный подход к стимуляции методом ГРП традиционного низкопроницаемого коллектора на примере опытного участка Южно-Приобского месторождения //

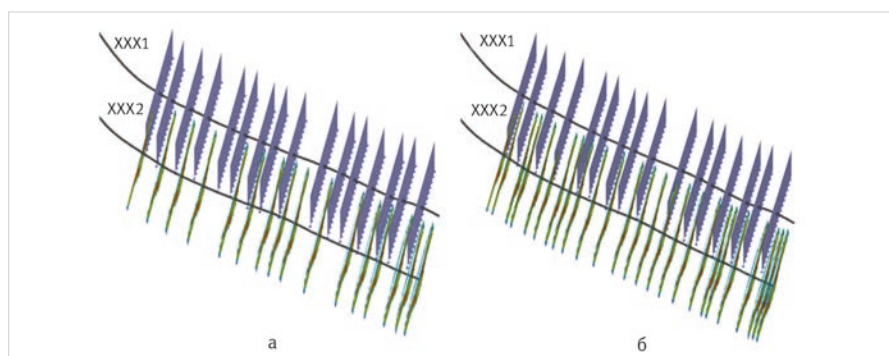


Рис. 3. Размещение портов ГРП в скважине XXX2: а — вариант размещения 16 портов, б — вариант размещения 25 портов

Fig. 3. Placement of hydraulic fracturing ports in well XXX2: а – option for placing 16 ports, б – option for placing 25 ports

Табл. 2. Сравнение технико-экономических показателей по вариантам 1 и 2 с базовым вариантом

Tab. 2. Comparison of technical and economic indicators for options 1 and 2 with the base option

Вариант	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	Прирост NPV, млн. руб.
1	2,5	28
2	6,4	30

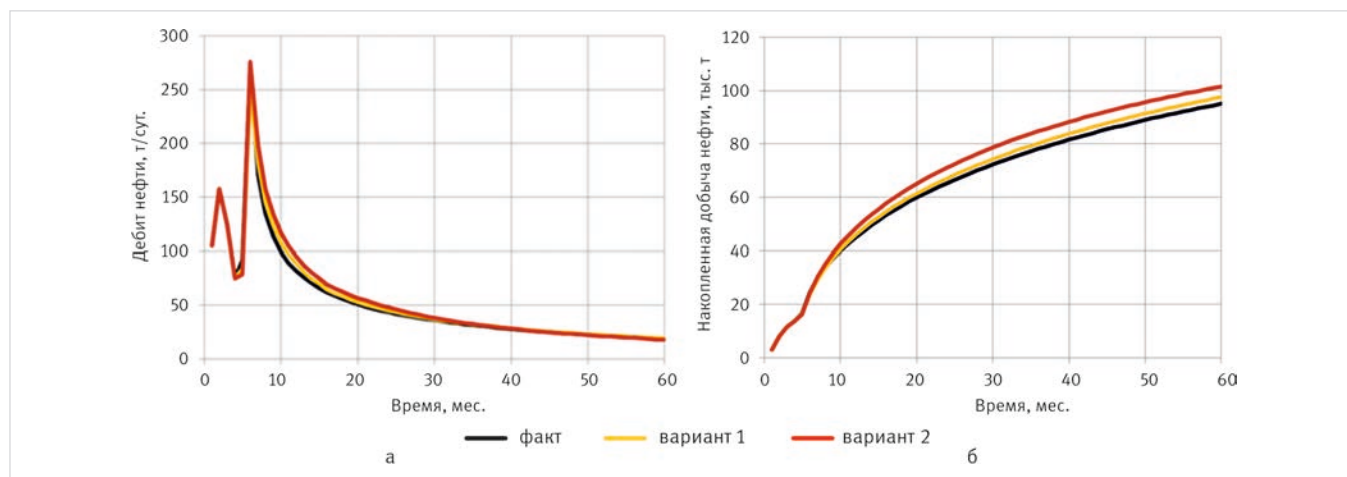


Рис. 4. Сравнение добычи при фактическом размещении портов с размещением по вариантам 1 и 2: а — дебит нефти, б — накопленная добыча нефти

Fig. 4. Comparison of production at the actual location of ports with placement according to options 1 and 2: а – oil rate, б – cumulative oil production

- Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 октября 2020, Москва. SPE-196964-RU.
4. Файзуллин И.Г., Метёлкин Д.В., Березовский Ю.С. и др. Актуальный подход к комплексированию инженерных решений стимуляции низкопроницаемых коллекторов ачимовской толщи // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 октября 2020, Москва. SPE-202053-RU.
 5. Вайнштейн А.Л. Обоснование выбора параметров работы добывающей скважины при выводе на режим после гидроразрыва пласта для сохранения долгосрочной проводимости трещины // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022. № 7. С. 30–40.
 6. Садыков А.М., Сирбаев Р.И., Ерастов С.А. и др. Влияние жидкостей гидроразрыва пласта на остаточную проводимость пропантной пачки и фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 52–57.
 7. RN-GRID — симулятор гидроразрыва пласта нового поколения // Научное программное обеспечение для разведки и добычи: офиц. сайт разработчика ПО ООО «РН-БашНИПИнефть» / ПАО «Нефтяная компания «Роснефть». URL: <https://rn.digital/rngrid>.
 8. Гидродинамический симулятор RN-KIM — программный комплекс гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Научное программное обеспечение для разведки и добычи: офиц. сайт разработчика ПО ООО «РН-БашНИПИнефть» / ПАО «Нефтяная компания «Роснефть». URL: <https://rn.digital/rnkim>.
 9. Андреев Е.Ю., Волков М.Г., Исламов Р.А. и др. Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 51–54.
 10. Чебкасов Д.С., Строканев К.С., Шарипов Т.Р. и др. О разработке нового инструмента оптимизации размещения добывающих скважин нерегулярным способом // Нефтяное хозяйство. 2023. № 3. С. 71–73.
 11. Волков М.Г., Исламов Р.А., Андреев Е.Ю. Экспресс-расчет параметров трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-KIM» // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 47–50.

ENGLISH

Results

The problem of accounting for leaks in the hydrodynamic simulator RN-KIM has been solved. This makes it possible to correctly take into account the decrease in well productivity when fracturing fluid is filtered into the formation, and to describe the dynamics of water cut in a new well with hydraulic fracturing. In the case of interference of hydraulic fractures of neighboring wells, it is possible to estimate additional oil production due to increased pressure during filtration of process fluid into the formation. A method for arranging hydraulic fracturing ports in a horizontal well has been implemented, which allows you to select installation intervals for a given number of ports or select the optimal number of ports and their installation intervals. Based on the calculation results for the actual well, options for optimizing the completion system were obtained, the use of

which would allow increasing cumulative oil production and discounted cash flow.

Conclusion

A method for placing hydraulic fracturing ports in a horizontal well has been developed and implemented. The method takes into account the distribution of filtration-capacitive and geomechanical properties of the formation, the design of hydraulic fracturing, leakage of hydraulic fracturing fluid into the formation, and interference of fractures in neighboring wells. Based on the results of retrospective calculations on an actual well, a conclusion was made about the effectiveness of the developed method and recommendations were given for conducting pilot tests.

References

1. Kapishev D.Yu., Rakhimov M.R., Mironenko A.A. et al. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ).
2. Sadykov A.M., Kapishev D.Yu., Erastov S.A. et al. Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for bringing wells into operation in conditions of ultra-low-permeability reservoirs using the example of the Erginsky license area of the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 80–85. (In Russ).
3. Kazakov E.G., Fayzullin I.G., Shurunov A.V. et al. Unconventional approach for fracturing stimulation in conventional low-permeability formation by the example of experimental part south Priobskoe field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019, SPE-196964-MS. (In Russ).
4. Fayzullin I.G., Metelkin D.V., Berezovskiy Yu.S., et al. An Up-To-Date approach to the integration of engineering solutions for stimulation of low-permeable reservoirs of the Achimov thickness. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202053-MS. (In Russ).
5. Vainshtein A.L. Flowback dynamics justification for the well after hydraulic fracturing to maintain long-term fracture conductivity. PRONEFT. Professionally about oil, 2022, issue 7, P. 30–40. (In Russ).
6. Sadykov A.M., Sirbaev R.I., Erastov S.A. et al. The influence of various hydraulic fracturing fluids on the residual conductivity of the proppant pack and the filtration properties of low-permeability reservoirs. Oil industry, 2023, issue 7, P. 52–57. (In Russ).
7. RN-GRID is new generation hydraulic fracturing software. Rosneft reservoir engineering software: official website of developer: “RN-BashNIPIneft” LLC / Rosneft Oil Co PJSC. URL: <https://rn.digital/rngrid>. (In Russ).
8. RN-KIM – hydrodynamic modeling package for hydrocarbon deposits. Rosneft reservoir engineering software: official website of Developer: “RN-BashNIPIneft” LLC / Rosneft Oil Co PJSC. URL: <https://rn.digital/rnkim>. (In Russ).
9. Andreev E.Yu., Volkov M.G., Islamov R.A. et al. Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 51–54. (In Russ).
10. Chebkasov D.S., Strokanev K.S., Sharipov T.R. et al. Development of a new tool to optimize the non-uniform placement of oil wells. Oil industry, 2023, issue 3, P. 71–73. (In Russ).
11. Volkov M.G., Islamov R.A., Andreev E.Yu. Express calculation of hydraulic fracture parameters in a hydrodynamic simulator “RN-KIM”. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 47–50. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Askhatovich, senior expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Андреев Егор Юрьевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Andreev Egor Yurievich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Волков Максим Григорьевич, д.т.н., генеральный директор ООО «РН-Технологии», Москва, Россия

Volkov Maxim Grigorievich, ph.d. of engineering sciences, general director, “RN-Technologies” LLC, Moscow, Russia



Фильтры скважинные щелевые



Область применения:

Фильтры ФСЩ устанавливаются в продуктивном пласте скважины и предназначены для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений, предотвращения разрушения призабойной зоны, выноса песка и других механических примесей из нефтяных и газовых скважин, а также для снижения износа насосно-компрессорного оборудования и трубопроводов.

Преимущества

- **Устойчивая пропускная способность** в период полного цикла эксплуатации с возможностью **самоочистения**.
- Стабильная работа глубинно-насосного оборудования благодаря **увеличенной поверхности фильтрации**.
- **Низкая засоряемость фильтроэлемента** благодаря неустойчивому положению механических частиц на фильтрующей поверхности и чистоте поверхности клинообразного профиля.
- **Высокая прочность конструкции** в осевом и радиальном направлениях (до 2 600 н·м) за счет увеличенного числа опорных элементов.
- **Высокая коррозионностойкость** фильтроэлемента (к2) и устойчивость к агрессивному воздействию кислотно-щелочных средств.

Виды фильтров:

сетчатые, перфорированные, с прямой намоткой, бескаркасные

Технические характеристики *

	диаметр труб, мм	73 - 273
	длина тела трубы, мм	350 - 12 000
	длина фильтрующего элемента, мм	200 - 10 000
	зазор между витками фильтроэлемента, мм	0,1 - 0,5
	площадь фильтрации	в зависимости от количества отверстий на 1 погонный метр по ТЗ заказчика

*возможно изготовление по техническим требованиям заказчика

СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА СООТВЕТСТВУЕТ ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015)

КЛИНЦЫ

**АО «КАЗ» —
С НАМИ
БУДУЩЕЕ!**



ПОЛНОПОВОРОТНЫЙ КРАН-ТРУБОУКЛАДЧИК КТТ-50

АО «Клинцовский автокрановый завод», понимая сложившуюся ситуацию на рынке специальной дорожно-строительной и нефтегазодобывающей техники, продолжает диверсификацию своего модельного ряда продукции. Очередной новинкой модельного ряда АО «КАЗ» является полноповоротный кран-трубоукладчик КТТ-50. Машина относится к классу средне-тоннажных кранов-трубоукладчиков и обладает огромными конкурентными преимуществами при работе в самых суровых условиях.

Функционал крана-трубоукладчика КТТ-50 позволяет применять его не только как классический трубоукладчик, но и как кран стреловой грузоподъемностью 50 тонн. Установленная телескопическая стрела расширяет функциональ-

ные возможности крана-трубоукладчика и позволяет проводить грузоподъемные работы на высоте до 24 метров. Вращение поворотной части на 360° и передвижение с грузом до 30 тонн на крюковой подвеске дает неограниченное удобство при монтаже труб в траншею, а также при демонтаже труб из траншеи для проведения технического осмотра и ремонтно-восстановительных работ.

Компактность и возможность перевода в транспортное положение без применения дополнительных грузоподъемных средств делает данный кран-трубоукладчик удобным не только в работе, но и в транспортировании на дальние расстояния на низкорамном полуприцепе.



Акционерное общество
«Клинцовский автокрановый завод»

+7 (48336) 4-24-25
op@oaokaz.ru
oaokaz.ru

Расчет PVT-свойств пластовых флюидов модифицированными корреляциями по результатам лабораторных исследований проб нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз»

Ишмуратов Т.А.¹, Исламов Р.Р.¹, Шарипова Г.Ф.¹, Абдульмянов А.Р.¹, Хамидуллина А.И.¹, Хисамов А.А.¹, Андреев А.Е.², Оприлов И.Г.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия
ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе показано, что используемые корреляции при подсчете запасов или прогнозе объемов добычи нефти и газа могут быть модифицированы на основе лабораторных проб, что дает увеличение точности их PVT-свойств. Это позволило определить «проблемные» объекты, в которых были занижены значения газосодержания или завышены объемные коэффициенты, а также исключить из программы отбора пласты, PVT-свойства которых совпали со значениями, определенными по модифицированным корреляциям.

Материалы и методы

Материалы: результаты лабораторного исследования глубинных проб.
Методы: расчет PVT-свойств пласта авторскими корреляциями, оценка среднего отклонения экспериментальных данных от расчетных по PVT-свойствам пластов, оптимизация параметров корреляций методом Ньютона на основе данных лабораторных проб.

Ключевые слова

PVT-свойства, корреляция, модифицированная корреляция, пробы нефти и газа, матрица применимости корреляций

Для цитирования

Ишмуратов Т.А., Исламов Р.Р., Шарипова Г.Ф., Абдульмянов А.Р., Хамидуллина А.И., Хисамов А.А., Андреев А.Е., Оприлов И.Г. Расчет PVT-свойств пластовых флюидов модифицированными корреляциями по результатам лабораторных исследований проб нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 42–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-42-48

Поступила в редакцию: 01.03.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Calculation of PVT-properties of reservoir fluids by modified correlations based on the results of laboratory studies of samples of oil, oil and gas and oil and gas condensate deposits in the territory of activity of «RN-Purneftegaz» LLC

Ishmuratov T.A.¹, Islamov R.R.¹, Sharipova G.F.¹, Abdulmyanov A.R.¹, Khamidullina A.I.¹, Khisamov A.A.¹, Andreev A.E.², Opritov I.G.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²“RN-Purneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia
ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper shows that the correlations used in calculating reserves or forecasting oil and gas production volumes can be modified based on laboratory samples, which increases the accuracy of their PVT properties. This made it possible to identify “problematic” objects in which the gas content values were underestimated or the volume coefficients were overestimated, as well as to exclude from the selection program layers whose PVT properties coincided with the values determined by modified correlations.

Materials and methods

Materials: results of laboratory examination of deep samples.
Methods: calculation of PVT properties of the formation by author’s correlations, estimation of the average deviation of experimental data from calculated PVT properties of formations, optimization of correlation parameters by the Newton method based on laboratory sample data.

Keywords

PVT-properties, correlation, modified correlation, oil and gas, correlation applicability matrix

For citation

Ishmuratov T.A., Islamov R.R., Sharipova G.F., Abdulmyanov A.R., Khamidullina A.I., Khisamov A.A., Andreev A.E., Opritov I.G. Calculation of PVT-properties of reservoir fluids by modified correlations based on the results of laboratory studies of samples of oil, oil and gas and oil and gas condensate deposits in the territory of activity of “RN-Purneftegaz” LLC. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 42–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-42-48

Received: 01.03.2024

Введение

Достоверное определение PVT-свойств флюидов является очень важным при подсчете запасов углеводородного сырья, а также при проектировании разработки месторождений и определении коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата.

Для оценки PVT-свойств пластовых флюидов проводят отбор и исследование проб. В ряде случаев, особенно в случае месторождений с большим этажом нефтегазоносности, большим количеством продуктивных пластов и залежей, отбор проб не всегда возможен. В таком случае зачастую свойства пластовых флюидов принимают по аналогам, т.е. по пробам одновозрастного пласта с близкими условиями залегания и с идентичным характером насыщения [1].

В том случае, когда PVT-свойства определяются на основе лабораторных исследований, полученные результаты вносятся в общую базу исследований. В эту базу попадают результаты исследования кондиционных и некондиционных проб. Кроме того, при внесении данных возможны ошибки случайного характера, например, при их копировании может быть не учтен перевод из одних единиц измерения в другие и т.д. Все это приводит к тому, что в базе лабораторных исследований могут оказаться некорректные данные [2, 3].

В связи с вышеперечисленными аспектами необходим инструмент, позволяющий не только определить некондиционные пробы и случайные ошибки, но и оценить достоверность выбора аналогов при определении PVT-свойств залежи или пласта, а также по результатам лабораторных исследований проб сформировать собственную корреляцию.

Модифицированные корреляции

Как правило, авторские корреляции, полученные разными исследователями, основываются на наборе данных, куда входит от 100 до 5 000 результатов лабораторных исследований проб [4]. Каждый автор при создании собственной корреляции определял свойства нефтяных флюидов определенного типа залежей или месторождений, например, Standing построил корреляцию для давления насыщения от газосодержания по данным 105 проб калифорнийской нефти, Labeledi — по данным 247 проб ливийской нефти и т.д. На текущий момент известно множество корреляций, которые описывают PVT-свойства различных нефтяных флюидов, от тяжелых до легких [4–10].

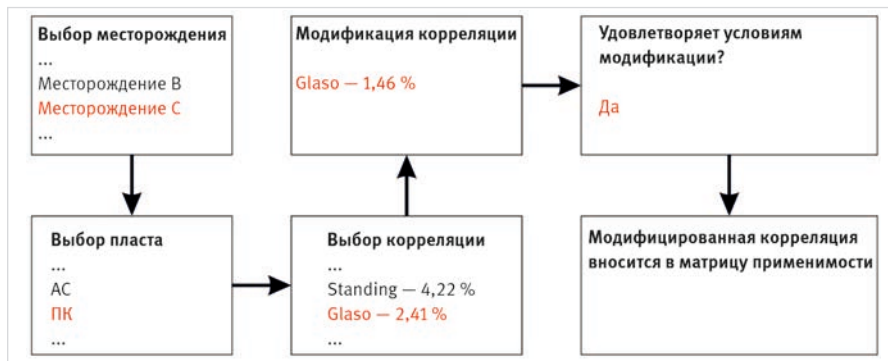


Рис. 1. Схема работы методики
Fig. 1. The scheme of the methodology

Для построения собственной корреляции по данным сравнительно небольшого количества проб можно прибегнуть к методике, которая предполагает выбор лучшей корреляции из списка известных с последующей модификацией ее параметров при наличии достаточного количества лабораторных исследований.

Основные этапы предлагаемого алгоритма модификации следующие.

1. По данным небольшого количества лабораторных проб подбирается авторская корреляция, которая дает максимальное согласование между расчетными значениями PVT-свойств и результатами лабораторных исследований.
2. У выбранной корреляции параметры варьируются таким образом, чтобы невязка между расчетными значениями PVT-свойств и результатами их лабораторных определений была минимальной. Данная задача относится к классу оптимизационных и может быть решена, например, методом Ньютона.

Полученные указанным выше образом корреляции назовем модифицированными. Их можно применять для исследуемого месторождения, чтобы определить PVT-свойства пласта не напрямую на основе данных аналога, а с учетом отличия пластового давления, температуры, плотности нефти и т.п. Сам процесс выглядит следующим образом:

- в ходе мероприятий по контролю за разработкой залежи определяются пластовое давление, пластовая температура, плотность дегазированной нефти. В случае разработки газонефтяной или нефтегазовой залежи можно принять, что давление насыщения нефти равно

начальному пластовому давлению.

- с помощью модифицированных корреляций на основе перечисленных исходных данных определяется значение того или иного PVT-свойства по разрабатываемому пласту и производится сравнение со значением, принятым по аналогу. Такое сравнение позволяет оценить то, насколько верно подобран аналог, и при необходимости запланировать отбор проб для уточнения PVT-свойств пласта, либо пересчитать PVT-свойства объекта-аналога на основе корреляции с учетом отличия пластового давления, температуры, плотности нефти и давления насыщения.

Модифицированные корреляции имеют свои границы применимости, отличающиеся от исходных. Они обусловлены свойствами проб и термобарическими условиями, при которых были получены результаты лабораторных исследований PVT-свойств, использованных в качестве основы для построения модифицированной корреляции по каждому PVT-свойству. Для того, чтобы принять модифицированную корреляцию по исследуемому пласту или группе пластов, необходимо выполнение следующих критериев:

- количество проб по исследуемому пласту или группе пластов должно превышать количество модифицируемых параметров корреляции как минимум в два-три раза;
- у модифицированной корреляции среднее отклонение между расчетным значением и результатом лабораторного определения должно быть существенно меньше, чем для оригинальной корреляции;
- модифицированная корреляция не должна противоречить основным

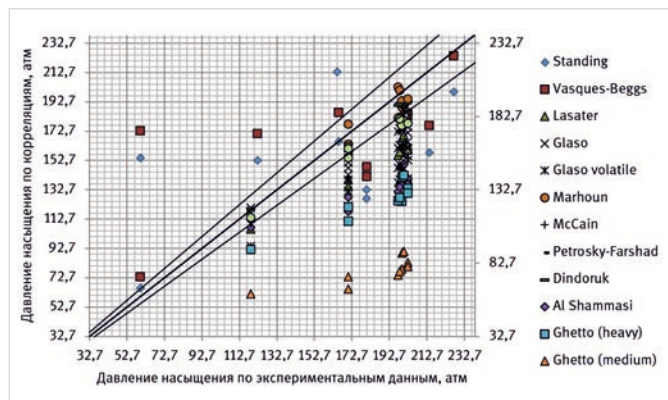


Рис. 2. Сравнение теоретических и экспериментальных значений давления насыщения
Fig. 2. Comparison of theoretical and experimental values of saturation pressure

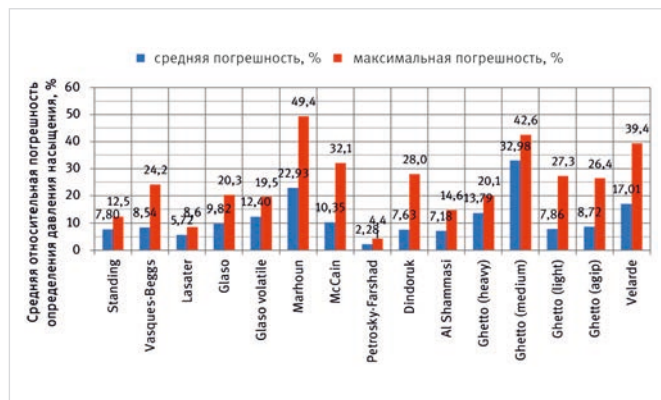


Рис. 3. Среднее отклонение экспериментальных значений давления насыщения от корреляционных
Fig. 3. The average deviation of the experimental values of saturation pressure from the correlation values

Табл. 1. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
 Tab. 1. Comparison of the initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	E	F	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	112,727	-0,8439	0,577421	-12,34	1,3911	1,541	2,28
Модифицированные параметры	9 235,416	-0,2106007	0,1127348	-1,700047	1,224433	1,203782	1,35

закономерностям между PVT-параметрами в рамках области их применимости. Например, функция давления насыщения от газосодержания должна быть возрастающей, объемный коэффициент должен снижаться по мере уменьшения газосодержания и при нулевом значении должен быть равен единице в стандартных условиях и т.п.

Если модифицированная корреляция удовлетворяет приведенным критериям, то она вносится в матрицу применимости корреляций — специальную форму, позволяющую определить, какая корреляция для исследуемого месторождения лучше всего описывает PVT-свойства пласта или залежи.

На рисунке 1 представлен принцип работы данной методики. Изначально выбирается месторождение, затем исследуемый пласт или группа схожих пластов, по которым имеются результаты лабораторного определения PVT-свойств. Далее по анализируемому PVT-свойству нефти рассчитываются теоретические значения по авторским корреляциям и выбирается та, которая дает максимальное согласование/рассогласование с лабораторными значениями. Следующим действием проводится модификация выбранной корреляции, и если она удовлетворяет необходимым критериям, то вносится в матрицу применимости корреляций.

Анализ результатов сравнения авторских и модифицированных корреляций

В рамках уточнения PVT-свойств пластовых флюидов для объектов, разрабатываемых ООО «РН Пурнефтегаз», был обработан большой набор результатов лабораторного определения PVT-свойств и определены наиболее подходящие корреляции для пластов или групп пластов по разрабатываемым месторождениям. Результаты подбора лучших корреляций среди известных авторских корреляций для пластов и групп пластов описаны в статье [11]. Ниже приведены результаты определения корреляций, модифицированных на основе выборки всех кондиционных проб рассматриваемых месторождений.

На рисунке 2 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значения давления насыщения по различным корреляциям для месторождения М2 группы пластов БП, а на рисунке 3 — их среднее отклонение.

Наилучший результат показала корреляция Petrosky-Farshad, рассчитанная по формуле (1) [4]:

$$p_b = A [\gamma_g^B R_s^C 10^X + D], \quad (1)$$

$$X = 4,561 \cdot 10^{-5} T^E - 7,916 \cdot 10^{-4} \gamma_{API}^F,$$

где A, B, C, D, E, F — параметры корреляции; γ_g — относительная плотность газа в стандартных условиях; R_s — газосодержание при давлении насыщения, scf/scb; γ_{API} — относительная плотность нефти, API; T — пластовая температура, °F.

Найдены параметры (табл. 1), обеспечивающие большее согласование с результатами лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции.

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 4. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление насыщения по сравнению с корреляцией Petrosky-Farshad.

Полученная корреляция удовлетворяет сформулированным выше критериям, по которым она включена в матрицу применимости корреляций.

На рисунке 5 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значения давления насыщения по различным корреляциям для месторождения М7 группы пластов АП, а на рисунке 6 — их среднее отклонение. Наилучший результат показала корреляция Marhoun, рассчитанная по формуле (2) [6]:

$$p_b = AR_s^B \gamma_g^C \gamma_o^D T^E, \quad (2)$$

где A, B, C, D, E — параметры корреляции, γ_o — относительная плотность дегазированной нефти, T — пластовая температура, °Ra.

Найдены параметры, обеспечивающие меньшее отклонение от результатов лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции (табл. 2).

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 7. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление

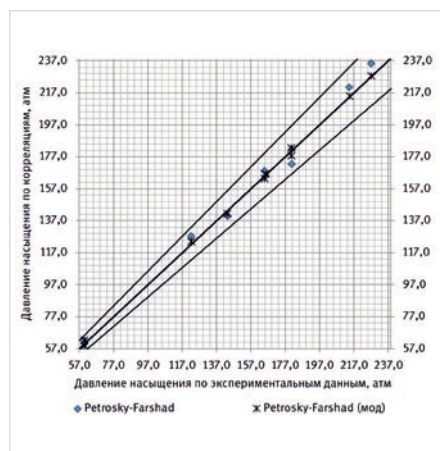


Рис. 4. Сравнение теоретических значений давления насыщения по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения М2

Fig. 4. Comparison of theoretical values of saturation pressure according to the author's and modified correlation with experimental values of the M2 deposit

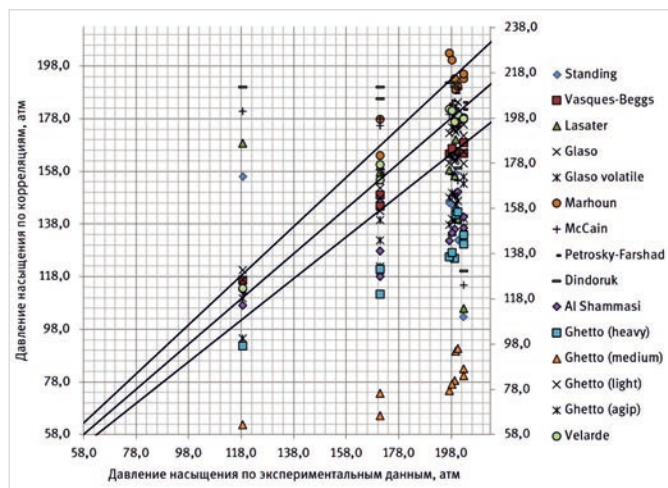


Рис. 5. Сравнение теоретических и экспериментальных значений давления насыщения

Fig. 5. Comparison of theoretical and experimental values of saturation pressure



Рис. 6. Среднее отклонение экспериментальных значений давления насыщения от корреляционных

Fig. 6. The average deviation of the experimental values of saturation pressure from the correlation values

Табл. 2. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
 Tab. 2. Comparison of the initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	E	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	0,00538088	0,715082	-1,87784	3,1437	1,32657	3,51
Модифицированные параметры	0,01417537	0,88401624	-1,5711564	1,31976798	0,99810607	0,87

насыщения по сравнению с корреляцией Marhoun.

Таким образом, полученная корреляция удовлетворяет всем условиям ее применимости и включена в матрицу применимости корреляций. Аналогично рассматриваются и другие PVT-свойства, такие как объемный коэффициент и сжимаемость.

На рисунке 8 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значений объемного коэффициента по различным корреляциям для месторождения M1 группы пластов БС, а на рисунке 9 — их среднее отклонение. Наилучший результат показала корреляция Petrosky-Farshad, рассчитанная по формуле (3) [4]:

$$B_{ob} = 1,0113 + A \left[R_s^B \frac{\gamma_g^C}{\gamma_o^D} + ET_F^E \right]^{3,0936}, \quad (3)$$

где A, B, C, D, E, F — параметры корреляции.

Найдены параметры, обеспечивающие большее согласование с результатами лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции (табл. 3).

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 10. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление насыщения по сравнению с исходной корреляцией Petrosky-Farshad.

На рисунке 11 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значения коэффициента сжимаемости по различным корреляциям для месторождения M2 группы пластов БП, а на рисунке 12 — их среднее отклонение. Наилучший результат показала корреляция Marhoun, рассчитанная по формуле (4) [6]:

$$\ln c_o = A + \frac{B}{\gamma_{ob}} + C \frac{(p - p_b)}{\gamma_{ob}^3} + \frac{D}{T}, \quad (4)$$

где A, B, C, D — параметры корреляции, γ_{ob} — относительная плотность газа, полученная при разгазировании насыщенной нефти, T — пластовая температура, °Ra.

Найдены параметры, обеспечивающие меньшее отклонение от результатов лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции (табл. 4).

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 13. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление насыщения по сравнению с корреляцией Marhoun.

Итоги

После рассмотрения всех пластов обновленные данные были внесены в матрицу применимости корреляций (табл. 5).

По результатам выполненных работ из 87 корреляций 21 являются модифицированными (табл. 5). Небольшое количество модифицированных корреляций связано в основном с невыполнением первого условия — наличия необходимого количества проб по пласту. Для большинства пластов имеются результаты исследований от четырех до восьми проб, поэтому для них подбирается лучшая авторская корреляция.

С использованием матрицы применимости корреляций определены «проблемные» объекты, где изначально было либо занижено газосодержание, либо завышен объемный коэффициент. Как оказалось, расхождения были обусловлены тем, что PVT-свойства принимались по месторождениям-аналогам. Если отклонение между принятым по аналогу и рассчитанным по корреляции значением PVT-свойства составляло более 10% по рассматриваемым пластам, эти пласты включались в план отбора проб.

Также было выявлено, что по некоторым пластам, из которых проводился отбор проб, полученные в лаборатории PVT-свойства совпали со значениями, определенными по корреляциям из матрицы применимости. Таким образом, часть объектов можно исключить из программы отбора и перераспределить затраты на лабораторные исследования и отбор проб в пользу объектов с более высокой неопределенностью PVT-свойств.

Выводы

В работе описана методика оценки PVT-свойств пластовых флюидов с применением авторских корреляций и возможностью их модификации в условиях минимального количества набора данных. Обсуждаемая в статье методика снимает большинство вопросов и в плане неоднозначности состояния флюидов, и в плане оценки запасов, а также может быть применена при подсчете запасов, составлении технических проектов разработки месторождений и интерпретации гидродинамических исследований скважин. Все исследованные корреляции были внедрены для дальнейшего использования в корпоративные программные продукты «РН-ВЕГА» и «РН-КИН». В дальнейшем в них также планируется интеграция алгоритмов автовыбора и автомодификации корреляций.

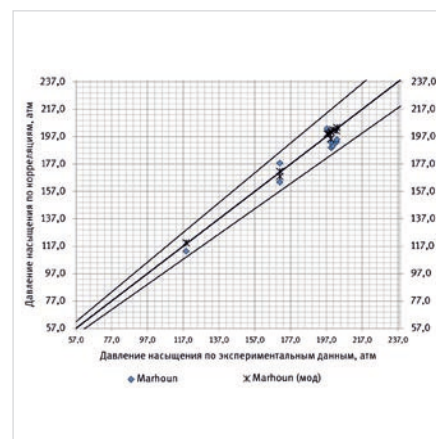


Рис. 7. Сравнение теоретических значений давления насыщения по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения M7
 Fig. 7. Comparison of theoretical values of saturation pressure according to the author's and modified correlation with experimental values of the M7 deposit

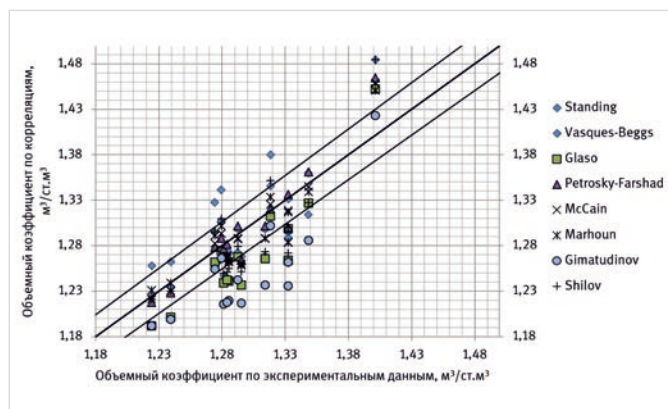


Рис. 8. Сравнение теоретических и экспериментальных значений объемного коэффициента
 Fig. 8. Comparison of theoretical and experimental values of the volume coefficient



Рис. 9. Среднее отклонение экспериментальных значений объемного коэффициента от корреляционных
 Fig. 9. The average deviation of the experimental values of the volume coefficient from the correlation ones

Литература

1. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О. А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.
2. Иванов Е.Н., Росляк А.Т. Выбор и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири // Георесурсы. 2012. № 6. С. 89–90.
3. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 360 с.
4. McCain W.D., Spivey J.P., Lenn C.P. Petroleum reservoir property correlations. Tulsa: PennWell, 2011, 219 p. (In Eng).
5. Larry W.L., John R.F. Petroleum engineering handbook. Ebooks Chemical Engineering, 2006, 864 p. (In Eng).
6. Al-Marhoun M.A. Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. Journal of petroleum science and engineering, 2004, Vol. 42, issues 2–4, P. 209–221. (In Eng).
7. Lee S.T., Chien M.C.H. A new multicomponent surface tension correlation based on scaling theory. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1984, SPE-12643-MS. (In Eng).
8. Yarbrough L., Hall K.R. How to solve equations of state for Z-factors. Oil and Gas Journal, Vol. 72, issue 7, 1974, P. 86–88. (In Eng).
9. Sutton R.P. Fundamental PVT calculations

Табл. 3. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
Tab. 3. Comparison of initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	E	F	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	0,000072046	0,3738	0,2914	0,6265	0,2462	0,5371	1,12
Модифицированные параметры	0,001253509	0,2750484	0,3056597	-0,8205861	1,603112	-0,0435926	0,45

Табл. 4. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
Tab. 4. Comparison of initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	-14,1042	2,7314	-5,60605E-05	-580,8778	10,12
Модифицированные параметры	-17,02278439	-0,164832763	-0,000122394	3883,069829	4,92

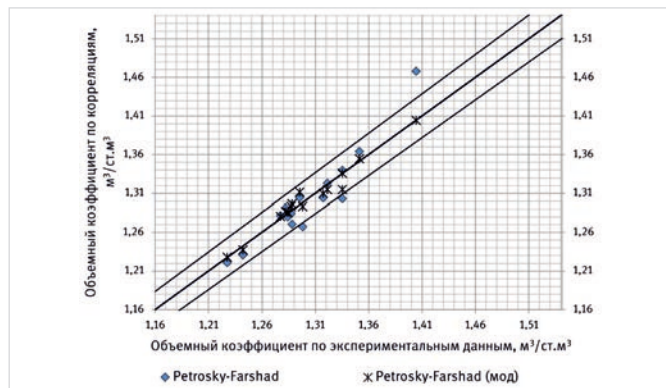


Рис. 10. Сравнение теоретических значений объемного коэффициента по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения M1
Fig. 10. Comparison of the theoretical values of the volume coefficient according to the author's and modified correlation with the experimental values of the M1 deposit

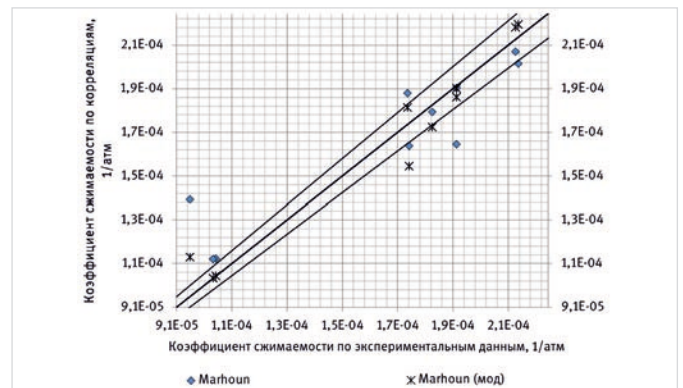


Рис. 13. Сравнение теоретических значений давления насыщения по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения M2
Fig. 13. Comparison of theoretical values of saturation pressure according to the author's and modified correlation with experimental values of the M2 deposit

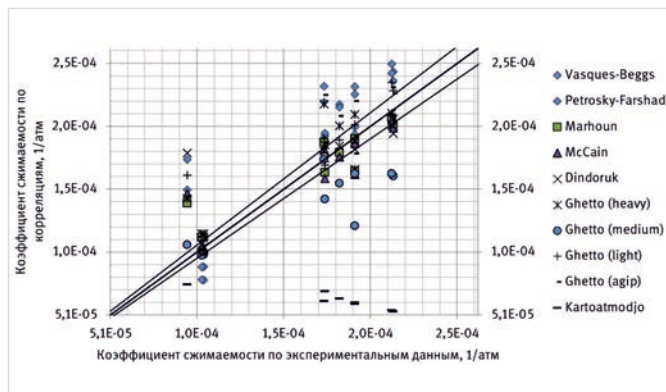


Рис. 11. Сравнение теоретических и экспериментальных значений коэффициента сжимаемости
Fig. 11. Comparison of theoretical and experimental values of the compressibility factor



Рис. 12. Среднее отклонение экспериментальных значений коэффициента сжимаемости от корреляционных
Fig. 12. The average deviation of the experimental values of the compressibility coefficient from the correlation values

- for associated and gas/condensate natural gas systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005, SPE-97099-MS. (In Eng).
10. Al-Shammasi A.A. A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, Vol. 4, issue 2, P. 146–160. (In Eng).
11. Ишмуратов Т.А., Хамидуллина А.И., Исламов Р.Р. и др. Совершенствование подходов к расчету PVT-свойств

- пластовых флюидов нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей месторождений на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 92–96.
12. Хабибуллин Р.А., Хасанов М.М., Одегов А.И. и др. Анализ корреляционных моделей Black Oil для оценки PVT-свойств // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE,

- Москва, Россия, октябрь 2015 г. SPE-176596-MS.
13. Хабибуллин Р.А., Хасанов М.М., Брусиловский А.И. Новый подход к выбору корреляций для оценки PVT-свойств пластовых нефтей // Российская техническая конференция и выставка по разведке и добыче нефти и газа SPE, Москва, Россия, октябрь 2014 г. SPE-171241-MS.

Табл. 5. Матрица применимости корреляций для месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз»
Tab. 5. Matrix of applicability of correlations for the fields of “RN-Purneftegaz” LLC

Место-рождение	Пласт (группа пластов)	Давление насыщения		Коэффициент сжимаемости		Объемный коэффициент	
		Корреляция	Среднее отклонение	Корреляция	Среднее отклонение	Корреляция	Среднее отклонение
M1	ПК	Ghetto (light)	3,0	Ghetto (light)	20,0	Standing	1,1
M1	АС	Ghetto (light)	1,8	Dindoruk	30,0	Glaso	0,7
M1	БС	Vasques-Beggs	2,1	Dindoruk	23,0	Petrosky-Farshad (мод)	0,5
M2	АП	Ghetto (agip)	2,4	Ghetto (light)	13,0	Glaso (мод)	0,1
M2	БП	Petrosky-Farshad (мод)	1,4	Marhoun (мод)	5,0	Marhoun	2,3
M2	Ю	Ghetto (heavy)	2,7	Ghetto (medium) (мод)	5,3	Glaso	1,6
M3	ПК	McCain	12,0	Dindoruk	34,0	Standing	0,6
M3	БП	Dindoruk	3,3	Petrosky-Farshad	7,7	Marhoun	2,2
M3	Ю	Dindoruk	10,0	Ghetto (agip)	2,5	Glaso	1,6
M4	ПК	Ghetto (heavy)	3,1	Dindoruk	6,6	Marhoun	0,6
M4	АП	McCain (мод)	3,1	Ghetto (medium) (мод)	0,6	Petrosky-Farshad	0,5
M4	БП	Ghetto (agip) (мод)	2,1	Petrosky-Farshad	14,0	Marhoun	0,9
M5	ПК	Ghetto (heavy)	3,1	Dindoruk	6,6	Marhoun	0,6
M5	АП	McCain (мод)	3,1	Ghetto (medium) (мод)	0,6	Petrosky-Farshad	0,5
M5	БП	Ghetto (agip) (мод)	2,1	Petrosky-Farshad	14,0	Marhoun	0,9
M6	БС	Dindoruk	3,0	Dindoruk	19,0	Glaso (мод)	0,6
M7	АП	Marhoun (мод)	0,9	Ghetto (heavy)	6,4	Glaso (мод)	0,1
M7	БП	Glaso volatile	3,2	Ghetto (agip)	14,0	Glaso (мод)	1,5
M7	Ач	Petrosky-Farshad	2,5	Dindoruk	1,0	Glaso	2,2
M7	Ю	Glaso	2,5	Vasques-Beggs	11,0	Vasques-Beggs	0,6
M8	АП	Marhoun (мод)	0,9	Ghetto (heavy)	6,4	Glaso (мод)	0,1
M8	БП	Glaso volatile	3,2	Ghetto (agip)	14,0	Glaso	2,4
M8	Ач	Petrosky-Farshad	2,5	Dindrouk	1,0	Glaso	2,2
M8	Ю	Glaso	2,5	Vasques-Beggs	11,0	Vasques-Beggs	0,6
M9	АП	Marhoun (мод)	0,9	Ghetto (heavy)	6,4	Glaso (мод)	0,1
M9	БП	Glaso volatile	3,2	Ghetto (agip)	14,0	Glaso	2,4
M9	Ач	Petrosky-Farshad	2,5	Dindrouk	1,0	Glaso	2,2
M9	Ю	Glaso	2,5	Vasques-Beggs	11,0	Vasques-Beggs	0,6
M10	БП	Ghetto (light) (мод)	0,7	McCain (мод)	2,5	Vasques-Beggs	1,3

Results

After reviewing all the layers, the updated data were entered into the correlation applicability matrix (tab. 5).

According to the results of the work performed, 21 out of 87 correlations are modified (tab. 5). The small number of modified correlations is mainly due to the failure to fulfill the first condition – the availability of the required number of samples in the reservoir. For most formations, there are research results from four to eight samples, so the best author's correlation is selected for them.

Using the correlation applicability matrix, “problematic” objects were identified, where initially either the gas content was underestimated or the volume coefficient was overestimated. As it turned out, the discrepancies were due to the fact that PVT properties were accepted for analog deposits. If the deviation between the value of the PVT property taken by analogy and calculated by correlation was more than 10 % for the layers under consideration, these layers were included in the sampling plan.

It was also revealed that for some layers from which sampling was carried out, the PVT properties obtained in the laboratory coincided with the

values determined by correlations from the applicability matrix. Thus, some objects can be excluded from the sampling program and the costs of laboratory research and sampling can be redistributed in favor of objects with higher uncertainty of PVT properties.

Conclusions

The paper describes a method for evaluating PVT properties of reservoir fluids using author's correlations and the possibility of their modification under conditions of a minimum number of data sets. The technique discussed in the article removes most of the issues both in terms of the ambiguity of the state of fluids and in terms of estimating reserves, and can also be used in calculating reserves, drawing up technical projects for field development and interpreting hydrodynamic studies of wells.

All the studied correlations were implemented for further use in the corporate software products “RN-VEGA” and “RN-KIN”. In the future, they also plan to integrate algorithms for auto-selection and auto-modification of correlations.

References

- Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Harisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. Oil industry, 2019, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
- Ivanov E.N., Roslyak A.T. The selection and evaluation of enhanced oil recovery methods effectiveness for oil fields in the Western Siberia. Georesources, 2012, issue 6, P. 89–90. (In Russ).
- Khafizov F.Z. Analysis of oil reserves. Tyumen: TSOGU, 2015, 360 p. (In Russ).
- McCain W.D., Spivey J.P., Lenn C.P. Petroleum reservoir property correlations. Tulsa: PennWell, 2011, 219 p. (In Eng).
- Larry W.L., John R.F. Petroleum engineering handbook. Ebooks Chemical Engineering, 2006, 864 p. (In Eng).
- Al-Marhoun M.A. Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. Journal of petroleum science and engineering, 2004, Vol. 42, issues 2–4, P. 209–221. (In Eng).
- Lee S.T., Chien M.C.H. A new multicomponent surface tension correlation based on scaling theory. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1984, SPE-12643-MS. (In Eng).
- Yarborough L., Hall K.R. How to solve equations of state for Z-factors. Oil and Gas Journal, Vol. 72, issue 7, 1974, P. 86–88. (In Eng).
- Sutton R.P. Fundamental PVT calculations for associated and gas/condensate natural gas systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005, SPE-97099-MS. (In Eng).
- Al-Shammasi A.A. A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, Vol. 4, issue 2, P. 146–160. (In Eng).
- Ishmuratov T.A., Khamidullina A.I., Islamov R.R. et al. Improvement of approaches for calculating the PVT properties of reservoir fluids of oil and gas, oil-gas-con-densate and gas-condensate deposits on the territory of the activity of RN-Purneftegaz LLC. Oil industry, 2021, issue 12. P. 92–96. (In Russ).
- Khabibullin R.A., Khasanov M.M., Odegov A.I. et al. Analysis of black oil correlation models for evaluating PVT properties. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015, SPE-176596-MS. (In Russ).
- Khabibullin R.A., Khasanov M.M., Brusilovsky A.I. A new approach to choosing correlations for evaluating PVT properties of reservoir oils. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014, SPE-171241-MS. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ишмуратов Тимур Ахмадеевич, к.ф.-м.н., главный специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Шарипова Гузель Флюровна, ведущий специалист сектора ГДМ нефтяных месторождений ЗС НГП, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Абдульмянов Айдар Расимович, ведущий специалист сектора ГДМ нефтяных месторождений ЗС НГП, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хамидуллина Айгуль Ильшатовна, старший специалист сектора геолого-гидродинамического моделирования и подбора кандидатов (СН-МНГ), ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хисамов Артур Альфирович, к.ф.-м.н., начальник отдела гидрогеологии и проектирования водозаборов, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Андреев Алексей Егорович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

Оприлов Иван Геннадьевич, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

Ishmuratov Timur Akhmadeevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, chief specialist of the hydrodynamic modeling department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of the department of support for the development of oil and gas deposits, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Sharipova Guzel Flurovna, leading specialist in the GDM sector of oil fields of ZS NGP, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Abdulmyanov Aidar Rasimovich, leading specialist in the GDM sector of oil fields of ZS NGP, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khamidullina Aigul Ilshatovna, senior specialist in the sector of geological and hydrodynamic modeling and candidate selection (CH-MNG), “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khisamov Artur Alfirovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of the department of hydrogeology and design of water intakes, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Andreev Alexey Egorovich, deputy general director, chief geologist, “RN-Purneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia

Opritov Ivan Gennadievich, head of the field development department, “RN-Purneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia



Назначение

Арматура предназначена для обвязки и герметизации устья паронагнетательных скважин, подвески колонны, контроля и управления нагнетаемой средой при добыче высоковязкой нефти.

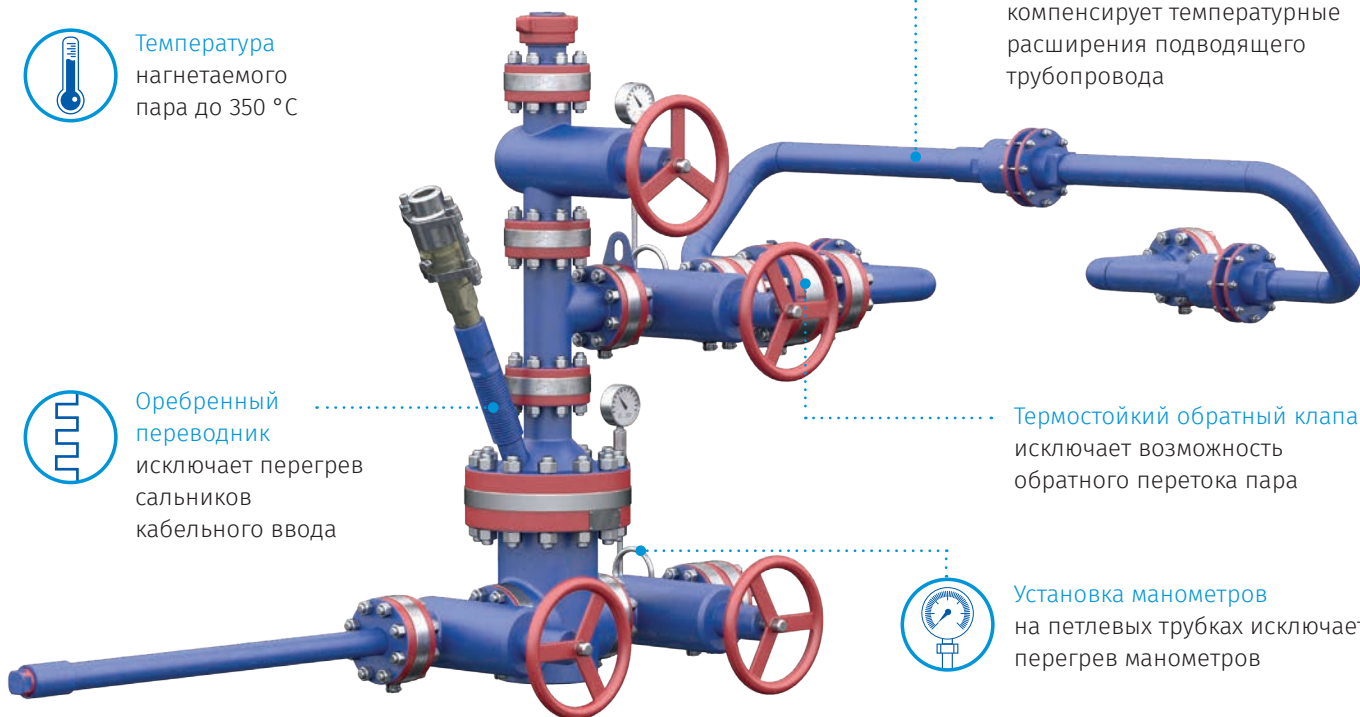
Преимущества



Температура
нагнетаемого
пара до 350 °С



**Оребренный
переводник**
исключает перегрев
сальников
кабельного ввода



Трехшарнирный трубопровод
компенсирует температурные
расширения подводящего
трубопровода

Термостойкий обратный клапан
исключает возможность
обратного перетока пара



Установка манометров
на петлевых трубках исключает
перегрев манометров

Технические характеристики



Рабочее
давление, МПа

16



Коррозионно-стойкое
исполнение

K1



Условный
проход, мм

65



Климатическое
исполнение

УХЛ 1



Температура
рабочей среды, °С

до 350



Присоединительная
резьба к колонне НКТ

73, 89



Рабочая
среда

пар, нефть,
горячая вода,
газ



Присоединительная
резьба к обсадной колонне

127, 140,
146, 168,
178

Гарантийные обязательства

12 месяцев с даты ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев с даты отгрузки.



Компания ЕКСР ГРУПП работает в сфере поставок товаров иностранных производителей, ушедших из РФ

Опыт работы: более 10 лет установки аналитического оборудования

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ АНАЛИЗАТОРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ



Комплексная поставка:

Поставка и ввод в эксплуатацию анализаторов, приборных шкафов, шельтеров и интегрированных аналитических комплексов



Сервисная поддержка:

Сопровождение оборудования в течении всего срока эксплуатации



Сертификаты, разрешения:

- Предоставление сертификатов взрывозащиты
- Разрешение Ростехнадзора на все оборудование
- Метрологические сертификаты на анализаторы

**Поточный влагомер
Hygrophil F 5673**



Волоконно-оптический гигрометр с микропроцессорным управлением для измерения остаточной и малой влажности в газах и жидкостях при низких температурах в точке росы

**Анализатор влажности
Модель XPDM**



Портативный анализатор XPDM
Дополнительно: возможен комплект пробоподготовки, монтируется непосредственно на корпусе прибора

**Анализатор влажности
Модель XDT**



Анализатор влажности серии XDT — это гигрометр, изготовленный на основе микропроцессора, предназначенный для измерения содержания влаги в газах в диапазоне температур от -100 до +20 °C точки росы

Собственная разработка



Производство: Российская Федерация (г. Санкт-Петербург)

Взрывозащищенный анализатор нефтепродуктов в воде EXP TOC model Z

Метрологические характеристики и требуемое обеспечение анализатора

Метод измерения / Диапазоны измерения

Прямое сжигание пробы при 1 200 °С до CO₂ с детектированием на инфракрасном датчике / 0–10/100/50 000 мг/л

Рекомендуется при низких концентрациях углеводородов

Взрывозащищенный анализатор общего органического углерода в воде EXP TOC model Z

Измерительные системы EXP TOC применяются для непрерывного автоматического управления процессами и контроля промышленных и муниципальных водоочистных сооружений, поверхностных вод и для охраны окружающей среды

Взрывозащищенный кондиционер EXP модель Z

Взрывозащищенный циркуляционный охладитель EXP-liquid cool model Z (аналог Bartec Benke FKS KWS) предназначен для охлаждения и поддержания заданного температурного режима жидких продуктов в пробоподготовках аналитических систем, системах отбора транспортировки проб



Приглашаем вас посетить выставку
Наш стенд № 1E67, павильон 1



НЕФТЕГАЗ-2024
15–18 апреля

+7 981 144 90 34
trade@exp-group.tech



www.exp-group.tech



ООО «НефтеГазПерспектива»

Внутритрубная диагностика трубопроводов



О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений
- Широкие возможности технических решений
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов



Технический
департамент



Аналитический
департамент



Департамент
обеспечения бизнеса



Финансовый
департамент



Отдел охраны труда
и окружающей среды



Цех по подготовке
и производству
оборудования



Испытательный
полигон



Полевые работы
и дополнительный
дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика
Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ



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

🌐 neftegazperspektiva.ru
☎ +7 (496) 616-70-08
✉ info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,
от решения к реализации!

Исследование процесса аквагермолиза тяжелой нефти Ярегского месторождения в присутствии таллата железа

Ситдикова Г.Х., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В.
Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия
mc-gross@mail.ru

Аннотация

В статье представлены результаты исследований паротеплового воздействия на образцы битуминозной породы Ярегского месторождения в присутствии и отсутствии прекурсора катализатора на основе железа. После каждого эксперимента, проведенного в реакторе высокого давления, был экстрагирован битумоид из породы, а также проведен полный анализ состава и свойств полученных нефти, газа и породы. На основе проведенных исследований показано, что применение катализатора аквагермолиза позволит улучшить компонентный состав нефти и провести ее облагораживание в пластовых условиях.

Материалы и методы

Нефтедержащая порода Ярегского месторождения, таллат железа, анализ газовой фазы, экстракция битумоида, анализ группового состава нефти (SARA-анализ), сканирующая электронная микроскопия.

Ключевые слова

прекурсор катализатора, аквагермолиз, нефтедержащая порода, паротепловое воздействие (ПТВ), битумоид, облагораживание нефти

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Для цитирования

Ситдикова Г.Х., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. Исследование процесса аквагермолиза тяжелой нефти Ярегского месторождения в присутствии таллата железа // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 53–56. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-53-56

Поступила в редакцию: 04.04.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.652 | Original Paper

Investigating the aquathermolysis process of heavy oil from the Yarega field in the presence of iron tallate

Sitdikova G.Kh., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V.
Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia
mc-gross@mail.ru

Abstract

The article presents the results of studies on the thermal steam treatment on samples of bituminous rock from the Yarega field with and without the presence of an iron-based catalyst precursor. After each experiment conducted in a high-pressure reactor, bitumenoid was extracted from the rock, and a complete analysis of the composition and properties of the obtained oil, gas, and rock was carried out. Based on the conducted research, it is shown that the application of an aquathermolysis catalyst will improve the component composition and refine it under reservoir conditions.

Materials and methods

Oil-bearing rock from the Yarega field, iron tallate, gas phase analysis, bitumenoid extraction, analysis of the oil's group composition (SARA analysis), scanning electron microscopy.

Keywords

catalyst precursor, aquathermolysis, oil-bearing rock, thermal steam treatment (TST), bitumenoid, oil upgrading

For citation

Sitdikova G.K., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. Investigating the aquathermolysis process of heavy oil from the Yarega field in the presence of iron tallate. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 53–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-53-56

Received: 04.04.2024

Запасы трудноизвлекаемых (нетрадиционных) нефтей в несколько раз превышают запасы легких и средних нефтей. Растущее энергопотребление и большие запасы нетрадиционной труднодоступной нефти заставляют вовлекать в разработку и такие месторождения, наиболее перспективными из которых можно считать залежи тяжелой высоковязкой нефти и природные битумы [1, 2].

Основными методами повышения нефтеотдачи в работе с высоковязкими

нефтями является группа тепловых методов. Как известно, при увеличении температуры жидкости ее вязкость уменьшается. Однако постоянная поддержка высокой температуры невозможна, поэтому высокая вязкость нефтей осложняет не только их добычу, но и переработку, транспортировку. Помимо этого, к основным недостаткам тепловых методов можно отнести высокую стоимость парогенерации, образование стойких эмульсий под высоким давлением

и температурой и ухудшение качества сырой добытой нефти [3, 4].

Использование катализаторов вместе с закачкой пара при внутрислоевого облагораживании нефти дает много преимуществ, одним из них является увеличение степени нефтеизвлечения [5–7].

Проведено исследование [8] облагораживания нефти месторождения Джобо с использованием пара, тетралина или декалина и катализатора на основе железа при

температурах 250, 275 и 300 °С в течение 24, 48 и 72 часов с использованием автоклава. Были исследованы изменения вязкости и плотности. Применение пара может снизить вязкость нефти на 10 % после эксперимента продолжительностью 48 часов при температуре 300 °С. Используя тетралин или декалин в качестве растворителя, вязкость нефти, измеренная при 50 °С, снижается на 44 и 39 % соответственно. Комбинация донора водорода тетралина или декалина и катализатора в наибольшей степени снизила вязкость нефти — на 56 и 72 % соответственно по сравнению с контрольным опытом. Это означало, что доноры водорода и катализатор оказывали сильное синергетическое воздействие на обогащение тяжелой нефти. Исследование показало, что обогащение тяжелой нефти имеет большой потенциал для добычи тяжелой и сверхтяжелой нефти.

В работе [9] проведен акватермолиз тяжелой сырой нефти Ляхэ в автоклаве объемом 300 мл с нефтерастворимым катализатором и муравьиной кислотой в качестве донора водорода при температуре 280 °С в течение 24 часов при начальном

давлении 8,1 МПа. Катализатор изготовлен из нафтенной кислоты и сульфата никеля. Каталитический акватермолиз исходной нефти приводит к процентному снижению вязкости на 64,7 %. В сравнении с контрольным опытом растет содержание насыщенных и ароматических соединений: с 24,3 и 36,9 % до 26,1 и 38,1 % соответственно. Также уменьшается количество смол, асфальтенов и серы с 30,3, 8,5 % и 0,565 до 28,3, 7,5 % и 0,3365 % соответственно.

В работе [10] был изучен акватермолиз тяжелой нефти Шенли при паровой стимуляции с использованием нового нефтерастворимого катализатора, синтезированного на основе соли железа $FeCl_2 \cdot 4H_2O$, гидроксида натрия и олеиновой кислоты. Лабораторный эксперимент показывает, что коэффициент снижения вязкости тяжелой нефти составляет более 75 % при температуре 200 °С, 24 ч, 0,3 % раствора катализатора. Вязкость тяжелой нефти изменяется с 25 306 МПа·с до 6 175 МПа·с при температуре 50 °С. Процентное содержание количества насыщенных и ароматических УВ и Н/С увеличилось, а количество смол, асфальтенов и элементов S, O и N уменьшилось

после акватермолиза. Изменения состава и структуры тяжелой нефти могут привести к снижению вязкости и улучшению качества тяжелой нефти.

Объектом исследования выступила высоковязкая нефть Ярегского месторождения. Целью работы являлось проведение исследования процесса акватермолиза нефтесодержащей породы Ярегского месторождения в присутствии таллата железа. Препаратор катализатора на основе таллата железа является новым соединением, на который был получен патент [11].

Для достижения данной цели потребовалось решить следующие задачи:

- исследование исходного битумоида породы Ярегского месторождения;
- лабораторное моделирование процесса акватермолиза с использованием нефтесодержащей породы Ярегского месторождения в реакторе высокого давления;
- исследование газового и компонентного состава продуктов акватермолиза нефтесодержащей породы Ярегского месторождения.

Лабораторное моделирование процесса некаталитического и каталитического акватермолиза проводилось в реакторе высокого давления R-201 Series Control System фирмы Reaction engineering (Республика Корея) с загрузкой образца битуминозного песка и воды при соотношении 10:1. Растворы катализатора на основе железа с растворителем (нефрасом C4-155/205) загружались в количестве 4 % по нефти. Эмульсия подвергалась температурному воздействию при температуре 300 °С в течение 24, 48, 72 и 96 часов. Начальное давление азотом зафиксировано 10 атм. Рабочее давление составило 85 атм.

Состав газовой фазы после автоклава был исследован и изучен методом газовой хроматографии. Использовался прибор «Хроматэк-Кристалл 5000.2» фирмы «Хроматэк» с применением компьютерной обработки данных с регистрацией сигнала детектора теплопроводности. Для анализа газовую фазу отбирали через специальный выход в крышке автоклава для шланга, ведущего к газовому хроматографу. Колонку хроматографа продували газами акватермолиза до насыщения.

Определение компонентного состава проводили по методу SARA-анализа. Хроматографическая стеклянная колонка (20×500 мм) заполняется адсорбентом — оксидом алюминия, предварительно прокаленным при температуре 450 °С в течение 3 часов. Колонку закрепляют в штативе, и заливают в нее гексан (около 50 мл) для предварительного смачивания адсорбента. Далее в колонку заливают раствор мальтенов и последовательно элюируют фракции различными растворителями: насыщенную фракцию — 200 мл гексана, ароматическую фракцию — 200 мл толуола, смолы — смесью толуола и изопропанола в соотношении 3:1 соответственно.

На рисунке 1 представлен газовый состав продуктов акватермолиза после паротеплового воздействия при температуре 300 °С. На рисунке 2 представлен газовый состав продуктов акватермолиза после паротеплового воздействия с добавлением катализатора на основе железа при температуре 300 °С.

При 300 °С ПТВ наблюдается рост количества углеводородов с увеличением продолжительности проведения эксперимента как в контрольных опытах, так и в опытах с применением катализатора на основе железа.

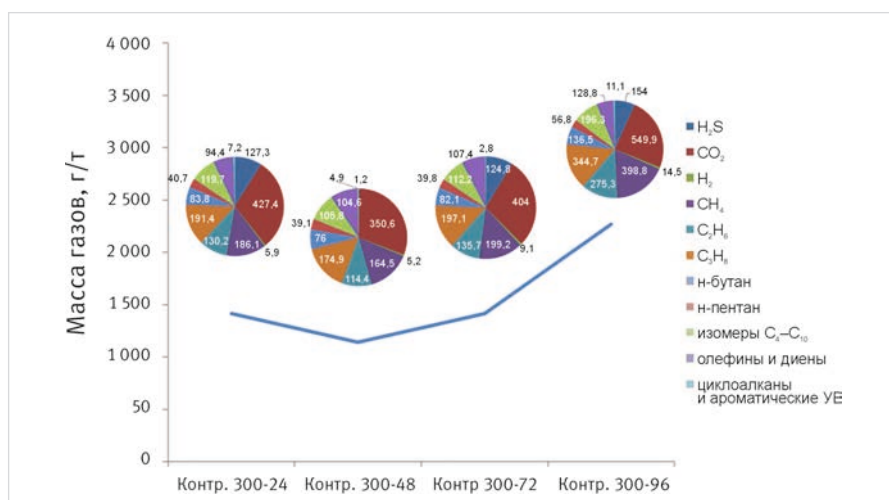


Рис. 1. Газовый состав продуктов акватермолиза при температуре 300 °С
Fig. 1. Gas content and composition of aquathermolysis products at a temperature of 300 °C

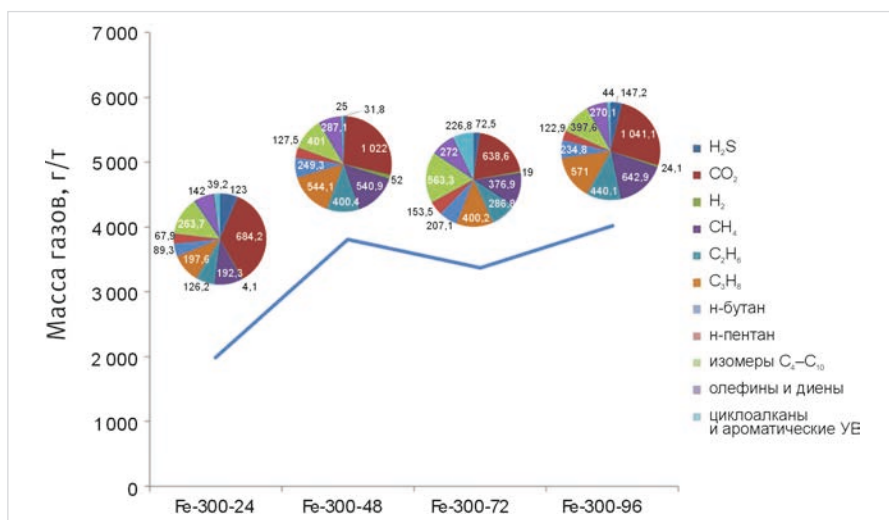


Рис. 2. Газовый состав продуктов после паротеплового воздействия с добавлением катализатора на основе железа при температуре 300 °С
Fig. 2. Gas content and composition of aquathermolysis products with iron tallow catalyst at a temperature of 300 °C

Увеличение содержания газовой фазы после ПТВ при 300 °С является результатом разрыва более длинных углеводородных цепей до углеводородов с более низким числом атомов углерода. Наличие катализатора способствует реакциям декарбокислирования, что можно наблюдать по значительно большему количеству выделяющегося углекислого газа при увеличении продолжительности воздействия. Увеличение содержания $n\text{-C}_1\text{-C}_5$, а также изомеров $\text{C}_4\text{-C}_{10}$ подтверждают протекание отщепления алкильных радикалов в боковых цепочках циклических структур смол и асфальтенов, особенно их содержание растёт при акватермолизе длительностью 48 и 96 часов (в 1,5–3 раза в сравнении с контрольными опытами).

На рисунках 3 и 4 представлены результаты SARA-анализа образцов нефти, полученных после контрольных опытов и с таллатом железа при 300 °С соответственно.

Как видно из рисунка 4, с увеличением времени воздействия в присутствии прекурсора катализатора увеличивается содержание насыщенных УВ, а содержание смол уменьшается. К примеру, для опыта продолжительностью 96 часов: при каталитическом акватермолизе доля насыщенных углеводородов увеличивается на 21 % по сравнению с контрольным опытом и на 27 % по сравнению с исходным битумоидом. Доля смол также уменьшается на 25 % по сравнению с контрольным опытом и на 50 % по сравнению с исходной нефтью. Наличие таллата железа способствует протеканию реакций с переносом водорода от нафтено-ароматических компонентов нфераса к свободным радикалам, и, тем самым, обеспечивает их насыщение и предотвращает рекомбинацию. Также в присутствии катализатора и донора водорода интенсифицируется протекание реакций гидрогенолиза связей углерод–гетероатом, гидрирования ароматических колец и частичной деградации связей С–С в молекулах смол, как компонентов, наиболее подвергающихся преобразованию. Эти результаты говорят о значительном преобразовании состава нефти при каталитическом воздействии.

По мере функционирования катализатора активная форма из нефтерастворимого комплекса трансформируется в сложносоставные сульфиды железа, содержание

которых увеличивается в результате снижения доли неразложившейся части прекурсора. Изображения частиц катализатора на породе, полученные в режиме сканирующего электронного микроскопа, приведены на рисунке 5.

Согласно СЭМ, после паротеплового воздействия при 300 °С размер частиц катализатора соответствует $\approx 60\text{--}90$ нм. Таким образом, основной процесс, обеспечивающий преобразование нефти, подобен процессу гидроочистки, в котором высокоэффективны сульфидные катализаторы на носителе. В случае внутрипластового акватермолиза носителем является минеральные зерна породы-коллектора. Основная часть металлов при реализации технологии каталитического акватермолиза адсорбируется на минеральной поверхности породы и не влияет на качество добытой нефти.

Итоги

Таким образом, исследования показали, что образец исходной нефти характерен высоким содержанием смол (27 %) и асфальтенов (~4 %). По суммарному содержанию тяжелых УВ нефть относится к высокосмолистой. Анализ газовой фазы показал, что при каталитическом акватермолизе наблюдается увеличение содержания углекислого газа, связанное с тем, что идут активные процессы декарбокислирования кислородсодержащих соединений. Кроме того, наблюдается рост содержания $n\text{-C}_1\text{-C}_5$ и изомеров $\text{C}_4\text{-C}_{10}$ (до 3,5–4 раз в сравнении с контрольными опытами). Данные газового анализа указывают на значительное преобразование состава нефти.

Результаты группового состава говорят о значительном преобразовании состава нефти при каталитическом воздействии: после ПТВ при 300 °С в присутствии таллата железа доля насыщенных углеводородов увеличивается на 21 % по сравнению с контрольным опытом и на 27 % по сравнению с исходным битумоидом. Доля смол также уменьшается на 25 % по сравнению с контрольным опытом и на 50 % по сравнению с исходной нефтью.

Выводы

На основе проведенных исследований показано, что применение катализатора

акватермолиза позволит улучшить компонентный состав нефти, тем самым провести ее облагораживание в пластовых условиях.

Литература

1. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем запасе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2. С. 1–11.
2. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: Фэн, 2007. 295 с.
3. 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.
4. Салих И.Ш.С., Ишимбаев А.К., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии // Экспозиция. Нефть. Газ. 2020. № 2. С. 21–24.
5. Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Ситнов С.А., Хайдарова А.Р., Зарипова Р.Д., Гарифуллина Э.И.,

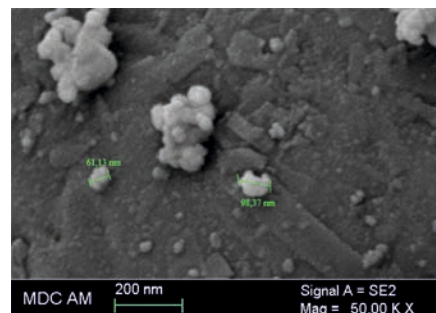


Рис. 5. Снимок СЭМ частиц катализатора на породе после ПТВ при 300 °С
Fig. 5. SEM image of catalyst particles on rock after thermal steam treatment 300 °С

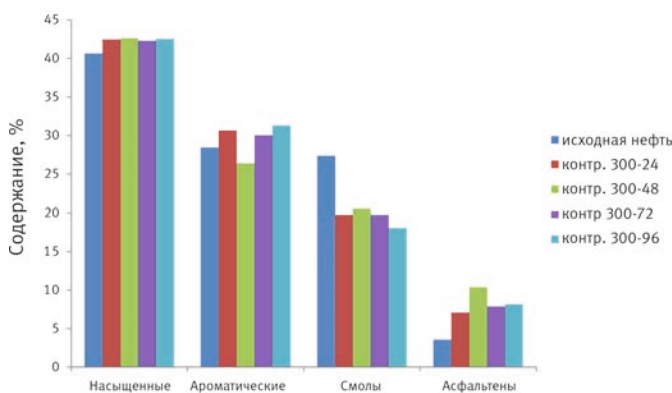


Рис. 3. Результаты SARA-анализа исходной нефти и образцов нефти, полученных после контрольных опытов при 300 °С
Fig. 3. Group chemical composition of the initial oil and oil samples after thermal steam treatment at a temperature of 300 °С

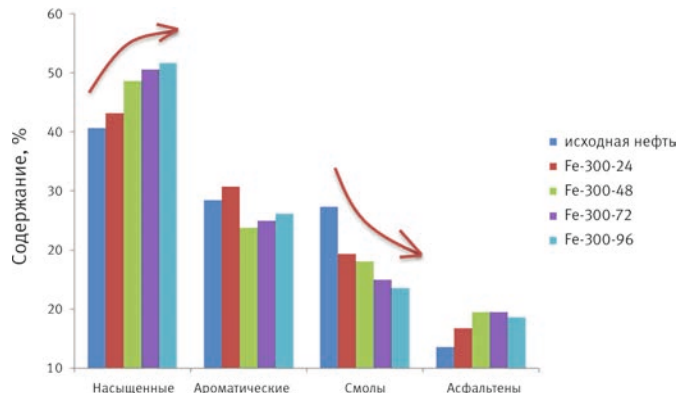


Рис. 4. Результаты SARA-анализа исходной нефти и образцов нефти, полученных после опытов с добавлением катализатора на основе железа при 300 °С
Fig. 4. Group chemical composition of the initial oil and oil samples after thermal steam treatment in the presence of iron tallow catalyst at a temperature of 300 °С

- Катнов В.Е., Степин С.Н. Внутрипластовое преобразование тяжелой нефти под влиянием смешанных оксидов железа (II, III) // Химия и технология топлив и масел. 2018. №5. С. 33–37.
6. Хайдарова А.Р., Пятаев А.В., Мухаматдинов И.И., Зарипова Р.Д., Вахин А.В. Изучение структурно-фазовых превращений железосодержащего катализатора методом мёссбауэровской спектроскопии (часть 1) // Журнал прикладной спектроскопии. 2020. Т. 87. №4. С. 623–627.
7. Абдрахимова З.Т., Мухаматдинова Р.Э., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Амерханов М.И. Влияние прекурсора катализатора на внутрипластовое облагораживание высоковязкой нефти Туйметкинского месторождения // Neftegaz.RU. 2021. №8. С. 116–119.
8. Zhang Z., Barrufet M., Lane R., Mamora D. Experimental study of in-situ upgrading for heavy oil using hydrogen donors and catalyst under steam injection condition. SPE Heavy Oil Conference Canada. 2012. Vol. 2. P. 1610–1616. (In Eng).
9. Zhao J., Liu Y., Chen Q. Upgrading Heavy Oil by Catalytic Aquathermolysis Using Formic Acid as Hydrogen Donor // Advanced Materials Research. 2011. V. 236-238. P. 844-849. (In Eng).
10. Wenlong Q., Zengli X. Researches on Upgrading of Heavy Crude Oil by Catalytic Aquathermolysis Treatment Using a New Oil-Soluble Catalyst // Advanced Materials Research. 2013. Vol. 608–609. PP. 1428–1432. (In Eng).
11. Вахин А.В., Ситнов С.А., Мухаматдинов И.И., Онищенко Я.В., Феоктистов Д.А., Нургалиев Д.К. Катализатор для интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Патент № 2782670 РФ. Заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет». - № 2022105156; заявл. 26.02.2022; опублик. 31.10.2022; бюлл. изобр. № 31.

ENGLISH

Results

Thus, the analysis of the gas phase demonstrates that during catalytic aquathermolysis, there is an increase in carbon dioxide content. This increase is linked to the active decarboxylation processes of oxygen-containing compounds. Furthermore, there is an observed rise in the content of n-C₁-C₅ and C₄-C₁₀ isomers (up to 3,5–4 times higher compared to control experiments). Consequently, these gas analysis findings indicate a substantial transformation in the composition of the oil. Additionally, the results of the group composition analysis reveal significant changes in the oil composition under catalytic conditions. After undergoing steam-thermal treatment at 300 °C in the presence

of iron sulfide, there is a 21% increase in the proportion of saturated hydrocarbons compared to the control experiment, and a 27 % increase compared to the initial bitumenoid. Furthermore, the fraction of resins decreases by 25 % compared to the control experiment and by 50 % compared to the initial oil.

Conclusions

According to the research findings, the utilization of an aquathermolysis catalyst will lead to a reduction in oil viscosity and enhancement of its compositional characteristics, enabling its purification in reservoir conditions.

References

1. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the total reserve. Petroleum geology – theoretical and applied studies, 2007, issue 2, P. 1–11. (In Russ).
2. Khisamov R.S., Gatiyatullin N. S., Shargorodsky I. E. Geology and development of natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan. Kazan: Fen, 2007, 295 p. (In Russ).
3. 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).
4. Salih I.Sh.S., Ishimbaev A.K., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. Upgrading of Ashal'cha heavy oil in the presence of solvents under steam treatment. Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, P. 21–24. (In Russ).
5. Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V., Sitnov S.A., Khaidarova A.R., Zaripova R.D., Garifullina E.I., Katnov V.E., Stepin S.N. Intraformation transformation of heavy oil by mixed Fe(II, III) oxides. Chemistry and technology of fuels and oils, 2018, issue 5, P. 33–37. (In Russ).
6. Khaidarova A.R., Pyataev A.V., Mukhamatdinov I.I., Zaripova R.D., Vakhin A.V. Investigation of structural phase conversions of an iron-containing catalyst by mossbauer spectroscopy (Part 1). Journal of applied spectroscopy, 2020, Vol. 87, issue 4, P. 623–627. (In Russ).
7. Abdrakhimova Z.T., Mukhamatdinova R.E., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V., Amerkhanov M.I. Influence of catalyst precursor on in-situ upgrading of high-viscosity oil from the Tuimetkinskoye field. Neftegaz.RU, 2021, issue 8, P. 116–119. (In Russ).
8. Zhang Z., Barrufet M., Lane R., Mamora D. Experimental study of in-situ upgrading for heavy oil using hydrogen donors and catalyst under steam injection condition. SPE Heavy Oil Conference Canada, 2012, issue 2, P. 1610–1616. (In Eng).
9. Zhao J., Liu Y., Chen Q. Upgrading Heavy Oil by Catalytic Aquathermolysis Using Formic Acid as Hydrogen Donor. Advanced Materials Research, 2011, issue 236–238, P. 844–849. (In Eng).
10. Wenlong Q., Zengli X. Researches on Upgrading of Heavy Crude Oil by Catalytic Aquathermolysis Treatment Using a New Oil-Soluble. Advanced Materials Research, 2013, issue 608–609, P. 1428–1432. (In Eng).
11. Patent RF, № 2782670. Vakhin A.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Onishenko Y.V., Feoktistov D.A., Nurgaliev D.K., Kazan (Volga region) Federal University. A catalyst for the intensification of production of hard-to-recover hydrocarbon reserves. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ситдикова Гузель Халиловна, аспирант 1 года обучения, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия

Мухаматдинов Ирек Изаилович, к.т.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия
Для контактов: mc-gross@mail.ru

Вахин Алексей Владимирович, к.т.н., руководитель НИЛ «Внутрипластовое горение», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия

Sitdikova Guzel Khalilovna, 1st year postgraduate student, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

Mukhamatdinov Irek Izailovich, ph.d. of engineering sciences, senior researcher of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia
Corresponding author: mc-gross@mail.ru

Vakhin Alexey Vladimirovich, ph.d. of engineering sciences, supervisor of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia



ВЕДУЩИЙ РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
ПО ВСЕЙ РОССИИ**



8 (800) 550-46-17 sales@asobezh.ru www.asobezh.ru

Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

Добыча нефти и экология — тесно связанные понятия, поскольку нефтегазодобывающая отрасль — одна из экологически опасных отраслей хозяйствования в мировой практике.

Колоссальный ущерб экологии наносят выбросы в атмосферу, в том числе выбросы попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ (ПНГ) — углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на нефтегазовых месторождениях. Проблема использования попутного газа, добываемого из скважин вместе с нефтью, остро стоит во многих странах мира.

При современных способах разработки от 1–17 % нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования. Номенклатурный состав ядовитых загрязнений содержит около 800 веществ, в том числе мутагены (вливают на наследственность), канцерогены, нервные и кровяные яды (вливают на функции нервной системы), аллергены и др.

По оценкам на начало 2009 года (приводимым «Российской газетой» по исследованиям Минэнерго и Комитета Госдумы

по природным ресурсам, природопользованию и экологии), каждый год в России извлекалось 55 млрд м³ ПНГ. При этом в факелах сжигалось приблизительно 25 %, а это почти 14 млрд т. Половина полученного ПНГ тратится на нужды промыслов и списывается на технологические потери, и только около 25 % отправляется на переработку. А 14 млрд м³ — это более 3 % всей добычи природного газа в России и около 4 % его потребления на внутренние нужды страны. Таким образом, проблема загрязнения атмосферы непосредственно на месторождениях при эксплуатации добывающих скважин на сегодняшний день остается актуальной.

Причиной загрязнений окружающей среды в процессе эксплуатации скважин может являться вынужденный (аварийный) сброс газа, который может возникнуть из-за неоптимального режима работы скважин, например, в результате увеличения давления газа в затрубном пространстве, высоких давлений

в выкидном коллекторе. Кроме того, перед производством подземного или капитального ремонта нефтяных скважин производят сброс нефтяного газа из затрубного пространства в атмосферу в течение определенного времени. Отрицательное влияние можно уменьшить, если отнестись с большим вниманием к воздействию попутного нефтяного газа на экологию. Но, к сожалению, нефтегазодобывающие компании зачастую пренебрегают использованием дополнительного технологического оборудования, применение которого направлено на решение не только экологической, но и экономической проблемы, так как ПНГ является высокоценным сырьем. На сегодняшний день наиболее распространена механизированная добыча нефти с применением различного глубинно-насосного оборудования. Львиную долю из которого занимают электроцентробежные (61 %) и штанговые (31 %) насосные установки. Для предотвращения

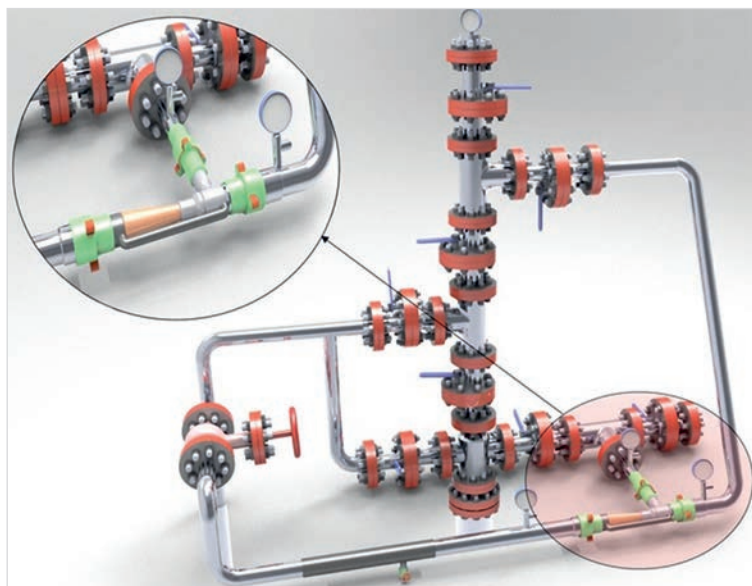


Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Фото 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки УСУ

Параметр	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м ³ /сут	118	142 (+24)	128	145 (+17)
Qн, тн/сут	26	32 (+6)	15	18 (+3)
Рлин, атм	21	21	27	27
Рзат, атм	22	2 (-20)	27	7 (-20)
Рпр, атм	29	26 (-3)	39	32 (-7)
Ндин, м	2 048	1 847 (-201)	1 464	1 323 (-141)

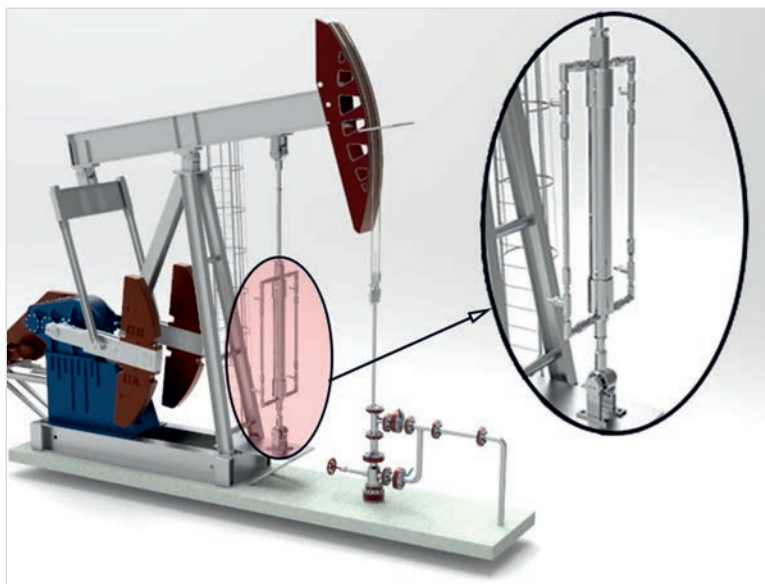


Рис. 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине



Фото 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки КС

Показатель	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м ³ /сут	3,8	5,8 (+2)	5,5	6,8 (+1,3)
Qн, т/сут	3,5	5 (+1,5)	4,6	5,8 (+1,2)
Рлин, атм	32	32	31	31
Рзат, атм	27,5	0,5 (-27)	28,9	1,9 (-27)
Ндин, м	1 145	980 (-165)	1 290	945 (-345)

сброса ПНГ в атмосферу и сбора его как ценного сырья при эксплуатации добывающих скважин наша компания предлагает использовать технологическое оборудование для снижения затрубного давления до минимальных значений. Это позволит:

- исключить сбросы ПНГ в атмосферу,
- улучшить экологическую обстановку в регионе,
- улучшить характеристики работы глубинно-насосного оборудования,
- получать дополнительную прибыль за счет увеличения добычи нефти и газа без капитальных затрат на дорогостоящие геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий для решения проблемы загрязнения окружающей среды, повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является технология снижения давления в затрубном пространстве с использованием эжекторных систем. Суть технологии заключается в следующем: согласно расчету, в устьевую обвязку выкидной линии скважины по «байпасной» линии устанавливается эжекторная система — «Устьевое струйное устройство — УСУ» (рис. 1, фото 1). Рабочей жидкостью для УСУ выступает добываемая продукция, которая по мере прохождения через конфузур устьевого устройства создаст пониженное давление в приемной камере, которая обвязана с затрубом скважины. В результате газ из затрубного пространства

инжектируется в выкидную линию, давление в затрубье снижается до значения давления в приемной камере.

Тем самым из-за снижения давления в затрубном пространстве происходит повышение динамического уровня, снижение количества газа на приеме УЭЦН и, как следствие, повышение эксплуатационных характеристик насоса и увеличение дебита скважины. При повышении динамического уровня возможно увеличить производительность насосной установки (увеличение выходной частоты ПЭД) с целью увеличения депрессии на пласт и получения дополнительной добычи нефти и газа.

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, привод которых осуществляется при помощи станков-качалок (СК), с целью снижения затрубного давления мы предлагаем устанавливать компрессор скважинный (КС) с приводом от балансира СК.

Компрессор представляет собой поршневой компрессор, устанавливаемый между балансиром и опорной рамой СК (рис. 2, фото 2). Шток подвешивается к балансиру на оси, цилиндр с рамой соединяется карданной опорой. Привод компрессора осуществляется от балансира СК. Шарнирная опора штока закрепляется на балансире СК, а шарнирная опора цилиндра на опорной раме качалки. При работе СК происходит возвратно-поступательное движение поршня относительно цилиндра, обеспечивающее процессы всасывания и нагнетания газа. Транспортировка

всасываемого и нагнетаемого газа осуществляется с помощью гибких рукавов высокого давления.

Применение данных технологий позволяет улучшить экологическую обстановку на месторождениях, а также сохранить здоровье как самих нефтедобытчиков, так и жителей нефтедобывающих регионов. Оборудование позволяет увеличить добычу нефти и газа без проведения дополнительных дорогостоящих мероприятий (скважины, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением), стабилизировать работу насосных установок, а также позволит перевести часть периодического фонда скважин в постоянный режим работы. При этом нефтяные компании получают дополнительную прибыль без капитальных затрат.



ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»

РТ, г. Лениногорск,
ул. Трубная, д. 15, стр. 1
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,
+7 (85595) 6-53-64,

modullen@mail.ru

Превращение бензиновых фракций в компоненты автомобильных бензинов на цеолитсодержащих катализаторах

Барильчук М., Ростанин Н.Н., Сергеева К.А.
ООО «САПР-НЕФТЕОРГХИМ», Москва, Россия
nefteorghim@yandex.ru

Аннотация

Целью исследовательских, конструкторских и проектных работ специалистов ООО «САПР-НЕФТЕОРГХИМ» является внедрение в производство промышленного процесса совместной переработки бензиновых фракций в смеси с кислородсодержащими соединениями (спирты C_1-C_6 — метанол, этанол, пропанола, бутанола, амиловые спирты) на цеолитсодержащем катализаторе.

В процессе исследовательских работ был получен результат, позволивший подобрать оптимальный состав катализатора на основе цеолита типа ZSM-5.

Введение в технологическую схему нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий данного процесса позволяет получать из бензинового сырья компоненты автомобильных бензинов класса 5, содержащие в своем составе индивидуального бензола — не более 1,0 % об., ароматических углеводородов (в сумме) — не более 35 % об., олефинов — не более 18 % об.

Технология (технологическая установка) позволяет получать концентрат ароматических углеводородов, изменив температурный режим и соотношение сырьевых компонентов.

Материалы и методы исследования

Цеолиты группы пентасилов типа ZSM-5. Модификации катализатора TZP-724SAPR на основе цеолита. Метанол, низкооктановая бензиновая фракция, изобутан, головка стабилизации высокооктанового компонента бензина. ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия». Технологическая установка с реакторным блоком, позволяющим

управлять процессом синтеза, газожидкостный хроматограф «Кристаллюкс-4000М» (Россия).

Ключевые слова

гидроизомеризация, цеолит, катализатор, низкооктановая бензиновая фракция, оксигенат, изобутановая фракция, высокооктановый компонент автомобильного бензина

Для цитирования

Барильчук М., Ростанин Н.Н., Сергеева К.А. Превращение бензиновых фракций в высокооктановые компоненты автомобильных бензинов на цеолитсодержащих катализаторах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-60-64

Поступила в редакцию: 04.04.2024

OIL REFINING

UDC 665 | Original Paper

Conversion of gasoline fractions into components of gasoline based on zeolite-containing catalysts

Barilchuk M., Rostanin N.N., Sergeeva K.A.
“SAPR-NEFTEORGHIM” LLC, Moscow, Russia
nefteorghim@yandex.ru

Annotation

The purpose of research, design and design work by specialists of “SAPR-NEFTEORGHIM” LLC is to introduce into production an industrial process of joint processing of gasoline fractions mixed with oxygen-containing compounds (alcohols C_1-C_6 – methanol, ethanol, propanols, butanols, amyl alcohols) on a zeolite-containing catalyst. In the course of research work, a result was obtained that made it possible to select the optimal composition of the catalyst based on zeolite type ZSM-5. The introduction of this process into the technological scheme of petrochemical and oil refining enterprises makes it possible to obtain from gasoline raw materials components of class 5 gasoline containing individual benzene in its composition – no more than 1,0 % by volume, aromatic hydrocarbons (in total) – no more than 35 % by volume, olefins – no more than 18 % by volume.

The technology (technological installation) makes it possible to obtain a concentrate of aromatic hydrocarbons by changing the temperature regime and the ratio of raw materials.

Materials and methods

Zeolites of the pentasil group of the ZSM-5 type. Modifications of the TZP-724SAPR catalyst based on zeolite. Methanol, low-octane gasoline fraction, isobutane, the stabilization head of the high-octane component of gasoline. GOST 32513-2013 “Motor fuels. Unleaded gasoline. Technical conditions”. Technological installation with a reactor

unit allowing to control the synthesis process, gas-liquid chromatograph “Kristallux-4000M” (Russia).

Keywords

hydroisomerization, zeolite, catalyst, low-octane gasoline fraction, oxygenate, isobutane fraction, high-octane component of automobile gasoline

For citation

Barilchuk M., Rostanin N.N., Sergeeva K.A. Conversion of gasoline fractions into components of gasoline based on zeolite-containing catalysts. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-60-64

Received: 04.04.2024

Предлагаемая статья посвящена получению высокооктанового компонента товарных автомобильных бензинов соответствующего показателем ГОСТ 32513-2013 с содержанием в своем составе индивидуального бензола — не более 1,0 % об., ароматических углеводородов (в сумме) — не более 35 % об., олефинов — не более 18 % об.

Превращение бензиновых фракций в компоненты автомобильных бензинов

Принципиальное отличие предлагаемой к реализации технологии (гидроизомеризация низкооктановых бензиновых фракций) — использование смесового сырья (низкооктановой бензиновой фракции и оксигенатов) с рециклом изобутановой фракции в составе головки стабилизации.

Переработке подвергаются жидкие углеводородные фракции с температурой кипения 85–140(160) °С совместно с кислородсодержащими соединениями (предпочтительно от 20 % мас.), а именно спиртами C₁–C₆ (метанол, этанол, пропанолы, бутанолы, амиловые спирты).

Все современные разработки, включая РФ, способов переработки углеводородного сырья и кислородсодержащих соединений на цеолитсодержащих катализаторах группы пентасилов базируются на патентах и статьях фирмы Mobil Oil Corp. (США) по данной тематике, опубликованных в 70–80 годах XX века [1–10].

Разработанная специалистами ООО «СА-ПР-НЕФТЕОРГХИМ» технология [11, 12] дает возможность получить высокооктановый компонент, используемый при производстве товарных высокооктановых автомобильных бензинов АИ-92–АИ-95 (в перспективе — авиационный бензин).

Разработанный технологический процесс позволяет:

- регулировать октановые характеристики и компонентный состав конечного продукта, управляя процессом синтеза непосредственно в реакторах (температура, давление, соотношение потоков) с соответствующим распределением потоков сырья и кислородсодержащих соединений;
- оптимизировать количество образовавшихся в процессе синтеза сухих газов (метана и этана);
- увеличить межрегенерационный и эксплуатационный периоды работы цеолитсодержащего катализатора;
- загружать по высоте реактора катализаторы с отличающимися характеристиками, но дополняющими процесс необходимыми каталитическими свойствами.

Результаты превращения бензиновых фракций (процесс гидроизомеризации)

Экспериментальная работа проводилась на каталитической пилотной установке с изотермическим реактором (загрузка катализатора до 100 см³), позволяющей проводить гетерофазные реакции в неподвижном слое катализатора, регулировать состав жидкого и газообразного сырья, организовывать рецикл газообразных продуктов реакции, проводить эксперимент при температуре до 600 °С, давлении до 5,0 МПа.

Технологический режим изучаемого процесса в зависимости от состава исходного сырья:

- объемная скорость подачи — 1,0–2,0 час⁻¹;
- давление в реакторах процесса синтеза — 0,8–1,8 МПа;

- поддержание постоянства активности и селективности катализатора в процессе синтеза осуществляется температурным режимом процесса — 350–420 °С, в режиме ароматизации до 480 °С;
- соотношение (сырьевая фракция/ оксигенаты): 70–90/10–30+ % мас.;
- процесс проводится в таких условиях по температуре и объемной скорости подачи сырья, чтобы конверсия кислородсодержащей фракции была не менее 99,0 % мас.

Материальный баланс изучаемого процесса приведен в таблице 1.

Качество получаемой бензиновой фракции приведено в таблице 2.

Компонентный состав жидких продуктов может меняться в зависимости от качества исходного углеводородного сырья и соотношения (сырьевая фракция/оксигенаты), но будет удовлетворять требуемым критериям Заказчика по объемному содержанию в нем бензола, ароматических углеводородов и олефинов.

Межрегенерационный период работы катализатора до окислительной регенерации — не менее 400 часов.

Окислительная регенерация полностью восстанавливает активность, селективность по жидким продуктам и стабильность катализатора (количество кокса на катализаторе перед регенерацией — до 6 % мас.).

Гарантированный срок работы катализатора в промышленных условиях — не менее 2 лет, для экономического расчета принимается 5 лет.

Водный конденсат, образующийся в процессе синтеза, отделяется от продуктового потока в сепараторе и ректификационной колонне.

В предлагаемой к промышленной реализации установке для получения компонентов высокооктанового бензина из бензиновых фракций и оксигенатов [11, 12] используются опробованные в промышленности технологические решения и оборудование, в том числе для процесса переработки олефинсодержащих газов [13]. Процесс реализован специалистами ООО «СА-ПР-НЕФТЕОРГХИМ» и работает более 30 лет [14].

На чертеже (рис. 1) приведен один из вариантов монтажно — технологической схемы реакторного блока синтеза и регенерации катализатора установки получения компонентов высокооктанового бензина, включающей реакторы, технологически обвязанную с ними нагревательную, теплообменную, сепарирующую, емкостную аппаратуру, оборудование для нагревания сырья, охлаждения продуктов синтеза и газов регенерации, сепарации продуктов синтеза и регенерации.

Управление качеством продуктов реакции и температурным режимом в процессе синтеза производится при помощи секционированных реакторов и оборудования, обеспечивающего подвод тепла, распределение потоков на входе в каждую катализаторную секцию и варьирование загрузки катализаторами с дополняющими каталитическими свойствами.

Азотовоздушную окислительную регенерацию для восстановления каталитических свойств катализатора в реакторах обеспечивает контур регенерации.

Технологическая схема промышленного процесса гидроизомеризации низкооктановых бензиновых фракций предполагает их превращение как с оксигенатами, так и без них.

Табл. 1. Материальный баланс процесса совместной переработки прямогонной бензиновой фракции и метанола
Tab. 1. The material balance of the process of joint processing of straight-run gasoline fraction and methanol

Наименование	% мас.
Взято:	
- прямогонная углеводородная фракция (85–160 °С)	79,0
- метанол	21,0
Итого:	100,0
Получено:	
- газообразные углеводороды, в том числе водород	12,6
- бензиновая фракция	75,7/98,0 *
- водный конденсат	11,7
Итого:	100,0

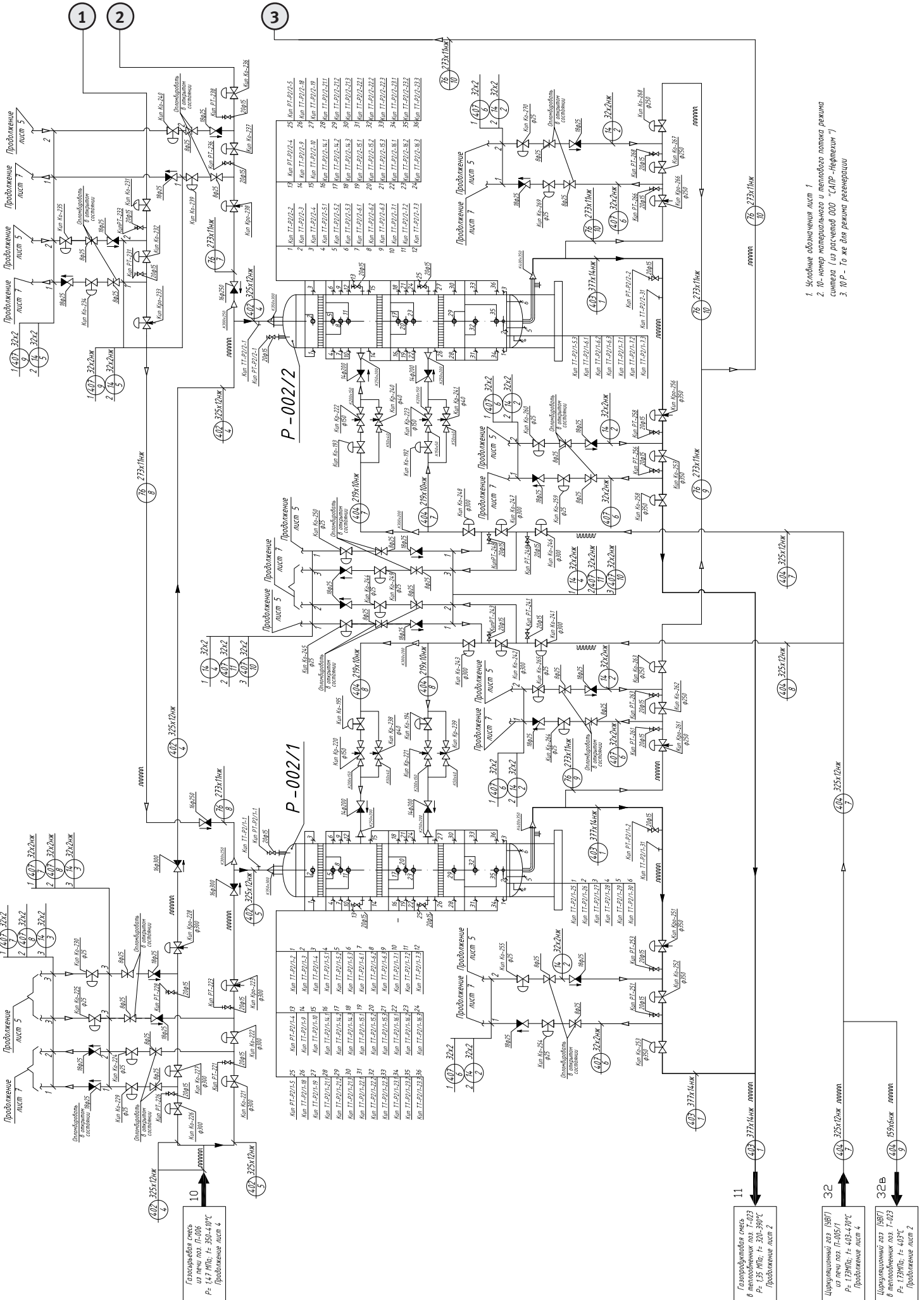
Табл. 2. Качество получаемой бензиновой фракции
Tab. 2. The quality of the resulting gasoline fraction

Показатель	Величина показателя
1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	737,0
2. Содержание серы, мг/кг	5,1
3. Октановое число по:	
- исследовательскому методу	92
- моторному методу	83
4. Фракционный состав:	
- Н.К., °С	24
- 10 %, °С	48
- 50 %, °С	109
- 90 %, °С	166
- 70 °С, %	24
- 100 °С, %	43
- 150 °С, %	84
К.К., °С	221
Выход, % об.	96
Остаток в колбе, % об.	1,1
5. Содержание бензола, % об.	0,6
6. Содержание углеводородов, % об.:	
- ароматических	22,5
- парафиновых	53,6
- нафтеновых	15,6
- непредельных	3,3

Важным фактором, влияющим на технологический процесс, качество производимого синтетического продукта являются разработанные специалистами ООО «СА-ПР-НЕФТЕОРГХИМ» катализаторы.

Основой катализаторов являются цеолиты группы пентасилов (типа ZSM-5).

Разработаны несколько модификаций катализатора T2P-724SAPR, позволяющего эффективно превращать парафиновые (в том числе бензиновую фракцию C₆-160 °С) и олефиновые углеводороды C₂–C₈ в компоненты товарных бензинов и дизельных топлив, а также получать ароматические углеводороды из углеводородного сырья C₂–C₇,



1. Условные обозначения лист 1
2. 10-номер материала и теплового потока режима синтеза (из расч.догов. "СЛР-Нефтехим")
3. 10-Р - То же для режима реверсрации

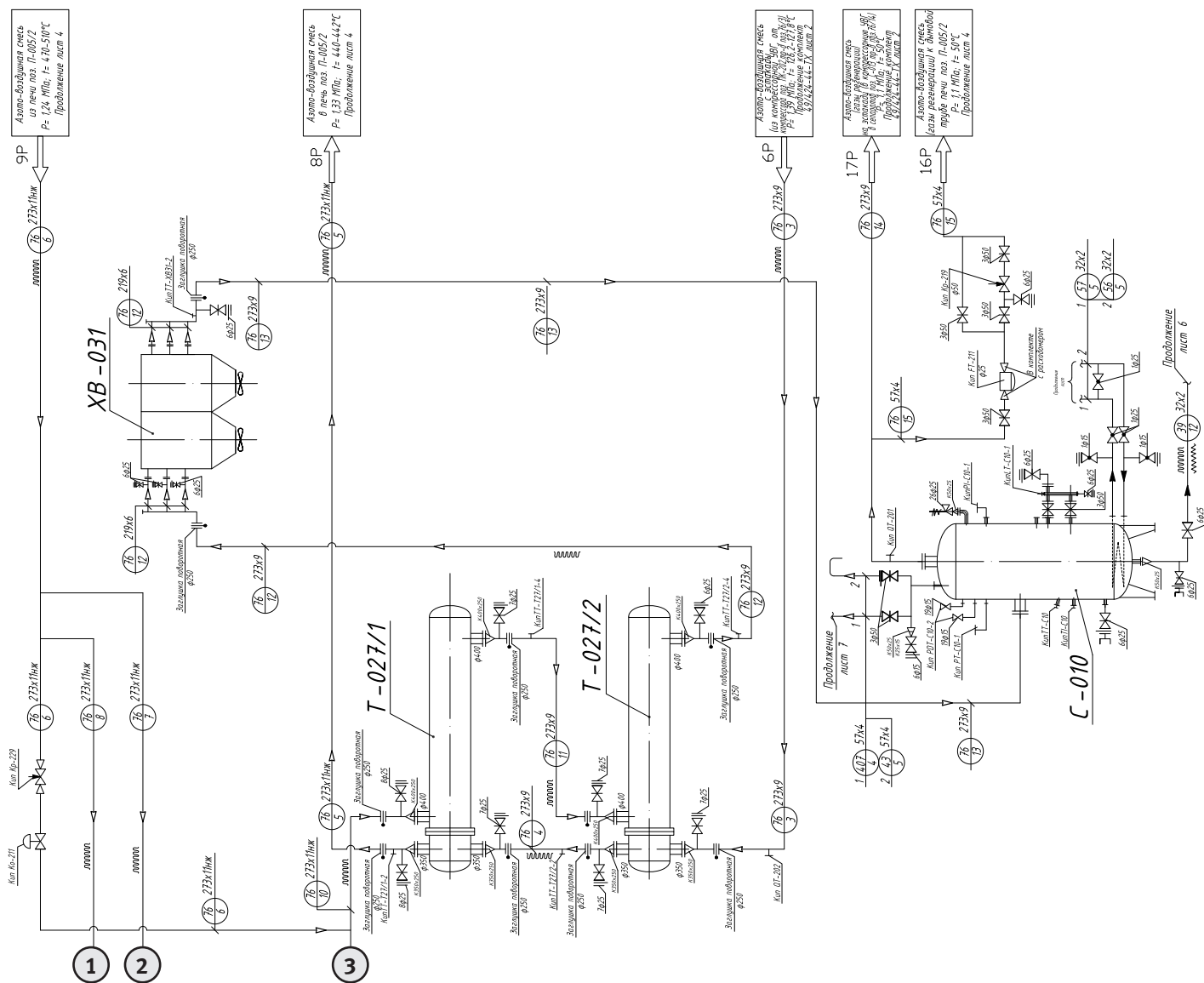


Рис. 1. Монтажно-технологическая схема установки получения компонентов высокооктанового бензина
Fig. 1. Technological scheme of the installation for the production of high-octane gasoline components

являющиеся сырьем для получения продукции с высокой добавленной стоимостью [15, 16].

Итоги

Представлена готовая для реализации в промышленном масштабе технология получения из низкооктановых бензиновых фракций и кислородсодержащих соединений компонентов автомобильных бензинов с содержанием бензола — не более 1,0 % об., ароматических углеводородов (в сумме) — не более 35,0 % об., олефинов — не более 18,0 % об.

Выводы

- Разработан эффективный цеолитсодержащий (на основе цеолитов группы пентасилов) катализатор для процесса превращения углеводородных фракций с температурой кипения 85–140(160) °С совместно с кислородсодержащими соединениями, а именно спиртами C₁–C₆ (метанол, этанол, пропанолы, бутанолы, амиловые спирты).
- Разработан промышленный процесс получения компонентов автомобильных бензинов АИ-92–АИ-95 класса 5 (ГОСТ 32513-2013) из низкооктановых бензиновых фракций и кислородсодержащих соединений.

Литература

1. Chang C.D. Hydrocarbons from methanol.

Catalysis Reviews, 1983, Vol. 25, issue 1, P. 1–118. (In Eng).

2. Миначев Х.М., Кондратьев Д.А. Свойства и применение в катализе цеолитов типа пентасила. Успехи химии. 1983. Том LII. № 12. С. 1921–1973.

3. Степанов В.Г., Ионе К.Г. Способ получения высокооктановых бензиновых фракций и ароматических углеводородов. Научно-инженерный центр «Цеосит» Объединенного института катализа СО РАН. Патент ЕВП № 003931. 2003. 9 с.

4. Ионе К.Г., Сенеч В.Н., Степанов В.Г. Установка каталитического получения высокооктановых бензиновых фракций и ароматических углеводородов. Инженерно-техническая фирма в форме товарищества с ограниченной ответственностью «Цеоконсалт». Патент РФ № 2098173. 1996. 10 с.

5. Ечевский Г.В., Степанов В.Г., Ионе К.Г. Способ получения бензиновых фракций и ароматических углеводородов. Конструкторско-технологический институт каталитических и адсорбционных процессов на цеолитах «Цеосит» СО РАН. Патент РФ № 2103322. 1995. 10 с.

6. Степанов В.Г., Ионе К.Г. Способ получения высокооктановых бензиновых фракций и ароматических

углеводородов. Конструкторско-технологический институт каталитических и адсорбционных процессов на цеолитах «Цеосит» Сибирского отделения РАН, Патент РФ № 2137809. 1998. 8 с.

7. Снытников Г.П., Степанов В.Г., Ионе К.Г. Способ получения высокооктановых бензиновых фракций и ароматических углеводородов (варианты). Научно-инженерный центр «Цеосит» Объединенного института катализа СО РАН. Патент РФ № 2208624. 2001. 17 с.

8. Долинский С.Э., Лицинер И.И., Малова О.В. Способ получения высокооктановых бензинов. Патент РФ № 2284343. 2005. 10 с.

9. Тарасов А.Л., Лицинер И.И., Малова О.В., Беляев А.Ю., Виленский Л.М. Катализатор и способ совместной переработки низкооктановых углеводородных фракций и алифатических спиртов и/или диметилового эфира. Патент РФ № 2429910. 2010. 10 с.

10. Беляев А.Ю., Виленский Л.М., Лицинер И.И., Малова О.В., Тарасов А.Л. Способ и устройство получения высокооктановых бензинов путем совместной переработки углеводородных фракций и кислородсодержащего органического сырья. Патент РФ № 2567534. 2014. 10 с.

11. Барильчук М., Ростанин Н.Н., Шлейникова Е.Л. Способ олигомеризации олефинов C_2-C_{10} и комплексная установка получения высокооктановых бензинов, дизельных фракций или ароматических углеводородов из углеводородных фракций C_1-C_{10} различного состава и кислородсодержащих соединений C_1-C_6 с его использованием. Патент ЕПВ № 39642. 2018. 21 с.
12. Барильчук М., Байкова Е.А., Богданова А.А., Ростанин Н.Н., Шлейникова Е.Л. Комплексная установка для переработки смеси углеводородов C_1-C_{10} различного состава и кислородсодержащих соединений. Патент РФ № 2671568. 2016. 21 с.
13. Фалькевич Г.С., Ростанин Н.Н., Барильчук М.В., Ростанина Е.Д. Способ олигомеризации низших олефинов. Патент РФ № 2135547. 1998. 16 с.
14. Фалькевич Г.С., Барильчук М.В., Тарабрина Е.И., Клычмурадов А.М., Ростанин Н.Н., Нефедов Б.К. Новая технология переработки олефинсодержащих газов каталитического крекинга // Химия и технология топлив и масел. 1999. № 2. С. 9–10.
15. Барильчук М., Ростанин Н.Н. Катализатор и способ превращения алифатических углеводородов C_2-C_{12} , спиртов C_1-C_5 , их эфиров или их смесей друг с другом в высокооктановый компонент автомобильного бензина или в дизельную фракцию. Патент ЕПВ № 033290. 2016. 14 с.
16. Барильчук М., Ростанин Н.Н. Катализатор и способ превращения алифатических углеводородов C_2-C_{12} , спиртов C_1-C_5 , их эфиров или их смесей друг с другом в высокооктановый компонент бензина или концентрат ароматических углеводородов. Патент РФ № 2658832. 2017. 29 с.

ENGLISH

Results

Briefly presented the technology of obtaining low-octane hydrocarbon gasoline fractions with the maximum possible yield of liquid products corresponding in basic parameters to the components of automobile gasoline with a benzene content in its composition – no more than 1,0 % vol., aromatic hydrocarbons (in total) – no more than 35,0 % vol., olefins – no more than 18,0 % vol.

Conclusions

- An effective zeolite-containing (based on zeolites of the pentasil

group) catalyst has been developed for the conversion of hydrocarbon fractions with a boiling point of 85–140 (160) °C together with oxygen-containing compounds, namely, alcohols C_1-C_6 (methanol, ethanol, propanols, butanols, amyl alcohols).

- An industrial process has been developed for the production of components of automobile gasoline AI-92–AI-95 class 5 (GOST 32513-2013) from low-octane gasoline fractions and oxygen-containing compounds.

References

- Chang C.D. Hydrocarbons from methanol. Catalysis reviews, 1983, Vol. 25, issue 1, P. 1–118. (In Eng).
- Minachev H.M., Kondratiev D.A. Properties and application in catalysis of zeolites of the pentasil type. The successes of chemistry, 1983, Vol. III, issue 12, P. 1921–1973. (In Russ).
- Stepanov V.G., Lone K.G. Method of obtaining high-octane gasoline fractions and aromatic hydrocarbons. Scientific and Engineering Center “Zeosit” of the Joint Institute of Catalysis SB RAS, Patent EVP № 003931, 2003, 9 p. (In Russ).
- Lone K.G., Senich V.N., Stepanov V.G. Installation for the catalytic production of high-octane gasoline fractions and aromatic hydrocarbons. An engineering and technical company in the form of a limited liability partnership “Zeokonsalt”, RF Patent № 2098173, 1996, 10 p. (In Russ).
- Yechevsky G.V., Stepanov V.G., Lone K.G. Method of obtaining gasoline fractions and aromatic hydrocarbons. Design and Technological Institute of Catalytic and Adsorption Processes on Zeolites “Zeosit” SB RAS, RF Patent № 2103322, 1995, 10 p. (In Russ).
- Stepanov V.G., Lone K.G. Method of obtaining high-octane gasoline fractions and aromatic hydrocarbons. Design and Technological Institute of Catalytic and Adsorption Processes on Zeolites “Zeosit” of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, RF Patent № 2137809, 1998, 8 p. (In Russ).
- Snytnikova G.P., Stepanov V.G., Lone K.G. Method of obtaining high-octane gasoline fractions and aromatic hydrocarbons (variants). Scientific and Engineering Center “Zeosit” of the Joint Institute of Catalysis SB RAS, RF Patent № 2208624, 2001, 17 p. (In Russ).
- Dolinsky S.E., Lischiner I.I., Malova O.V. A method for producing high-octane gasoline. RF Patent № 2284343, 2005, 10 p. (In Russ).
- Tarasov A.L., Lischiner I.I., Malova O.V., Belyaev A.Yu., Vilensky L.M. Catalyst and method of joint processing of low-octane hydrocarbon fractions and aliphatic alcohols and/or dimethyl ether. RF Patent № 2429910, 2010, 10 p. (In Russ).
- Belyaev A.Yu., Vilensky L.M., Lischiner I.I., Malova O.V., Tarasov A.L. Method and device for producing high-octane gasoline by joint processing of hydrocarbon fractions and oxygen-containing organic raw materials. Patent of the Russian Federation № 2567534, 2014, 10 p. (In Russ).
- Barilchuk M., Rostanin N.N., Shleinikova E.L. A method for oligomerization of olefins C_2-C_{10} and a complex installation for the production of high-octane gasoline, diesel fractions or aromatic hydrocarbons from hydrocarbon fractions C_1-C_{10} of various compositions and oxygen-containing compounds C_1-C_6 using it. EPO Patent № 39642, 2018, 21 p. (In Russ).
- Barilchuk M., Baykova E.A., Bogdanova A.A., Rostanin N.N., Shleinikova E.L. Complex plant for processing a mixture of C_1-C_{10} hydrocarbons of various compositions and oxygen-containing compounds. RF Patent № 2671568, 2016, 21 p. (In Russ).
- Falkevich G.S., Rostanin N.N., Barilchuk M.V., Rostanina E.D. The method of oligomerization of lower olefins. RF Patent № 2135547, 1998, 16 p. (In Russ).
- Falkevich G.S., Barilchuk M.V., Tarabrina E.I., Klychmuradov A.M., Rostanin N.N., Nefedov B.K. A new technology for processing olefin-containing gases by catalytic cracking. Chemistry and technology of fuels and oils, 1999, issue 2, P. 9–10. (In Russ).
- Barilchuk M., Rostanin N.N. A catalyst and a method for converting aliphatic hydrocarbons C_2-C_{12} , alcohols C_1-C_5 , their esters or their mixtures with each other into a high-octane component of automobile gasoline or into a diesel fraction. EUP patent № 033290, 2016, 14 p. (In Russ).
- Barilchuk M., Rostanin N.N. A catalyst and a method for converting aliphatic hydrocarbons C_2-C_{12} , alcohols C_1-C_5 , their esters or their mixtures with each other into a high-octane component of gasoline or a concentrate of aromatic hydrocarbons. RF Patent № 2658832, 2017, 29 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Барильчук Михайло, генеральный директор, ООО «САПР-НЕФТЕОРГХИМ», Москва, Россия
Для контактов: nefteorghim@yandex.ru

Ростанин Николай Николаевич, руководитель отдела катализаторов, ООО «САПР-НЕФТЕОРГХИМ», Москва, Россия

Сергеева Кристина Алексеевна, главный инженер, ООО «САПР-НЕФТЕОРГХИМ», Москва, Россия

Barilchuk Mikhailo, general director, “SAPR-NEFTEORGHIM” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: nefteorghim@yandex.ru

Rostanin Nikolay Nikolaevich, head of catalysts department, “SAPR-NEFTEORGHIM” LLC, Moscow, Russia

Sergeeva Kristina Alekseevna, chief engineer, “SAPR-NEFTEORGHIM” LLC, Moscow, Russia

ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

- Производитель узлов технологических трубопроводов и соединительных деталей трубопровода

01 ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ



ТРУБЫ

**ВНУТРЕННЕЕ
ПОЛИМЕРНОЕ
ПОКРЫТИЕ**

**НАРУЖНОЕ
ПОЛИМЕРНОЕ
ПОКРЫТИЕ**

**НАРУЖНОЕ
ДУХСЛОЙНОЕ
ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ
ПОКРЫТИЕ**

**НАРУЖНОЕ
ТРЕХСЛОЙНОЕ
ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ
ПОКРЫТИЕ**



СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

На основе эпоксидных порошковых материалов.

На основе эпоксидных порошковых материалов.

Весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с термопластичным адгезивом.

Весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с эпоксидно-порошковым праймером, с термопластичным адгезивом.



СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

02 СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ



СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ

- Качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие;



НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ

- Спецдетали любой сложности по чертежам Заказчика, как плоские - так и пространственные (трехмерные);



ТЗ ЗАКАЗЧИКА

- Входной контроль материалов межоперационный и приемосдаточный;
- Проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля.

ДОСТАВЛЯЕМ ПРОДУКЦИЮ ПО ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СТРАН СНГ

Отсканируйте QR-код чтобы оставить заявку на сайте living-snab.ru



🏠 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Объездной тракт, 9

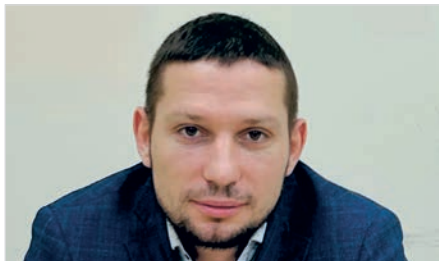
☎ +7 (800) 500-82-13
+7 (8553) 38-09-06

✉ livingsnab@bk.ru

КАЧЕСТВО НАШЕЙ ПРОДУКЦИИ СООТВЕТСТВУЕТ ГОСТ И ТУ И ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ СЕРТИФИКАТАМИ КАЧЕСТВА

Импортозамещение и реверсинжинеринг

Об уникальных компетенциях компании, позволяющих динамично развиваться и быть востребованными.



Технический директор
ООО «Русь-Турбо»
Артем Станюлис

– Артем Александрович, в чем заключается основная деятельность компании «Русь-Турбо»?

– Компания «Русь-Турбо» видит свою миссию в импортозамещении в области обслуживания газовых, паровых турбин и вспомогательного оборудования иностранного производства. Мы гордимся тем, что можем предложить полный комплекс сервисных услуг без необходимости привлечения западных специалистов, так как у нас есть

достаточный опыт и знания для выполнения этих задач.

– В чем причина быстрого роста компании: от новичка до лидера сегмента? Это был маркетинговый успех, человеческие ресурсы, свободные ниши или какие-то другие факторы?

– Самое главное, ООО «Русь-Турбо» смело зарекомендовало себя как надежный подрядчик в области ремонта газовых и паровых турбин иностранного производства. Зачастую российские компании сталкивались с проблемой недостатка опыта или знаний и приглашали иностранных специалистов для получения технической поддержки в процессе ремонта. Однако такой подход приводил к значительному удорожанию сервисного обслуживания и увеличению сроков проведения работ. Это происходило из-за отсутствия необходимых запчастей, которые приходилось заказывать из-за границы. Наша компания выполняет полный комплекс работ с поставкой только необходимых запчастей для сервиса оборудования закупленного у дружественных стран или изготовленных на собственной площадке.

– В рамках масштабной программы импортозамещения вами активно используются схемы реверсинжиниринга. Как работает эта схема?

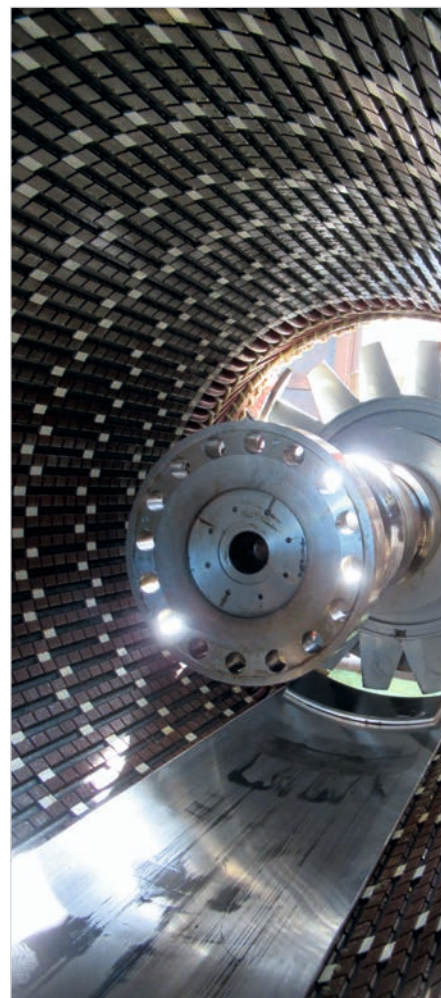
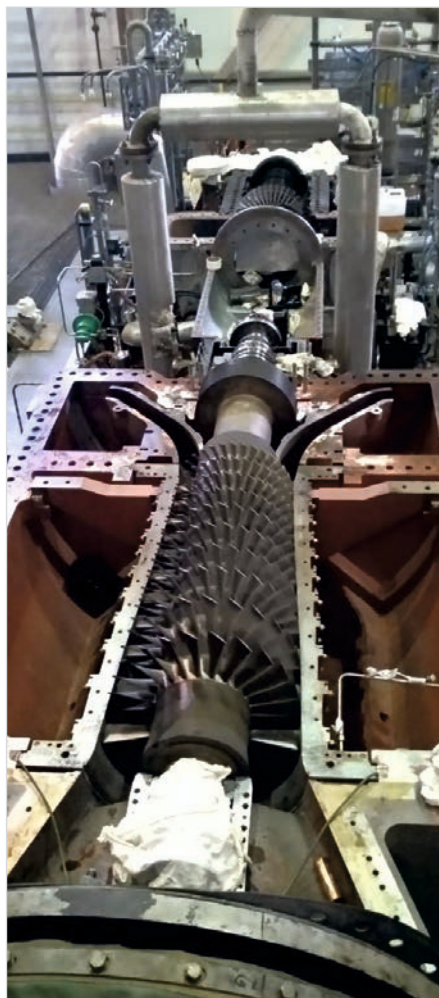
– В последнее время возникли новые проблемы для российских потребителей. Сначала из-за пандемии, а теперь, в связи с введенными санкционными ограничениями, зарубежные производители либо отказываются от сотрудничества с российскими партнерами, либо устанавливают неприемлемые цены и сроки или вообще игнорируют запросы.

– Где вы находите нужные запчасти, в России или за рубежом? Учитывая экономическую ситуацию, является ли это сложным насколько?

– За семь лет своей деятельности мы исследовали множество вариантов и можем предложить возможность заказа необходимых запчастей как в России, так и за рубежом, например, из Китая, Индии и Ирана.

Однако, наша компания также готова предложить альтернативное решение для заказчиков. Мы можем создать собственные чертежи и изготовить необходимые запчасти на паровые и газовые турбины в процессе ремонтных работ.

195253, г. Санкт-Петербург,
Шоссе Революции, д. 58
8 (800) 201-90-46
info@russturbo.ru
russturbo.ru



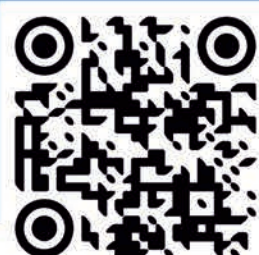


КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН

комплексный ремонт, восстановление
и техническое обслуживание основного
и вспомогательного оборудования предприятий
нефтяной и газовой промышленности,
тепловых электростанций



Больше
информации
об услугах
ООО «Русь-Турбо»



info@russturbo.ru



www.russturbo.ru



8 (800) 201-90-46

КОМПЛЕКС МОНИТОРИНГА ТЕМПЕРАТУРЫ «ПАРМА КМТ»



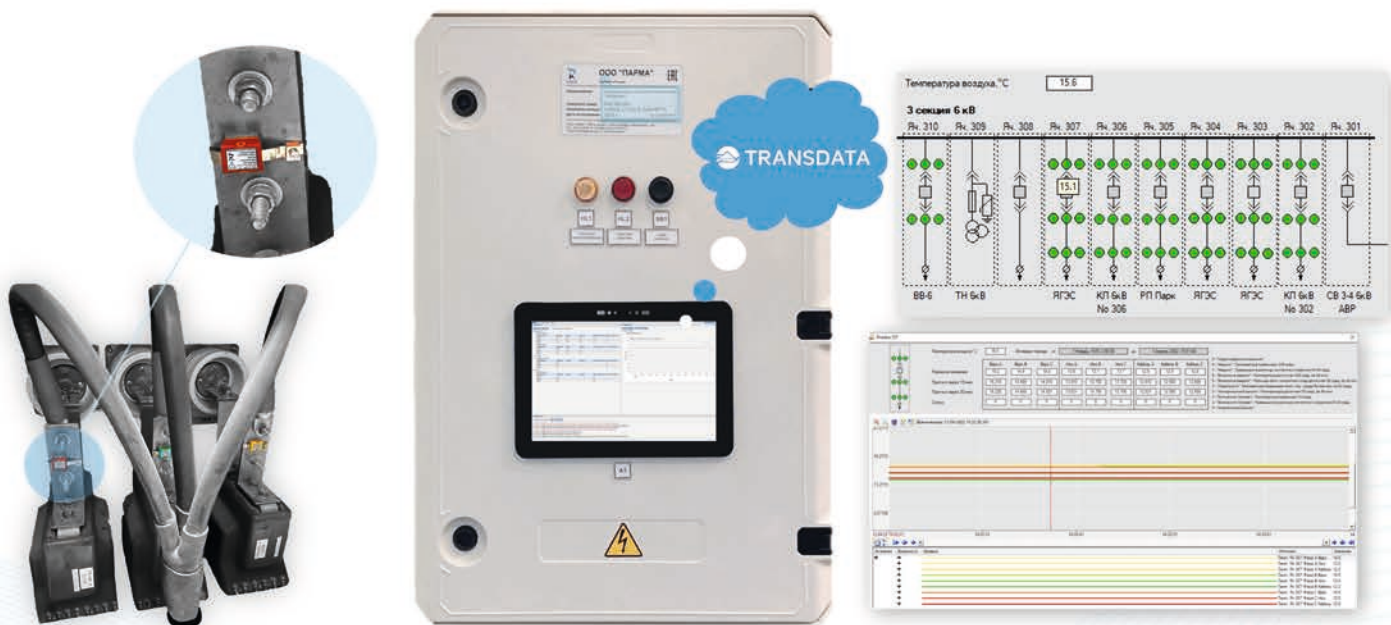
Автоматизированная система непрерывного контроля нагрева в местах контактных соединений токопроводов в КТП 6(10)-20/0,4 кВ, КТП блочные, КСО 6(10)-35 кВ, КРУ/ЗРУ 6(10)-35 кВ, ЩСН, НКУ 0,4 кВ



Централизованная обработка, архивация, отображение и анализ данных, выявления трендов и развития дефектов на уровне одного энергообъекта или РЭС в ПО «TRANSDATA»



Передача телеметрии в устройства верхнего уровня (SCADA-системы) по протоколу МЭК 60870-5-104 для ONLINE мониторинга и аналитики данных



1

ДАТЧИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ И ТОКА

- Три типа датчиков температуры (ПДТ, ДТТ, ШДТ)
- Питание от тока, батареи (3В), сети (110/220В)
- Измерение температуры от -40°C до +140°C, тока от 1 А до 400 А
- Беспроводной канал связи (разрешенная частота)
- Дальность передачи данных - до 1000 м
- Период передачи данных - один раз в 1-240 с
- Точность измерений ±1°C
- Крепление на DIN-рейку/стяжкой/лентой из специального сплава

2

ШКАФ КМТ

- Два вида шкафа (с панельным (сенсорный экран) или с промышленным компьютером (с/без подогрева))
- Единый сбор данных одним шкафом с 80 ячеек
- Местная индикация (АВАРИЯ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ)
- Передача данных телеметрии по МЭК 60870-5-104
- Непрерывный контроль статических и динамических режимов работы энергетического оборудования, конфигурирование системы в специализированном ПО «TRANSDATA»

3

SCADA-СИСТЕМА

- Отображение телеметрии «ПАРМА КМТ» в любых SCADA-системах для online мониторинга и аналитики (создания отчетов, построения трендов, логирования данных)
- Опционально возможна поставка со специализированной SCADA-системой производства ООО «ПАРМА»



Исходная информация для предоставления ТКП

1. Однолинейная схема энергообъекта
2. План расположения оборудования на энергообъекте (по запросу)

ООО «ПАРМА»
198216, Санкт-Петербург, Ленинский проспект, 140
Тел.: +7(812) 500-86-10 e-mail: parma@parma.spb.ru
www.parma.spb.ru



**Электрод
«БИПРОН»
и «МАГ» —**



**это лучший
выбор,
а НЕ АБЫ КАК!**

ОТЕЧЕСТВЕННОЕ ЭКОНОМИЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОГО И ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



РОССИЙСКИЙ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ

Проектируем и оснащаем «под ключ» производственные, научные, аналитические, технологические и пр. лаборатории

Мини-экспресс-лаборатория «Пчёлка-Р»



Предназначена для экспресс-контроля химической загрязненности объектов окружающей среды: воздуха и промышленных газовых выбросов, воды и водных сред (взвесей, суспензий), сыпучих материалов неизвестного происхождения, продуктов питания. Позволяет существенно сократить затраты на осуществление санитарно-химического и экологического контроля химической загрязненности объектов окружающей среды.

Индикаторные трубки



Для экспресс-контроля массовой и/или объёмной концентрации вредных веществ в газовой среде. Индикаторные трубки внесены в Госреестр России, Беларуси, Казахстана. Имеют сертификат соответствия. Поставляем более 1000 наименований индикаторных трубок ведущих отечественных и зарубежных производителей.

Насос-пробоотборник ручной НП-3М



Для отбора разовых проб воздуха и газовой смеси с целью последующего определения их химического состава с использованием индикаторных трубок в соответствии с ГОСТ Р 51712-2001, ГОСТ 12.1.014-84, ГОСТ Р 51945-2002. Два режима дозирования объёма, поверка. Комплект ЗИП. Возможна поставка измерителя объёма ИО-2 для измерения и контроля достоверности фактического объёма воздуха, просасываемого насосом НП-3М, заявленному по документам.

Зонд пробоотборный модели ЗП-ГХКМ



Для отбора проб газовых сред из труднодоступных мест с последующим их анализом с применением индикаторных трубок совместно с насосом-пробоотборником НП-3М. Обеспечивает удобство выполнения химического экспресс-анализа в труднодоступных местах, не имеющих отрицательного давления, таких как кабельные колодцы, склады, баки, трубопроводы, система вентиляции цехов и т.п.

Комплект грелки для работы с индикаторными трубками в условиях пониженных температур



Для химического экспресс-анализа воздуха и газовой смеси с помощью индикаторных трубок при пониженных температурах (ниже рабочих условий). Позволяет использовать индикаторные трубки при температуре от минус 8 до плюс 10 °С.

Емкость полиэтиленовая газовая ЕПГ



Для отбора проб газа (воздуха, а также паровоздушных и газовой смеси) с целью их кратковременного хранения и доставки к месту последующего анализа. Благодаря оснащению двумя штуцерами с зажимами, а также застёжкой «молнией», позволяет отбирать пробы из баллонов и газовых магистралей с избыточным давлением, а также непосредственно из воздуха при атмосферных условиях.

3D

АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающие ваши задачи



Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме



Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла. Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

23-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

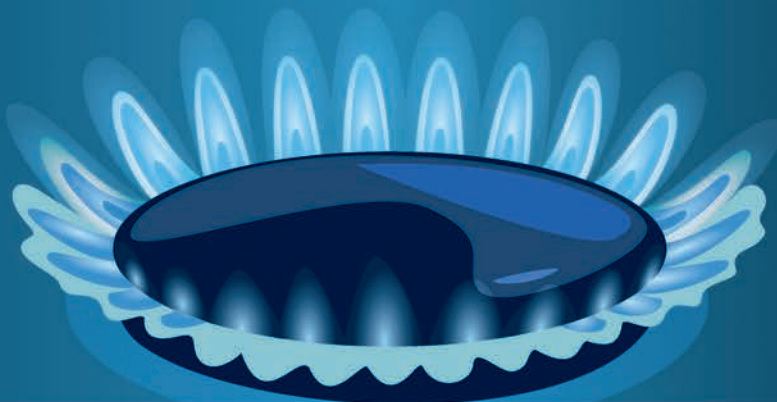
НЕФТЕГАЗ-2024



www.neftegaz-expo.ru

15–18 апреля 2024

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



Россия

Уфа Республика
Башкортостан



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

32-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
21-24 мая 2024 года

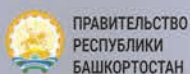
www.gntexpo.ru

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

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2024](https://vk.com/gntexpo2024)



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН

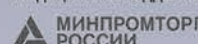


МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

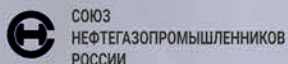


МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

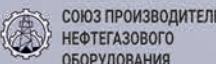
ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



Netgaz.RU



ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ



ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ



ЕНИА



СНГ



ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ



АССОЦИАЦИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
ГАЗА РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И
НЕФТЕХИМИКОВ
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



АССОЦИАЦИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
ОБОРУДОВАНИЯ
НОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
ГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ



СФЕРА



РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА
И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



Media02



официальная поддержка:



Министерство
промышленности
и торговли Пермского края



Торгово-промышленная
палата
Российской Федерации

генеральный партнёр:



нефть и газ, химия. ТЭК

10–12/09
Пермь, 2024

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



место проведения:

КВЦ «Пермь Экспо»
г. Пермь,
шоссе Космонавтов, 59

подать заявку на участие:

+7 (342) 264-64-55,
+7 (952) 333-00-09
aleinik@proexpo.ru
oil.proexpo.ru





2024

25-27 сентября
Казахстан, Алматы



KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

29-я Казахстанская
международная выставка и конференция

«Нефть и Газ»



Подробная информация:

www.kioge.kz



[kioge.kz](https://www.instagram.com/kioge.kz)



[kiogekazakhstan](https://www.facebook.com/kiogekazakhstan)



XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2024**

XXIX INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.
OIL & GAS
2024**

**27-29
СЕНТЯБРЯ
2024**



**sngexpo.ru
+7 (3462) 94-34-54**

XIII Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

8–11 октября 2024



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626) | GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU

22-я АЛЬМЕТЬЕВ- СКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ
ПАО «ТАТНЕФТЬ»



Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕНИЕ

NT-EXPO.RU

2024

16-18 ОКТЯБРЯ
г. Альметьевск

ОПТИМИЗИРУЙТЕ МОНТАЖ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ **НА 30-60%**



За счет использования гибких полимерных армированных труб нового поколения (ГПАТ)

Сферы применения: нефтепроводы, водоводы, трубопроводы систем поддержания пластового давления, систем искусственного снегообразования, горное строительство, а также промышленных трубопроводов иных назначений»

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Быстрый ввод в **эксплуатацию**
- Высокая коррозионная **стойкость**
- Снижение расходов на монтаж **до 60%**
- **Минимальные** эксплуатационные расходы

ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Поставляется на барабанах отрезками **до 500 м.**
- Внутренние диаметры **от 50 до 200 мм.**
- Рабочее давление **до 25 МПа**
- Заводская ППУ **теплоизоляция**
- Срок службы **до 25 лет**
- Температура носителя **до 115 С°**
- Температура эксплуатации **+/-60 С°**

Мимир Инжиниринг - **первый в России** производитель ГПАТ по новой технологии со связанными слоями. Производство полностью **локализовано** на территории РФ. Собственное производство армирующих элементов, научно-конструкторский отдел и испытательная лаборатория позволяют обеспечить **полный контроль** на всех этапах производства и находить оптимальные технические решения для наших Заказчиков. Разработаны и успешно реализованы **специальные проекты** для северных регионов - трубопроводы в заводской изоляции с системой электрообогрева.



Получите консультацию

8 (812) 385-72-04

promvnt.com

info@mimir-e.ru

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химстойкого исполнения для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.



Запатентованная конструкция редуктора «Герметичный корпус» исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

Помимо стандартных типоразмеров перемешивателей, наша компания предлагает к поставке любые нестандартные перемешивающие устройства по техническим требованиям заказчика, в том числе с герметичным уплотнением, а также с электрическими шкафами управления.

Мешалка «Турбинное крыло» значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузку при перемешивании.



ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

На сегодняшний день компания SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

РОССИЙСКОЕ
100%
ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ



ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ



МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА



SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г. Томск, ул. Высоцкого, д. 28 стр. 2 тел/факс: +7 (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
www.smc.tomsk.ru