№2 (75) МАЙ 2020

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Моделирование использования дисперсных составов для увеличения нефтеотдачи

ТРАНСНЕФТЬ

Влияние температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода

ЛУКОЙЛ

Дифракционная визуализация нарушений доюрского комплекса Западной Сибири

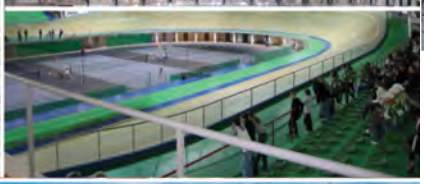
СВЕРХВЯЗКАЯ НЕФТЬ

Облагораживание нефти с применением растворителей при паротепловом воздействии

Available on the App Store

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ



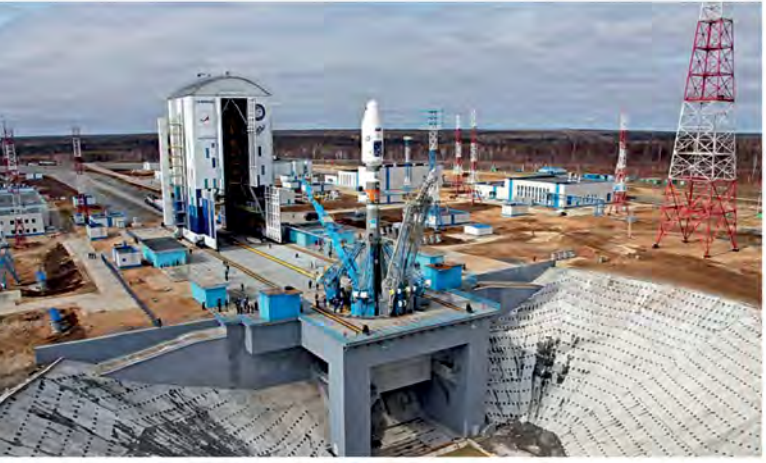
Успех в борьбе с коррозией возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей.

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА КОРРОЗИИ

БОЛЕЕ **50** ЛЕТ

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



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

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

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

более **20–25** лет

СТОЙКОСТЬ К УФ

покрытие **не выгорает**, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

от **196** до **700°С**

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

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

НАНЕСЕНИЕ

до **–30°С.**

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Л.И. Зинатуллина. Формирование базы геолого-геофизических и геохимических данных для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Ямальского полуострова

Геофизика

16 Л.И. Давлетова, Р.Ю. Бояркин, Г.А. Микеров, И.Н. Керусов, А.И. Хисамутдинова, Д.Е. Мирошниченко. Изучение тектонических нарушений доюрского комплекса Западной Сибири методом дифракционной визуализации

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

21 И.Ш.С. Салих, А.К. Ишимбаев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин. Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии

Оборудование

26 ЭНЕРГАЗ: Качественный сервис — обязательный фактор эффективности и надежности оборудования газоподготовки

32 В.В. Мазаев. Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (75) май 2020

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 92-38-33

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

Miami, FL, USA, +1 (954) 646-19-08

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 06-20/01-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 29.05.2020
ТИРАЖ: 3 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

36 Антипомпажный клапан производства «Некст Трейд» прошел успешные испытания в Надыме

38 В.И. Лесин, Ю.В. Алексеева. Исследование режимов воздействия сдвиговыми напряжениями с целью снижения вязкости нефти

Насосы

43 А.Е. Горлов. Влияние частоты вращения вала на изменение КПД высокооборотных насосов при стендовых и промысловых испытаниях

48 Насосное оборудование и мультифазные насосные системы для нефтегазодобывающей промышленности от компании "Купер"

Трубопровод

50 С.А. Шоцкий. Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода на стадии эксплуатации

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Рябинина И.В. / irina@expoz.ru

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

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

ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА МИДА

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Датчики давления МИДА-15-Э

1

Сертифицированные эталонные.
С цифровым выходным сигналом RS-485/Modbus имеют основную погрешность не хуже 0,05% и такую же относительную погрешность в интервале 10-100% от диапазона измерения.

Датчики давления МИДА-ДИ-13П-ОМ и МИДА-ДИ-13П-ПМ

2

Для измерения давления вязких жидкостей и жидкостей с твердыми включениями, в частности пульпы, в ПГ МИДА.

Преобразователи МИДА-ПИ(ПА)-82, МИДА-ПИ-(ПА)-87 и МИДА-ПИ(ПА)-88

3

Точность не хуже 0,1%.
Для измерительных комплексов в газовых и нефтяных скважинах. В зависимости от метода закрепления имеют диаметр 16,14 и 10 мм. Диапазоны измерения давления составляют от 1 до 160 МПа, диапазон температур от -40°С до +300°С

sales@midaus.com, info@midaus.com
8-800-200-03-04
www.midaus.com

CONTENT

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

10 Liliya I. Zinatullina. Formation of a base of geological-geophysical and geochemical data for assessing the prospects of oil and gas potential of deep deposits of the Yamal Peninsula

Geophysics

16 Lidiya I. Davletova, Roman Yu. Boyarkin, Georgy A. Mikerov, Igor N. Kerusov, Aysylu I. Khisamutdinova, Dmitry E. Miroshnichenko. The study of tectonic dislocations of the pre-jurassic complex of Western Siberia in the field of diffracted waves

PRODUCTION

Oil production

21 Indad Sh.S. Salih, Azat K. Ishimbaev, Irek I. Mukhamatdinov, Alexey V. Vakhin. Upgrading of Ashal'cha heavy oil in the presence of solvents under steam treatment

32 Vladimir V. Mazaev. Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery

38 Victor I. Lesin, Yulia V. Alekseeva. Research of modes of exposure by shear stresses in order to reduce petroleum viscosity

Pumps

43 Aleksandr E. Gorlov. The influence of the shaft speed on the change in the efficiency of high-speed pumps during bench and field tests

Pipeline

50 Sergey A. Shockiy. Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
2 (75) may 2020

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 92-38-33

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

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

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

WEBSITE:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNERS:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Irina Ryabinina / irina@expoz.ru

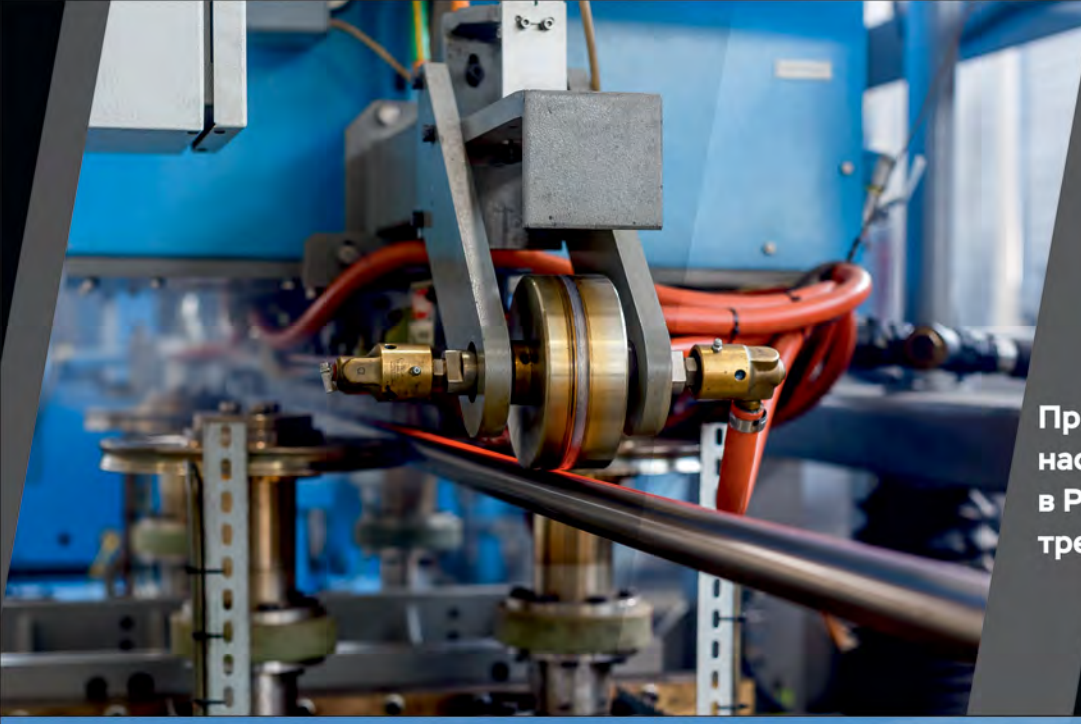
DIRECTORATE:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

ISSUE DATE: 29.05.2020

CIRCULATION: 3 000 copies

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



ESTM

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

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

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

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10073 УДК 551 | Научная статья

Формирование базы геолого-геофизических и геохимических данных для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Ямальского полуострова

Л.И. Зинатуллина
Институт проблем нефти и газа РАН | Москва Россия
zinatullina@ipng.ru

Аннотация
На сегодняшний день актуальной является проблема геолого-геофизического изучения и оценки ресурсов углеводородов (УВ) горизонтов, залегающих на глубинах свыше 4000 м. В статье показан, комплексный подход к изучению нижнеюрских и доюрских отложений на Ямальском полуострове. Данные отложения обладают ресурсным потенциалом и перспективны для открытия месторождений УВ.

Материалы и методы
Данные геологической изученности: стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности полуострова Ямал, построение геологического профиля.

Ключевые слова
геология, глубокие горизонты, Западная Сибирь, газ, доюрские отложения, перспективы нефтегазоносности, полуостров Ямал

Для цитирования:
Л.И. Зинатуллина. Формирование базы геолого-геофизических и геохимических данных для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Ямальского полуострова // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 10-13. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10073.

Поступила в редакцию: 13.02.2020

UDC 551 | Original Paper

Formation of a base of geological-geophysical and geochemical data for assessing the prospects of oil and gas potential of deep deposits of the Yamal Peninsula

Liliya I. Zinatullina
Institute of Oil and Gas Problems RAS | Moscow, Russian Federation
zinatullina@ipng.ru

Abstract
Today, the problem of geological and geophysical study and assessment of hydrocarbon (HC) resources of horizons lying at depths of more than 4000 m is relevant. The article shows a comprehensive approach to the study of Lower Jurassic and Pre-Jurassic deposits on the Yamal Peninsula. These deposits have resource potential and are promising for the discovery of hydrocarbon deposits.

Keywords
geology, deep lying formation, Western Siberia, gas, pre-Jurassic deposits, oil and gas prospects, Yamal Peninsula

Materials and methods
Data of geological knowledge: stratigraphy, tectonics, oil and gas potential of the Yamal Peninsula, the construction of a geological profile.

For citation:
Liliya I. Zinatullina. Formation of a base of geological-geophysical and geochemical data for assessing the prospects of oil and gas potential of deep deposits of the Yamal Peninsula // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp.10-13. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10073.

Received: 13.02.2020

Введение (актуальность)

Полуостров Ямал является одним из важнейших стратегических центров газоносности Российской Федерации. На сегодняшний день по опубликованным данным ПАО «Газпром», суммарные запасы и ресурсы всех месторождений полуострова Ямал составляют более 26 трлн куб. м газа, 1,6 млрд тонн газового конденсата и порядка 300 млн тонн нефти. Представление о геологическом строении глубоких горизонтов претерпевает кардинальные изменения, в связи с чем традиционные методики прогнозной оценки ресурсов и проведения поисково-разведочных работ становятся малоэффективными.

Проблема освоения углеводородных ресурсов малоизученных глубоких горизонтов Западной Сибири с каждым днем становится все более актуальна. К глубоким горизонтам принято относить отложения, залегающие ниже глубины 4 км. На исследуемой территории, несмотря на большой объем поискового бурения, очень мало скважин, вскрывших доюрский фундамент.

Цель и задачи

Целью исследования является формирование базы геолого-геофизических и геохимических данных с оценкой перспектив нефтегазоносности доюрских комплексов северных районов Западной Сибири.

Фактический материал

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), включая полуостров Гыдан, Обскую губу и акваторию Карского моря, по состоянию на 01.01.2019 г. выявлено более чем 3000 залежей углеводородного сырья на 228 месторождениях.

На севере Западно-Сибирского НГБ и Западно-Ямальском шельфе Карского моря большинство из более чем 200 месторождений углеводородов открыто в сеноманском, апт-альбском, неокомском и верхнеюрском комплексах [1].

На территории севера Западно-Сибирской мегапровинции за последние годы были пробурены параметрические, поисковые и

разведочные скважины различной глубины, вплоть до 8400 м. В поисково-разведочное бурение введены более чем 1000 перспективных площадей — главным образом, положительные (поднятия) и отрицательные (прогибы) структуры (скв. СГ-6 Тюменская и др.) (таб. 1).

Сегодня АО «Росгеология» активно участвует в изучении перспектив нефтегазоносности глубоко залегающих мезозойских отложений и палеозойского комплекса Западно-Сибирской плиты. В последние годы завершена проходка Гыданской-130 и Баженовской-1 параметрических скважин.

Скважина Гыданская-130 расположена в ЯНАО, в Восточной части Ямало-Гыданской синеклизы, на территории Гыданской нефтегазоносной области. Скважина пробурена до глубины 5100 м. Проектная глубина скважины составляет 7150 м.

Скважина Баженовская-1 расположена в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) в центральной части Фроловской мегавпадины. Ее бурение АО «Росгеология» завершила в октябре 2018 года, сообщив о достижении проектного забоя 3200 м. По итогам бурения были сделаны выводы о том, что в разрезе баженовской свиты присутствуют пласты, которые предварительно можно отнести к категории «возможный коллектор». Мощность баженовско-абалакского комплекса по скважине Баженовская-1 составила 54 м.

Также АО «Росгеологией» начаты работы по организации бурения Гыданской-118 и Северо-Кетской глубоких скважин. Параметрическая скважина Гыданская-118 заложена в Тазовском районе ЯНАО. Проектная глубина скважины составляет 4500 м. Первый этап бурения скважины (до отметки в 1600 м) АО «Росгеология» начала в январе 2018 года, проектный горизонт — средний-верхний карбон.

Образования доюрского комплекса на Бованенковском месторождении вскрыты шестью скважинами. На Харасавейском и Крузенштернском месторождениях доюрские породы не вскрыты.

В таб. 1 приведены глубокие и сверхглубокие скважины, которые были пробурены на территории севера Западной Сибири.

На Новопортовском месторождении доюрские отложения вскрыты 50 поисковыми и разведочными скважинами. Промышленно газоносными оказались карбонатные отложения палеозойского возраста. В скв. 216, кроме газа, получены притоки нефти (около 2 м^3/сут.). В нижнеюрских отложениях Новопортовского месторождения продуктивность связана с пластом Ю1 [3].

Нижние подкомплексы доюрского комплекса нефтегазоносности (складчатое основание и фундамент) остаются практически неизученными поисково-разведочным бурением. Верхняя часть фундамента вскрыта лишь отдельными скважинами.

Характеристика геологического строения

Доюрский комплекс отложений (рис. 1) состоит из трех подкомплексов:

- переходный (верхняя пермь-триас)
- складчатое основание (палеозой)
- фундамент (архейско-протерозойский)

Доюрские образования зоны сильно дислоцированы, причем часть разломов проникает в осадочную толщу до отложений разного возраста. Разломы преимущественно вертикальны или субвертикальны, преобладают северо-западное и северо-восточное направления. Как следствие, фундамент имеет блоковое строение. В юрских толщах пликативные структуры также могут быть разбиты на блоки [3]. Для оценки нефтегазоносности необходимо исследовать основные геолого-геофизические показатели.

Тектонический анализ

В современном представлении тектонический фактор играет определяющую роль в реализации процессов, составляющих онтогенез нефти и газа.

По соотношениям гравитационного и магнитного полей прослеживаются грабен-рифтовые зоны и валообразные поднятия. В северной части полуострова оси складок имеют северо-восточный (СВ), в южной части северо-западный (СЗ) азимут простирания. В центральной части полуострова, где сформировался крупный тектонический узел в виде вала широтного простирания — Бованенковский мегавал с крупнейшими месторождениями полуострова в меловых, частично юрских отложениях: Бованенковским, Крузенштерновским и Харасавэйским. Эти месторождения контролируются, в основном, валообразными поднятиями фундамента. В южной и северо-западной частях полуострова и на шельфе Карского моря в фундаменте выделяются валообразные поднятия, которые отображаются в осадочном чехле. Гравитационные и магнитные ступени очерчивают выделенные тектонические структуры фундамента. Плотность тектонических нарушений в фундаменте значительно больше, чем в осадочном чехле, что подтверждается схемой тектонического строения (рис. 2) [4].

В результате, на основе структурных элементов фундамента и тектонических нарушений разного ранга, может быть выполнено районирование территории по перспективам нефтегазоносности, планирование сейсмических и буровых работ.

Литофациальный анализ включает изучение: 1) песчанистости разреза; 2) расчлененности разреза; 3) средних мощностей прослоев; 4) количества прослоев на 100 м вскрытого разреза.

Доюрский комплекс объединяет отложения промежуточного структурного этажа и палеозойского фундамента, представленного осадочными палеозойскими образованиями и отложениями триасового возраста. Образования доюрского возраста в пределах полуострова Ямал вскрыты на Новопортовском, Восточно-Новопортовском, Усть-Юрибейском, Бованенковском месторождениях, а также на Сюнай Салинской, Яр-Салинской, Западно-Яротинской, Восточно-Бованенковской и Верхнереченской площадях [5–7].

Вскрытый разрез доюрских отложений характеризуется разнообразием литологического состава и возраста (таб. 3).

Так как песчаники в разрезе присутствуют как в карбоне, девоне, силуре, так и в ордовике и кембрии (плотность песчаников нижнеордовикского возраста составляет 2,74–2,77 г/см^3), можно сделать вывод о наличии в разрезе пород-коллекторов, потенциальных залежей УВ. Зоны развития в разрезе пород-коллекторов перекрыты толщами флюидоупоров.

Анализ ФЕС

Высокие значения ФЕС, приводимые многими авторами по результатам исследования керна и интерпретации ГИС, существенно влияют на миграционно-аккумуляционные и консервационные факторы прогноза в связи с фрагментарным бурением закономерности ФЕС глубокозалегающих отложений изучены недостаточно.

ФЕС юрских пород. До глубины 4000–4250 м коллекторы юрского возраста в основном порового типа, ниже вероятно преобладание трещинно-поровых и трещинных разностей. Процессы эпигенеза способствуют снижению проницаемости пород: на Бованенковском месторождении в пластах Ю6-7 — 0,05–0,3 мд. В разрезе юрских отложений лучшие коллекторы установлены в отложениях оксфордского

Таб. 1 – Глубокие и сверхглубокие скважины на территории севера Западной Сибири
Tab. 1 — Deep and superdeep wells in the north of Western Siberia

НГО	Площадь	Скважина	Глубина, м	Возраст
Ямальская	Новопортовская	216	3200	S-D
	Бованенковская	201	3445	PZ 2-3
	Бованенковская	203	3460	PZ
	Бованенковская	N	4008	J1
	Арктическая	11	3120	J1
	Северо-Тамбейская	18	3544	J1
	Матыгинская	33	3756	J1
	Ярудейская	38	4429	J2
Гыданская	Гыданская	Гыданская-130	5515	J2- PZ
	Гыданская	Гыданская-118	4500 (проект)	PZ
	Утренняя	275	3020	J 1-2
	Тазовская	90	3711	J 1-2
Надым-Пурская	Ен-Яхинская	Ен-Яхинская СГ-7	8250	P - T1
	Ен-Яхинская	Ен-Яхинская-501	5500	J1
	Ен-Яхинская	Ево-Яхинская-356	4618	T2-3
	Ен-Яхинская	Ево-Яхинская-358	5300	J1
	Ен-Яхинская	Тюменская СГ-6	7502	P - T

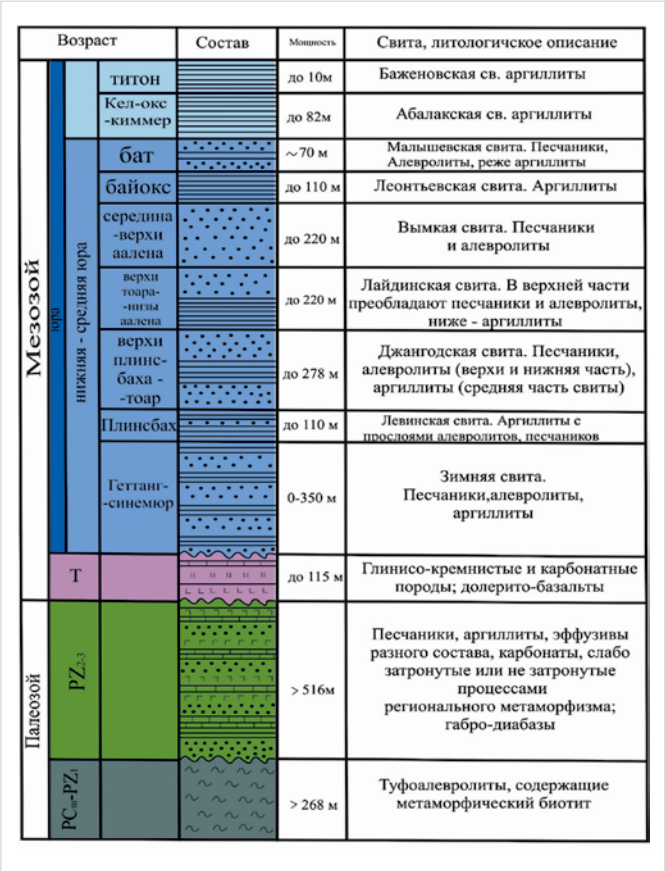


Рис. 1 — Литолого-стратиграфический разрез домеловых образований Бованенковско-Харасавейской зоны [2]
Fig. 1 — Lithologic-stratigraphic section of the Cretaceous formations of the Bovanenkovo-Kharasavey zone [2]

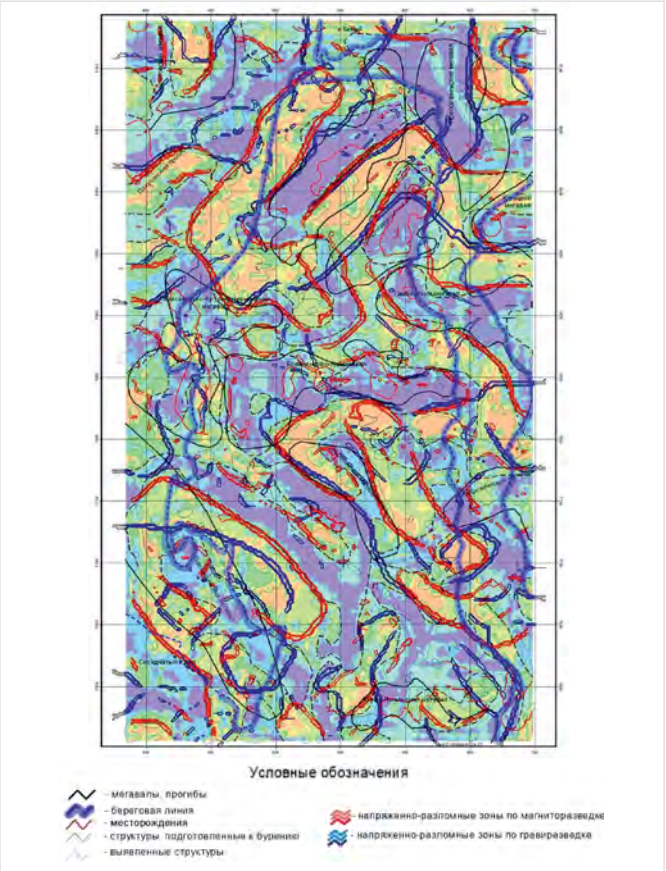


Рис. 2 — Схема тектонического строения фундамента полуострова Ямал с нанесенными гравитационными и магнитными ступенями [4]
Fig. 2 — Diagram of the tectonic structure of the foundation of the Yamal Peninsula with gravity and magnetic steps applied [4]

и батского (малышевский горизонт) ярусов. Кп от 12 до 28%, проницаемость — (0,1–18) · 10^{-3}мкм^2. С глубиной ФЕС юрских пород ухудшаются [8].

ФЕС палеозойских пород, по имеющимся данным, не высокие Кп=1–13% составляя в среднем 5–6%, но вполне достаточны для того, чтобы накапливать и отдавать флюиды. В зависимости от преобладания изменивших породы процессов здесь выделяются коллекторы трещинные, порово-трещинные, каверново-поровые, каверново-порово-трещинные. Проницаемость, определенная по керну, измеряется первыми миллидарси [9].

Геотермический анализ

Для оценки геотермического фактора используют такие важные параметры как: степень катагенетической преобразованности отложений (R°, %); термоглубинный показатель продуктивности, определяемый как произведение геотемператур и средних глубин погружения пород.

Геохимический анализ

К геохимическим показателям относятся: среднее содержание рассеянного органического вещества (РОВ) (Сорг, %) и тип (состав) рассеянного и концентрированного органического вещества (ОВ).

Характеристика ОВ нижнесреднеюрских отложений по степени генерационных возможностей непосредственно на месторождениях Тарминское, Харасавейское и В. Бованенковское (рис. 4) дает возможность прогнозировать на глубинах до 3750 м обнаружение нефтяных скоплений (пл. Тарминская, отложения верхов тюменской свиты), ниже (около 4000 м) — газоконденсатнонефтяных (низы тюменской свиты В. Бованенковское). Органическое вещество отложений пл. Харасавейская по данным пиролиза преобразовано гораздо существеннее, при увеличениях глубины значения Тмах резко возрастают. Поэтому на этой площади уже с глубин 3700 м и ниже можно ожидать чисто газовые скопления [9].

Итоги

Глубокозалегающие отложения вызывают интерес с точки зрения добычи жидких и газообразных углеводородов. Для оценки перспектив нефтегазоносности полуострова Ямал необходимым условием является создание комплексной модели, включающей каждый из вышеизложенных показателей с последующей разработкой единой концептуальной модели строения и нефтегазоносности полуострова Ямал.

Выводы

По предварительной оценке, глубокозалегающие отложения юры, триаса, осадочных пород палеозоя и фундамента представляются перспективными на поиски нефти, газа и конденсата, а также требуют дальнейшего изучения.

Литература

1. Выделение и картирование по материалам сейсморазведки 2Д и 3Д нефтегазоперспективных объектов в юрских и доюрских отложениях Бованенковского, Харасавэйского месторождений и прилегающих территорий // Отчет ООО «Газпром добыча Надым», Москва, 2009.
2. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Обоснование перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №2. С.18–21.
3. Шустер В.Л. Доюрский комплекс Западной Сибири-нижний этаж нефтегазоносности // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ». 2008. С. 42–53.
4. Цемкало М.Л., Таратын Э.А., Миколаевский Э.Ю., Лувишис М.Г. Шестаков В.И. Технология построения тектонических схем фундамента для целей ранжирования территорий по нефтегазоперспективности // Презентация на конференции «Гальперинские чтения». Москва, 2010. 28 с.
5. Самойлова А.В. Особенности строения и нефтегазоносность юрских и доюрских отложений северо-западной части Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №1. С. 10–11.
6. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №2. С. 26–29.
7. Копеев В.Д., Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. Москва, 2003. 352 с.
8. Никитин Б.А. Дзюбло А.Д., Шустер В.Л.

Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов п-ова Ямал и приямальского шельфа Карского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. №11. С. 102–106.
9. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Пунанова С.А., Самойлова А. В. Новые геолого-геохимические данные оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири // Живые и биокосные системы. 2015. №14. С. 1–9.
10. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. Георесурсы. 2016. Т.18. №4. Ч.2. С. 337–345.

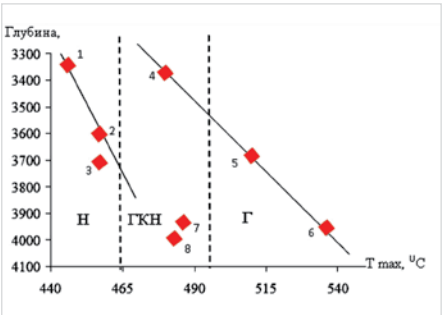


Рис. 3 — Зависимость T max от глубины залегания отложений на различных площадях: 1 — Малыгинская (ач.); 2 — Сядорская (ач.); 3 — Тарминская (J1-2); 4-6 — Харасавейская (J1-2); 7,8 — В. Бованенковское (J1-2) [10]
Fig. 3 — Dependence of T max on the depth of deposits in various areas: 1 — Malyginskaya (ach.); 2 — Syadorskaya (ach.); 3 — Tarma (J1-2); 4-6 — Kharasavei (J1-2); 7,8 — E. Bovanenkovskoe (J1-2) [10]

Таб. 2 — Имеющиеся сведения о доюрских породах, вскрытых на площадях Западного Ямала [1]
Tab. 2 — Available information on pre-Jurassic rocks discovered in the areas of Western Yamal [1]

№	Площадь	№ скв.	Интервал вскрытия, м.	Мощ-ность, м	Состав	Предполо-жительный возраст
1.	Бованен-ковская	67	3363–3423	60	Глинисто-кремнистые породы	T
2.		97	3210–3478	268	Туфоалевролиты мета-морфизован. с биотитом	pЄ - - PZ_1
3.		114	3210–3213	3		PZ_{2-3}
4.		116	3349–3380	31	Габбро-диабаз	PZ_{2-3}
5.		201	3184–3700	516	Глинистые сланцы	PZ_{2-3}
6.		203	3396–3484	88	Песчан., аргиллиты, эффузивы, мраморизов. известняки	PZ_{2-3}
7.	Восточно-Бованен-ковская	11	3998–4113	115	Песчаники, аргиллиты, конгломераты, доломиты Глинистый мергель, карбонатный аргиллит, долерито-базальт	T
8.	Усть-Юри-бейская	3			Сланцы	PZ_{2-3}
9.	Западно-Я-ротинская	300	2550–2590	40	Песчаник слюдистый	
10.		301	2710–2770	60	Сланцы тонкослоистые	
11.		302	2573–2690	117		
12.		303	2710–2770	60		
13.		306	2600			
14.	Сюнай-Са-линская	41	1856		Туфолава средн. состава	
15.		43	1959		Туфолава средн. состава	

ENGLISH

Results

Deep deposits are of interest in terms of the production of liquid and gaseous hydrocarbons. To assess the prospects of oil and gas potential of the Yamal Peninsula, a prerequisite is the creation of a comprehensive model that includes each of the above indicators with the subsequent development of a single conceptual model of the structure and oil and gas potential of the Yamal Peninsula.

Conclusions

According to preliminary estimates, the deep-seated deposits of the Jurassic, Triassic, Paleozoic sedimentary rocks and the basement seem promising for the search for oil, gas and condensate, and require further study.

References

1. Isolation and mapping of 2D and 3D oil and gas prospective objects in the Jurassic and Pre-Jurassic sediments of the Bovanenkovskoye, Kharasaveyskoye fields and adjacent territories based on seismic exploration data 2D // Report of Gazprom dobycha Nadym, Moscow, 2009. (In Russ.).
2. Schuster V.L., Zinatullina L.I. Justification of the prospects of oil and gas content of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Bovanenkovo-Kharasavey NGR of Western Siberia // Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, pp.18–21. (In Russ.).
3. Schuster V.L. The pre-Jurassic complex of Western Siberia is the lower floor of oil and gas potential // The State, Trends and Problems of the Development of the Oil and Gas Potential of Western Siberia. Tyumen: FSUE ZapSibNIIIGG, 2008, pp. 42–53. (In Russ.).
4. Tsemkalo M.L., Taratyn E.A., Mikolaevsky E.Yu., Luvishis M.G. Shestakov V.I. The technology for constructing tectonic foundation schemes for ranking territories by oil and gas prospects // Presentation at the Halperin Readings Conference. Moscow, 2010, 28 p. (In Russ.).
5. Samoilova A.V. Features of the structure and oil and gas potential of the Jurassic and Pre-Jurassic deposits of the northwestern part of Western Siberia // Exposition Oil Gas, 2016, issue 1, pp. 10–11. (In Russ.).
6. Schuster V.L., Dzyublo A.D. Geological preconditions of oil and gas potential in deep Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia // Exposition Oil Gas, 2012, issue 2, pp. 26–29. (In Russ.).
7. Kopeev V.D., Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. Geological structure and gas and oil content of Yamal. Moscow, 2003, p. 352. (In Russ.).
8. Nikitin B.A. Dzyublo A.D., Schuster V.L. Geological and geophysical assessment of oil and gas prospects of deep-seated horizons of the Yamal Peninsula and the Priamal shelf of the Kara Sea // Oil industry, 2014, issue 11. pp. 102–106. (In Russ.).
9. Shuster VL, Dzyublo AD, Punanova SA, Samoilova AV New geological and geochemical data for assessing the prospects of oil and gas potential deep-seated deposits in the north of Western Siberia // Living and biocos systems, 2015, issue 14, pp. 1–9. (In Russ.).
10. Schuster V.L., Punanova S.A. Substantiation of oil and gas prospects of the Jurassic-Paleozoic deposits and basement formations of Western Siberia // Georesources, 2016, v.18, issue 4, part 2, pp. 337–345. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Лилия Ильдаровна Зинатуллина, аспирант Института проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия. Для контактов: zinatullina@ipng.ru

Liliya I. Zinatullina — graduate student in Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russian Federation. Corresponding author: zinatullina@ipng.ru

Поставки нефти, газа и нефтепродуктов

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

Более **3** лет на рынке

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

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

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

Нефть

Газовый коденсат

Мазут

Керосин авиационный

Бензин

Дизельное топливо

Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»

Oil Company "NAT-ART" LLC

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ НАТ-АРТ
OIL COMPANY NAT - ART

+7 (911) 768-24-14

www.nknat-art.ru

info@nknat-art.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10079 УДК 550.3 | Научная статья

Изучение тектонических нарушений доюрского комплекса Западной Сибири методом дифракционной визуализации

Л.И. Давлетова, Р.Ю. Бояркин, Г.А. Микеров, И.Н. Керусов, А.И. Хисамутдинова, Д.Е. Мирошниченко
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» | Москва, Россия
davletovalidiia@gmail.com

Аннотация
В данной работе представлены результаты исследований, целью которых является получение дополнительной информации о тектоническом строении доюрского комплекса на нефтяном месторождении в Западной Сибири, получаемой из сейсмических данных в поле дифрагированных волн. Доюрский комплекс известен своим сложным строением и большим количеством тектонических нарушений. Дифракционная визуализация является методом обнаружения дифракторов волнового поля, которые представляют собой мелкие трещины, разломы и другие объекты [1]. Основная идея метода заключается в использовании дифракции как дополнительной информации, которая в методе отраженных волн является помехой. Данный метод был использован на данном месторождении впервые. В результате проведенных исследований получены полигоны распространения зон трещиноватости и тектонических нарушений.

Ключевые слова
диффракционная визуализация, доюрский комплекс, тектонические нарушения

Материалы и методы
Сейсмические данные получены с площади исследования, которая расположена в северной части Фроловской мегавпадины Западной Сибири. Был использован метод диффракционной визуализации

Благодарности
Работа выполнена при поддержке управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
Авторы выражают благодарность компаниям «Лукойл-Югра», «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за предоставленные материалы для исследований.

Для цитирования:
Л.И. Давлетова, Р.Ю. Бояркин, Г.А. Микеров, И.Н. Керусов, А.И. Хисамутдинова, Д.Е. Мирошниченко. Изучение тектонических нарушений доюрского комплекса Западной Сибири методом дифракционной визуализации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 16-19. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10079.

Поступила в редакцию: 20.03.2020

UDC 550.3 | Original Paper

The study of tectonic dislocations of the pre-jurassic complex of Western Siberia in the field of diffracted waves

Lidiya I. Davletova, Roman Yu. Boyarkin, Georgy A. Mikerov, Igor N. Kerusov, Aysylu I. Khisamutdinova, Dmitry E. Miroshnichenko
LUKOIL-Engineering LLC | Moscow, Russian Federation
davletovalidiia@gmail.com

Abstract
The paper presents results of research, the purpose of which is to obtain additional information on the tectonic structure of the pre-Jurassic complex at an oil deposit in Western Siberia, obtained from seismic data in the field of diffracted waves. A complex geological structure and a large number of tectonic dislocaitions characterize the Pre-Jurassic complex within the field. Diffraction imaging is the method of detecting diffractors of wavefield that represent fracture zones, faults and other objects [1]. The main idea of the method is to use diffraction as additional information, which in the method of reflected waves is a noise. The method was used at this oilfield for the first time. As a result of the studies, polygons of the distribution of zones of fracture and tectonic dislocations were obtained.

Keywords
diffraction visualization, pre-Jurassic complex, tectonic dislocations

Materials and methods
Seismic data were obtained from the study area, which is located in the northern part of the Frolovskoye megavasin of Western Siberia. The diffraction imaging method was used.

Acknowledgements
The work was supported by Seismic research department LUKOIL-Engineering LLC.
for the provided research materials. The authors are grateful to the companies LUKOIL-Yugra and LUKOIL-Engineering LLC.

For citation:
Lidiya I. Davletova, Roman Yu. Boyarkin, Georgy A. Mikerov, Igor N. Kerusov, Aysylu I. Khisamutdinova, Dmitry E. Miroshnichenko. The study of tectonic dislocations of the pre-jurassic complex of Western Siberia in the field of diffracted waves // Ekcpozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp. 16-19. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10079.

Received: 20.03.2020

Введение

При интерпретации сейсмических данных крайне важной задачей является определение местоположения геологических объектов, представляющих интерес для нефтяников. Сюда входят такие объекты как зоны трещиноватости, тектонические нарушения, разномасштабные неоднородности.

При стандартной интерпретации поля отраженных волн выделение тектонических нарушений производится визуально по наличию признаков разрывов и смещений осей синфазности, а также при помощи анализа специальных атрибутов, таких как когерентность, хаос, ант-трекинг и других, направленных, на выделение и прослеживание линий потери или ухудшения корреляции отраженных волн [2].

При интерпретации поля дифрагированных волн производится выявление тектонических нарушений как источника информации, а не ее отсутствия, так как при специальной обработке дифрагированные волны выделяются, а не подавляются/фильтруются, как при стандартной обработке. Рассеянные волны образуются в зонах неоднородности геологической среды с размерами, много меньшими длины падающей волны.

Месторождение расположено в северной части Фроловской мегавпадины Западной Сибири. Нефтеносность месторождения связана с доюрским комплексом (далее — ДЮК), отложениями юрского и мелового возраста, продуктивность которых доказана и на соседних месторождениях.

С целью повышения точности и достоверности локализации зон трещиноватости и тектонических нарушений в доюрском комплексе на месторождении осуществлен новый для региона метод визуализации данных по дифрагированным волнам.

По результатам интерпретации сейсмических данных 3Д-поля отраженных волн рельеф поверхности доюрских отложений на площади исследуемого месторождения сильно изрезан (рис. 1).

Преимущества дифракционной визуализации

Локальные структурные и литологические элементы среды, размерами сравнимые с длиной волны, обычно игнорируются во время обработки данных отраженных волн и определяются только в процессе интерпретации [1]. В данной работе применяется принципиально иной подход: сейсмический отклик от таких мелкомасштабных элементов как раз и содержится в дифрагированных волнах, а значит, позволяет использовать информацию в той области, которую обычно стараются отфильтровать из исходного сейсмического материала.

Сейсмическая рассеянная волна формируется совокупностью отдельных фрагментов отражений от неоднородностей. Отклик сейсмической энергии от зоны концентрации трещин и/или каверн представляет собой суперпозицию волновых сигналов, возникающих в зоне трещиноватости. Это делает возможным обнаружение таких зон. В общем случае эффект рассеивания является частотно-зависимым [3].

Данная особенность применяется в методе гидролокации бокового обзора (далее —ГЛБО). Методика получения атрибутов по данным ГЛБО основана на оценке статистических параметров распределений случайной величины. В данной задаче в роли случайной величины выступает значение обратного рассеяния акустического импульса ГЛБО, а статистическим экспериментом является сам эффект обратного рассеяния на неоднородностях [4].

Дифракция волн происходит на двух типах дифрагирующих объектов: неоднородность, или объект, соизмеримый с длиной волны; а также источник типа «уступ» (рис. 2, слева). Такими источниками чаще всего являются края протяженных объектов и неоднородности, размеры которых соизмеримы с длиной волны. В большинстве случаев дифрагированные волны считаются помехой, так как не подчиняются закону Снеллиуса, но при специальной обработке, они могут значительно повысить информативность сейсмической съемки при выделении структурных особенностей, которые невозможно увидеть на кубе сейсмических отраженных волн после глубинной миграции.

Основой метода разделения поля на компоненты является различное поведение отраженных и дифрагированных волн на сейсмограммах общей точки изображения в области углов наклона.

Кинематика дифрагированной и отраженной волн различаются, что немаловажно для разделения их по годографам. Для модели прямоугольного клина (рис. 2, слева) годографы отраженной и дифрагированной волны в различных системах наблюдений выглядят таким образом, как представлено на рис. 2 (справа).

В сортировке «общий пункт возбуждения» оба годографа совпадают в точке Xb и близки в некоторой окрестности. Таким образом, в зоне, где интенсивность дифракции

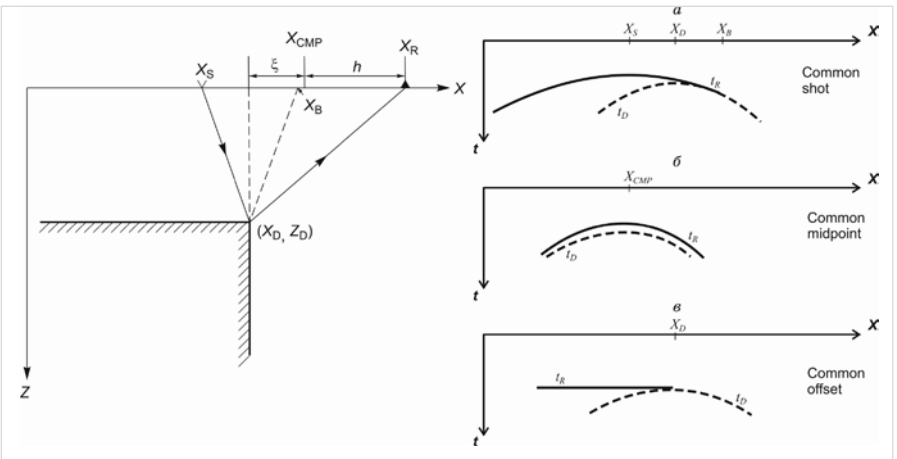


Рис. 2 — Годографы отраженной и дифрагированной волны в различных системах наблюдений для модели прямоугольного клина[4].

Fig. 2. — Hodographs of the reflected and diffracted waves in various observation systems for the rectangular wedge model [4].

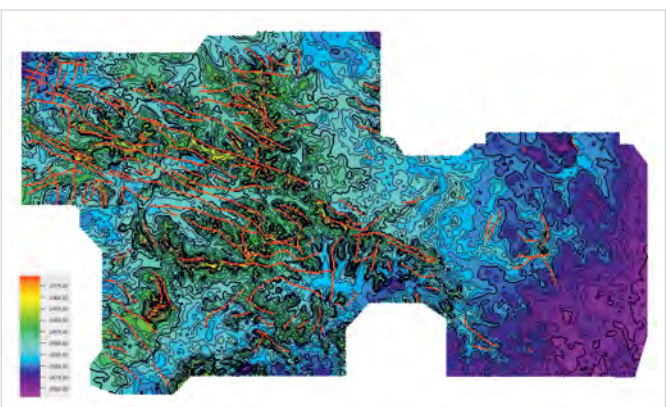


Рис. 1 — Карта поверхности доюрского комплекса по данным сейсморазведки 3Д в поле отраженных волн

Fig. 1. — Map of the surface of the pre-Jurassic complex according to 3D seismic data in the field of reflected waves

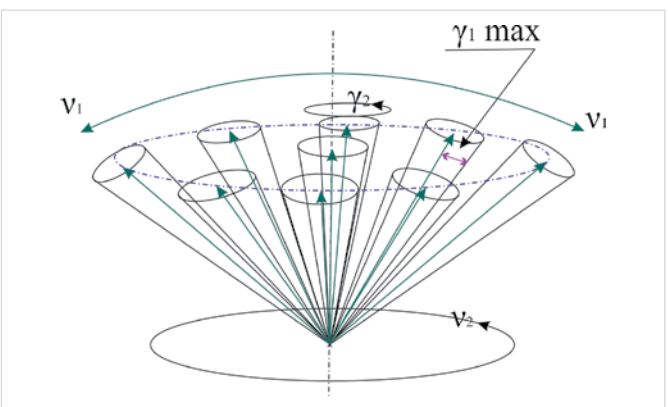


Рис. 3 — Схема сборки дирекционной сейсмограммы.

Fig. 3. — The assembly diagram of the directional seismogram.

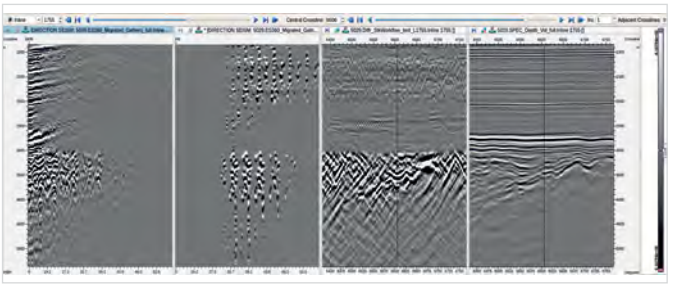


Рис. 4 — Дирекционная сейсмограмма до суммирования в области углов наклона (А), сейсмограмма до суммирования после фильтрации зеркальной компоненты (Б). Срезы куба по одному инлайну рассеянной (В) и зеркальной (Г) компоненты
Fig. 4. — Directional seismogram before summation in the field of tilt angles (A), seismogram before summation after filtering the mirror component (B). Cube slices along one inline of the scattered (B) and mirror (G) components

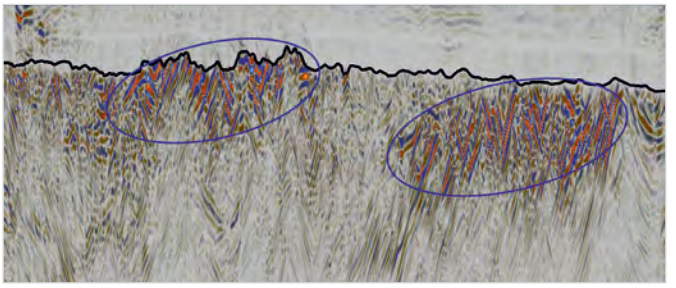


Рис. 5 — Разрез куба дифрагированных волн в верхней части ДЮКа
Fig. 5. — The section of the cube of diffracted waves in the upper part of the pre-Jurassic complex.

сравнима с отражением, годографы обеих волн близки и их разделение затруднено.

В сортировке «общая глубинная точка», когда точка ОГТ находится точно над дифрактором, годографы отраженной и дифрагированной волн совпадают, что делает их разделение невозможным.

С кинематической точки зрения сейсмограмма «общего удаления» является наиболее подходящей для разделения волн, так как годограф отраженной волны по форме повторяет геометрию границы, тогда как годограф дифрагированной волны представляет собой гиперболу с вершиной в точке дифракции. На практике существует значительная разница в форме годографов в данной сортировке [1].

Расчет куба рассеянной составляющей

Процесс разделения волнового поля на зеркальную компоненту (соответствующей отраженной волне) и рассеянную компоненту (соответствующей дифрагированной волне) происходит при помощи сборки дирекционных сейсмограмм и фильтрации зеркальной составляющей. Для разделения волнового поля на зеркальную и рассеянную составляющую используются дирекционные сейсмограммы. Они формируются из трасс, соответствующих лучам (падающий и рассеянный), заключенным в «лучевом конусе», определенном углом раскрытия γ1max. При помощи изменения склонения v1 и азимута v2 из множества «конусов» собирается дирекционная сейсмограмма, на которой сначала располагается зеркальная компонента, на больших наклонениях — рассеянная (рис 3) В таком представлении волновое поле постепенно переходит от отраженной составляющей к дифрагированной.

Для исследуемого участка были рассчитаны дирекционные сейсмограммы. Компоненты волнового поля разделены на зеркальную и рассеянную вышеописанным способом. Далее зеркальная и рассеянная компоненты были просуммированы раздельно и, соответственно, получены два куба сейсмических данных. На рис. 4 показаны разрезы сейсмических данных.

После фильтрации зеркальной компоненты и суммирования рассеянной компоненты получен куб рассеянной компоненты, используемый для дальнейшей интерпретации.

Комплексная интерпретация куба тектонических нарушений в интервале доюрского комплекса в полях отраженных и дифрагированных волн

В поле рассеянных волн ДЮКа, в основном, выделяются аномальные объекты, которые имеют пространственный наклон. Однако встречаются и локальные объекты субгоризонтального простирания, не связанные с отражателями в поле отраженных волн (рис. 5).

На изучаемом участке признаки нарушений в поле рассеянных волн хорошо коррелируются с результатами, полученными ранее для атрибутов когерентности отраженных волн (Anttracking-a). На рис. 6 показаны разрезы по инлайну кубов атрибутов сейсмических данных:

1. Амплитуда зеркальной компоненты
2. Амплитуда рассеянной компоненты
3. Когерентность по методу Anttracking-a

На разрезе куба дифрагированных волн (посередине) наблюдаются яркие наклонные оси синфазности, которые характеризуют субвертикальные объекты (тектонические нарушения) – источники дифракции. При сравнительном анализе с разрезами амплитуды зеркальной (отраженной) компоненты и атрибута Anttracking-a отмечается высокое количество совпадений локализации тектонических нарушений на всех трех разрезах.

На горизонтальном срезе -2600 мс куба рассеянных волн представлена характерная волновая картина для верхней части доюрского комплекса (рис. 7). В центре пики рассеянных волн формируют линейные объекты тектонической природы, преимущественно северо-западного направления, однако при продвижении с севера на юг, их азимут меняется с ЗСЗ простирания к ССЗ простиранию. В западной части участка видны субмеридиональные тектонические нарушения.

При наложении на данный срез полигонов тектонических нарушений, которые были проведены по кубу отраженных волн после глубинной миграции, отмечается высокое количество совпадений объектов на кубе дифрагированных волн и полигонов тектонических нарушений (рис. 7). Однако отмечаются и различия, связанные с разной характеристикой нарушений в поле отраженных и дифрагированных волн.

Потенциальным преимуществом поля дифрагированных волн является амплитуда

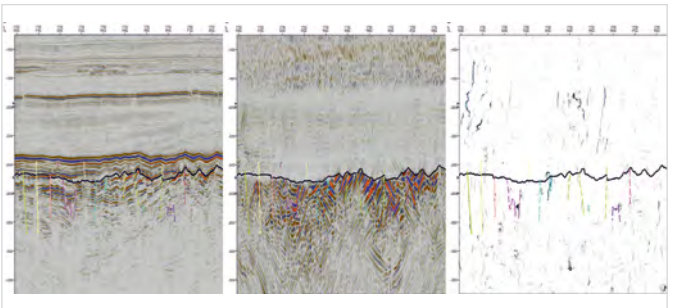


Рис. 6 — Разрезы кубов сейсмических данных (слева направо): куб зеркальной компоненты, куб рассеянной компоненты, куб Anttracking-a.
Fig. 6. — Sections of seismic data cubes (from left to right): mirror component cube, diffuse component cube, Anttracking cube.

Рис. 7 — Горизонтальный срез куба дифрагированных волн на времени -2600 мс с нанесенными полигонами тектонических нарушений (голубой цвет) и границами сейсмофациальных зон (желтый цвет).
Fig. 7. — A horizontal section of the cube of diffracted waves at a time of -2600 ms with plotted tectonic fault polygons (blue color) and the boundaries of seismic facies zones (yellow color).

колебания, которая характеризует акустическую контрастность дифрагирующего объекта, в то время как отраженная волна дает только геометрию линии тектонического нарушения.

Итоги

По итогам анализа проведенной работы были сделаны следующие выводы:

- доказана эффективность метода дифракционной визуализации для обнаружения дифракторов волнового поля, которые представляют собой разномасштабные трещины, разломы и другие геологические объекты;
- доюрский комплекс на месторождении формирует интенсивный фон рассеянных волн с характерной геометрией и определенным азимутальным направлением;
- имеется потенциал динамической интерпретации дифрагированных волн для получения информации об упругих свойствах зон тектонических нарушений.

Выводы

Тектонические нарушения в поле дифрагированных волн — источник информации не только о геометрии объектов, но и об их акустической контрастности, в отличие от только геометрии разрыва осей синфазности по полю отраженных волн. Совместная интерпретация сейсмических данных дифрагированных и отраженных волн повышает достоверность интерпретации тектонических нарушений в пространстве. Таким образом, авторами предлагается использование метода дифракционной визуализации для повышения точности определения местонахождения перспективных зон, таких как зоны трещиноватости и тектонических нарушений.

Литература

1. Ланда Е.И. Роль дифракционной компоненты волнового поля при построении сейсмических изображений // Технологии сейсморазведки. 2013. №1. С. 5–31.
2. Левянт В. Б., Керусов И.Н., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Кащеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Москва: Федеральное агенство по недропользованию, 2010. 250 с.
3. Ампилов Ю.П. Поглощение и рассеяние сейсмических волн в неоднородных средах. Москва: Недра, 1992. 160 с.
4. Ампилов Ю.П., Терехина Я.Е., Токарев М.Ю. Прикладные аспекты сейсмических и гидроакустических исследований на шельфе в различных частотных диапазонах // Геофизические процессы и биосфера. 2019. Т.18. №1. С. 33–49.
5. Landa E., Shiivclinaii V., Gelchinsky B. A method for detection of diffracted waves on common-offset section // Geophysical Prospecting, 1987, issue 35 (4), pp. 359–374. (In Eng.).

ENGLISH

Results

Based on the analysis of the work carried out, the following conclusions were made:

- proved the efficiency of diffraction imaging method to detect diffractors wavefield which represent different scales cracks, fractures and other geological features;
- the pre-Jurassic complex at the field forms an intense background of scattered waves with a characteristic geometry and a certain azimuthal direction;
- there is the potential for dynamic interpretation of diffracted waves to obtain information on the elastic properties of zones of tectonic dislocations.

Conclusions

Tectonic dislocations in the field of diffracted waves are a source of information not only about the geometry of objects, but also about their acoustic contrast, in contrast to only the geometry of the rupture of the axes of common mode along the field of reflected waves. The joint interpretation of seismic data of diffracted and reflected waves increases the reliability of the interpretation of tectonic dislocations in space. Thus, the authors propose the use of the diffraction imaging method to increase the accuracy of determining the location of promising zones, such as zones of fracture and tectonic dislocations.

References

1. Landa E. Role of wave field diffraction component in siecmic imaging // Seismic Technology, 2013, issue 1, pp. 5–31. (In Russ.).
2. Levyant V.B., Kerusov I.N., Khromova I.Yu., Kozlov E.A., Kashcheev D.E., Kolesov V.V., Marmalevsky N.Ya. Methodical recommendations on the use of seismic data to calculate hydrocarbon reserves in the conditions of carbonate rocks with porosity of the fissure-cavern type. Moscow: Federal Agency for Subsoil Use, 2010, 250 p. (In Russ.).
3. Ampilov Yu.P. Absorption and scattering of seismic waves in inhomogeneous media. Moscow: Nedra, 1992, 160 p. (In Russ.).
4. Ampilov Yu.P., Terekhina Ya.E., Tokarev M.Yu. Applied aspects of different frequency bands of seismic and water acoustic investigations on the shelf // Geophysical Processes and Biosphere, 2019, vol. 18, issue 1, pp. 33–49. (In Russ.).
5. Landa E., Shiivclinaii V., Gelchinsky B. A method for detection of diffracted waves on common-offset section // Geophysical Prospecting, 1987, issue 35 (4), pp. 359–374.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Давлетова Лидия Ильшатовна, аспирант МГУ имени М.В. Ломоносова, геофизик 2 категории Отдела сопровождения обработки и сейсморазведочных работ управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Для контактов: davletovalidiia@gmail.com

Бояркин Роман Юрьевич, начальник отдела сопровождения обработки и сейсморазведочных работ управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Микеров Георгий Алексеевич, геофизик отдела сопровождения обработки и сейсморазведочных работ управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Керусов Игорь Николаевич, к.г.-м.н., начальник управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Хисамутдинова Айсылу Ильдаровна к.г.-м.н., отдел технологий сейсмических исследований управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Мирошниченко Дмитрий Евгеньевич
к.ф.-м.н., отдел технологий сейсмических исследований управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Davletova Lidiya Ilshatovna, graduate student of Moscow State University named after M.V. Lomonosov, category 2 geophysicist of the Processing and Seismic Exploration Support Department of the Seismic Research Department of LUKOIL-Engineering LLC
Corresponding author: davletovalidiia@gmail.com

Boyarkin Roman Yuryevich, head of Processing Support Department and seismic exploration Seismic research department LUKOIL-Engineering LLC

Mikerov Georgy Alekseevich, geophysicist of Processing Support Department and seismic exploration Seismic research department LUKOIL-Engineering LLC

Kerusov Igor Nikolaevich, Ph.D., head of Seismic Research LUKOIL-Engineering LLC

Khisamutdinova Aysylu Ildarovna Ph.D., Seismic Research Technology Division Seismic research department LUKOIL-Engineering LLC

Miroshnichenko Dmitry Evgenievich, Ph.D., Seismic Research Technology Division Seismic research department LUKOIL-Engineering LLC

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

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

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

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

АСО БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10075 УДК 622.276 | Научная статья

Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии

И.Ш.С. Салих, А.К. Ишимбаев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин
Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета | Казань, Россия
mc-gross@mail.ru

Аннотация
В статье представлены результаты исследования влияния различных растворителей на облагораживание сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при паротепловом воздействии. Проведен сравнительный анализ растворителей. Показано изменение компонентного состава под действием совместного воздействия пара и растворителя, свидетельствующее о снижении содержания высокомолекулярных гетероорганических соединений. Выявлены вязкостно-температурные характеристики нефти с применением растворителей индивидуального состава. Показано изменение элементного состава нефтей после паротеплового воздействия с растворителями.

Ключевые слова
сверхвязкая нефть, акватермолиз, растворители, реология, элементный состав

Материалы и методы
Сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан, растворители, SARA-анализ, вискозиметрия, элементный анализ.

Благодарности
Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров. Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых российских ученых МК-1517.2020.3.

Для цитирования:
И.Ш.С. Салих, А.К. Ишимбаев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин. Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 21-24. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10075.

Поступила в редакцию: 13.03.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Upgrading of Ashal'cha heavy oil in the presence of solvents under steam treatment

Indad Sh.S. Salih, Azat K. Ishimbaev, Irek I. Mukhamatdinov, Alexey V. Vakhin
Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University | Kazan, Russian Federation
mc-gross@mail.ru

Abstract
The article presents the influence of various solvents on the upgrading of Ashal'cha heavy oil under steam treatment. A comparison study was carried out. Changes in the composition of oil after the combined influence of steam and solvent were observed, which indicates a content reduction of high-molecular heteroatom compounds. Temperature dependence of oil viscosity characteristics with the use of individual solvents were revealed. Moreover, the changes in the elemental composition of oil after steam treatment in the presence of solvents are shown.

Keywords
heavy oil, aquatermolysis, solvents, rheology, elemental composition

Materials and methods
Ashal'cha heavy oil of the Republic of Tatarstan, solvents, SARA analysis, viscometry, elemental analyses.

Acknowledgements
The work is performed according to the Russian Government Program of Competitive Growth of Kazan Federal University.
The research was supported by the President of the Russian Federation Grant for young Russian scientists МК-1517.2020.3

For citation:
Salih I.Sh. Salih, Azat K. Ishimbaev, Irek I. Mukhamatdinov, Alexey V. Vakhin. Upgrading of Ashal'cha heavy oil in the presence of solvents under steam treatment // Ekcpozitsiya Neft Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp.21-24. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10075.

Received: 13.03.2020

Введение

В последние годы вместе с ростом требований к топливу и источникам энергии, а также с серьезным сокращением традиционных источников углеводородов (далее — УВ) значительно выросла доля тяжелой нефти, достигающая 70% от общего количества добываемой в мире нефти [1, 2].

В настоящее время проводятся исследования, направленные на совершенствование технологий добычи, в числе которых паротепловые методы [3–7]. Паротепловое воздействие (ПТВ) сопряжено с изменением компонентного состава, реологических и физико-химических характеристик сырья. Интенсификация превращений тяжелых нефтей при ПТВ предполагает изменение некоторых характеристик высоковязких нефтей, положительно сказывающееся на его извлечении, транспортировке, подготовке и переработке [8–11].

С целью совершенствования технологии закачки пара, а также для снижения расхода пара и увеличения добычи нефти реализуется более эффективная технология, при которой вместе с паром закачивается растворитель [12, 13]. Использование растворителей из низкокипящих алифатических углеводородов

может привести к коагуляции асфальтенов и к кольматации пор нефтесодержащих пород, что влечет снижение коэффициента вытеснения. Чтобы предотвратить осаждение асфальтенов используют ароматические углеводороды, такие как толуол, ксилол и т.д. [14]. В зависимости от физико-химических характеристик, а также от состава и свойств высоковязких нефтей эффективность растворителя может различаться [15].

Цели и задачи

Объектом исследования выступила сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения пермских отложений Республики Татарстан. Целью работы являлось проведение экспериментальных исследований облагораживания нефти с использованием растворителей при паротепловом воздействии.

Для достижения данной цели потребовалось решить следующие задачи:

1) подбор растворителей, изучение их состава и свойств;
2) лабораторное моделирование акватермолиза нефти Ашальчинского месторождения с использованием растворителей в автоклаве;
3) изучение свойств и состава полученных продуктов акватемолиза нефти.

Экспериментальная часть

Эксперименты по моделированию процесса ПТВ проводились в реакторе высокого давления (Parr Instruments, США) с перемешиванием (объем 300 мл). В автоклав загружали смесь нефти, воды и растворителя. Реактор герметизировался и продувался азотом для удаления воздуха. Затем устанавливалось давление азота равным 1 МПа, и реактор нагревался до 200 °С. После достижения температуры реакции конечное давление составляло 2,1 МПа в зависимости от состава растворителя (рис. 1). Количество растворителя составило 5% от массы нефти. Продолжительность воздействия осуществляли в течение 24 часов. После завершения процесса акватермолиза нефть на протяжении 16 часов отстаивали от воды, затем помещали в лабораторную центрифугу (Eppendorf 5804 R) Центрифугировали при 5000 об/мин в течение 2 часов.

С целью сопоставительной оценки растворителей в процессе паротепловой обработки нефти в течение определенного времени проведен кинетический эксперимент и проанализированы продукты воздействия. В качестве растворителей в экспериментах были использованы бензол, толуол, смесь бензола и толуола и петролейный эфир 70/100.

Разделение по методу SARA проводили с учетом методических рекомендаций стандарта ASTM D 4124-09 и ГОСТ 32269-2013 в несколько этапов. Данный метод основан на разделении нефти на четыре аналитические группы соединений: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes — SARA) по их растворимости и полярности (рис. 1).

Результаты компонентного состава исходной нефти, контрольного опыта, и нефтей после ПТВ с растворителями представлены на рис. 2.

Паротепловое воздействие при 200 °С показывает, что содержание смол и асфальтенов по сравнению с исходной нефтью уменьшается,

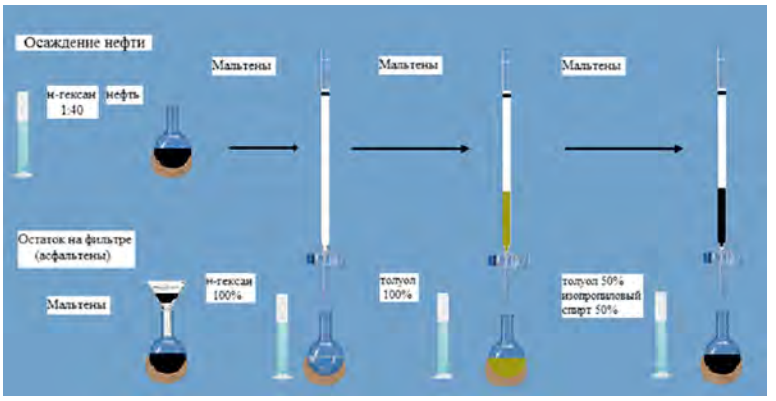


Рис. 1 — Групповой состав по методу SARA
Fig. 1 — Group composition of crude oil according to SARA method

а насыщенных и ароматических углеводородов увеличивается. При добавке бензола количество асфальтенов уменьшается на 14% с новообразованием легких фракций (количество насыщенных УВ повышается на 10%). Добавка толуола привела к уменьшению массового содержания смол на 21% и увеличении количества ароматических УВ (на 15%) по сравнению с контрольным опытом. Наибольшие изменения в составе нефти произошли при добавке петролейного эфира. Петролейный эфир представляет собой смесь легких алифатических углеводородов (пентанов и гексанов), получаемая из попутных нефтяных газов и легких фракций нефти. При наличии в нефти этой смеси наблюдается значительное уменьшение смолистых компонентов (на 38%), однако в составе асфальтенов изменения по сравнению с исходной нефтью не произошли. Вероятно, это происходит в результате воздействия алифатического растворителя на асфальтены, при этом удаляются ассоциированные с ними высокомолекулярные нефтяные компоненты, входящие в состав мальтеновых фракций битумов — насыщенные и ароматические УВ, а также смолы, что приводит к разрушению надмолекулярных структур асфальтенов и увеличению степени их ароматизации [16].

После определения компонентного состава определяли индекс коллоидной нестабильности (Coloidal Instability Index (CII)) по методу [17] (таб. 1). Наименьшей стабильностью обладает нефть контрольного опыта ввиду высокого значения CII.

На рис. 3 представлены изменения вязкостно-температурных характеристик исходной нефти, контрольного опыта без растворителя и нефтей после ПТВ с растворителями.

Ашальчинская нефть представляет собой типично неньютоновскую жидкость. По реологическим характеристикам нефть Ашальчинского месторождения является вязкоупругой жидкостью. Результаты измерения свидетельствуют о положительном влиянии растворителей на реологические свойства нефти после гидротермального воздействия. Наименьшей вязкостью обладает нефть с добавкой толуола, по сравнению с исходной нефтью и контрольным опытом вязкость при 10°С уменьшается в 4 и 3,5 раза, соответственно. Учитывая изменения в групповом химическом составе, а именно значительное уменьшение содержания смол под влиянием абсолютно всех растворителей, толуол, бензол и их смесь способствует разрушению ассоциированных комплексов молекул смол, тем самым влияя на уменьшение вязкости нефти.

Таб. 1 — Индекс коллоидной нестабильности
Tab. 1 — The Colloidal Instability Index

Нефть	Индекс коллоидной нестабильности
Исходная нефть	0,43
Контроль	0,63
Бензол	0,53
Толуол	0,55
Бензол+толуол 1:1	0,58
Петролейный эфир	0,60

В таб. 2 представлен элементный состав исходной нефти и нефтей после ПТВ контрольного опыта и с растворителями. Знание элементного состава нефти необходимо, прежде всего, для выбора метода ее переработки и составления материальных балансов некоторых процессов переработки. Данные элементного состава и структурно-группового состава узких фракций масел и тяжелых остатков, из которых выделение индивидуальных соединений невозможно, позволяет значительно расширить представления о структуре веществ, входящих в эти фракции, и построить модель их «средней» молекулы [18].

Как видно из представленных результатов, «средняя» молекула нефти Ашальчинского месторождения характеризуется незначительным содержанием гетероатомов, а именно серы и кислорода. По результатам элементного анализа нефтей после облагораживания можно сделать вывод о значительном повышении Н/С по сравнению с исходной нефтью.

Итоги

Таким образом, в работе проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти без и с добавлением в систему растворителей.

В заключении отметим, что действие растворителей для внутрипластового облагораживания при добыче высоковязких нефтей направлено:

а) на улучшение группового химического состава высоковязких нефтей, а именно на уменьшение содержания смолисто-асфальтеновых веществ и их молекулярной массы, а также на значительное повышение содержания насыщенных и ароматических углеводородов;

б) на понижение вязкости полученных продуктов гидротермального воздействия;

в) действие растворителей совместно с паром положительно сказывается на индексе

коллоидной нестабильности и соотношении водорода к углероду H/C.

Выводы

Применение растворителей при паротепловой воздействии обеспечивает повышение энерго-эффективности паротепловых методов добычи нетрадиционных ресурсов, как высоковязкие нефти и природные битумы.

Литература

1. Wang Y., Chen Y., He J., Li P., Yang C. Mechanism of catalytic aquathermolysis: Influences on heavy oil by two types of efficient catalytic ions: Fe3+ and Mo6+ // Energy & Fuels, 2010, vol. 24, issue 3, pp. 1502–1510. DOI: 10.1021/ef901339k. (In Eng.).
2. Чен Г., Ян У., Бай Я., Жао В., Гу К., Джанг Д., Жеже А. Акватермолиз тяжелой нефти при низкой температуре в присутствии этанола с использованием простого комплекса Co (II) в качестве катализатора // Нефтехимия. 2017. Т.57. №3. С. 278–283. DOI: 10.7868/S0028242117030030.
3. Каюкова Г.П., Киямова, А.М., Романов Г.В. Гидротермальные превращения асфальтенов // Нефтехимия. 2012. Т.52. №1. С. 7–16.
4. Rana M.S., Sámano V., Ancheyta J, Diaz J.A. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua // Fuel, 2007, vol. 86, pp. 1216–1231. DOI: 10.1016/j.fuel.2006.08.004. (In Eng.).
5. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review // Energy&Fuels, 2010, vol. 24, pp. 2809–2816. DOI: 10.1021/ef100230k. (In Eng.).
6. Zhang C., Lee C.W., Keogh R.A., Demirel B., Davis B.H. Thermal and catalytic conversion of asphaltenes // Fuel, 2001, vol. 80, pp. 1131–1146. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00178-2. (In Eng.).
7. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. М.: Институт компьютерных исследований, 2013. 484 с.
8. Алиев Ф.А., Салих И.Ш.С., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. Влияние катализаторов акватермолиза на внутрипластовое преобразование тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бока де Харуко // Вестник технологического университета. 2018. Т.21. №10. С. 46–49.
9. 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. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10037.
10. Вахин А.В., Ситнов С.А., Мухаматдинов И.И., Славкина О.В., Бугаев К.А., Нургалиев Д.К. Технология термокаталитического воздействия для разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти ООО «РИТЭК» в Самарской области // Нефть. Газ. Новации. 2019. №7. С. 75–78.
11. Вахин А.В., Ситнов С.А., Мухаматдинов И.И., Славкина О.В., Бугаев К.А., Дарищев В.И., Нургалиев Д.К. Перспективы применения нанодисперсных катализаторов на основе переходных металлов для повышения нефтеотдачи при освоении месторождений трудноизвлекаемой нефти ООО «РИТЭК» // Нефть. Газ. Новации. 2019. №8. С. 42–46.
12. Борисова Ю.Ю., Борисов Д.Н., Якубов М.Р. Метод интенсификации добычи сверхвязких нефтей. Циклические закачки композиционного растворителя для разработки тонких продуктивных пластов // Нефтяная провинция. 2018. №3. С. 81-95. [Электронный ресурс]. DOI: 10.25689/NP.2018.3.81-95.
13. Якубов М.Р., Якубова С.Г., Борисов Д.Н., Усманова Г.Ш., Грязнов П.И., Романов Г.В. Изменение состава и свойств асфальтенов при физическом моделировании процесса вытеснения тяжелых нефтей растворителями на основе н-алканов // Вестник технологического университета. 2013. №22. С. 277–280.
14. Andersen S.I., Keul A., Stenby E. Variation in Composition of Subfractions of Petroleum Asphaltenes // Petroleum Science and Technology, 1997, vol. 15. Issue, 7, pp. 611–645. DOI: 10.1080/10916469708949678. (In Eng.).
15. Саяхов В.А., Хайрутдинова А.А. Оценка влияния температуры и химреагентов на компонентный состав сверхвязкой нефти // Научно-практическая конференция «Булатовские чтения». Краснодар, 2017.
16. Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П.,

Таб. 2 — Элементный состав исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с растворителями

Tab. 2 — The elemental composition of the initial oil, after thermal treatment with and without solvents

Нефть	C	H	N	S	O	H/C
Исходная нефть	84,35	11,12	0,03	1,8	2,7	1,58
Контроль	84,24	11,91	0,07	1,55	2,23	1,70
Бензол	84,34	11,49	0,06	1,73	2,38	1,64
Толуол	84,25	11,04	0,02	2,06	2,63	1,57
Бензол+толуол 1:1	84,24	11,55	0,19	1,81	2,21	1,65
Петролейный эфир	83,92	11,76	0,22	1,64	2,46	1,68

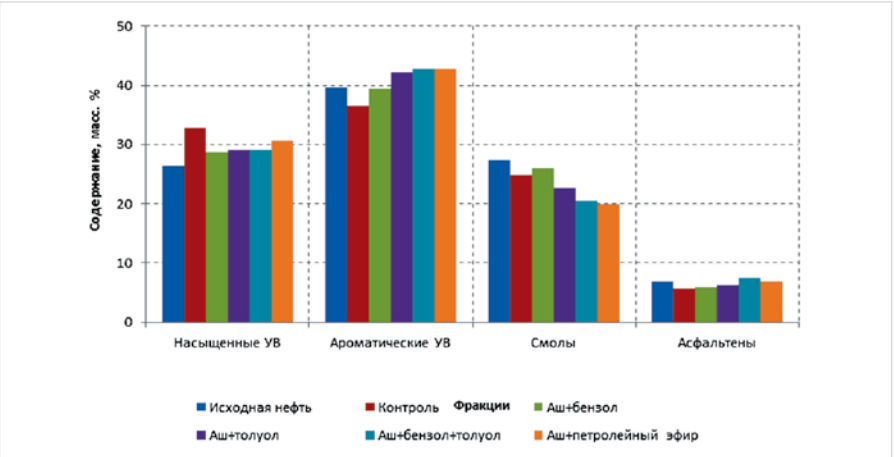


Рис. 2 — Компонентный состав исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с растворителями

Fig. 2 — Group composition of initial crude oil, after thermal treatment with and without solvents

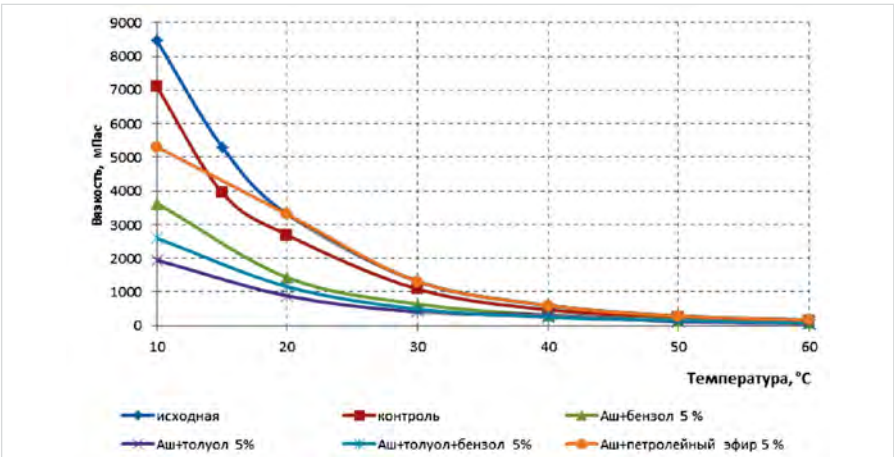


Рис. 3 — Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с растворителями

Fig. 3 — The temperature dependent viscosity characteristics of initial crude oil, after thermal treatment with and without solvents

Вандюкова И.И. Исследование состава асфальтенов и продуктов их фракционирования методом ИК-Фурье спектроскопии // Вестник Технологического университета. 2011. №9. С. 179–183.
17. Asomaning S. Test method for determining asphaltene stability in crude oils // Petroleum Science and Technology, 2003, vol. 21, pp. 581–590. DOI: 10.1081/LFT-120018540. (In Eng.).
18. Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. Genesis of oil: A fundamental problem of geology // Lithology and Mineral Resources, 2008, vol. 43, issue 5, pp. 488–498. DOI: 10.1134/S0024490208050052. (In Eng.).

ENGLISH

Results

Thus, a physical simulation of the steam treatment of heavy oil without and with the addition of solvents to the system was carried out. In conclusion, the influence of solvents for in-situ upgrading of heavy oil is directed:

a) to improve the group chemical composition of heavy oil, particularly, to reduce the content of resins and asphaltenes and their molecular weight, as well as to significantly increase the content of saturates and aromatic hydrocarbons;

b) to lower the viscosity of the resulting hydrothermal products;

c) the action of solvents together with steam has a positive effect on the index of colloidal instability and the ratio of hydrogen to carbon H/C.

Conclusions

The use of solvents in case of heat and steam treatment increases the energy efficiency of heat and steam methods for the extraction of unconventional resources, such as heavy oil and natural bitumen.

References

1. Wang Y., Chen Y., He J., Li P., Yang C. Mechanism of catalytic aquathermolysis: Influences on heavy oil by two types of efficient catalytic ions: Fe3+ and Mo6+ // Energy & Fuels, 2010, vol. 24, issue 3, pp. 1502–1510. DOI: 10.1021/ef901339k.
2. Chen G., Jan W., Bai Ya., Zhao V., Gu K., Jang D., Zhezhe A. Aquathermolysis of heavy oil at low temperature in the presence of ethanol using a simple Co (II) complex as a catalyst // Petrochemistry, 2007, vol. 57, issue 3, pp. 278–283. DOI: 10.7868/S0028242117030030. (In Russ.).
3. Kayukova G.P., Kiyamova, A.M., Romanov G.V. Hydrothermal transformations of asphaltenes // Petrochemistry, 2012, vol. 52, issue 1, pp. 7–16. (In Russ.).
4. Rana M.S., Sámano V., Ancheyta J, Diaz J.A. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua // Fuel, 2007, vol. 86, pp. 1216–1231. DOI: 10.1016/j.fuel.2006.08.004.
5. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review // Energy&Fuels, 2010, vol. 24, pp. 2809–2816. DOI: 10.1021/ef100230k.
6. Zhang C., Lee C.W., Keogh R.A., Demirel B., Davis B.H. Thermal and catalytic conversion of asphaltenes // Fuel, 2001, vol. 80, pp. 1131–1146. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00178-2.
7. Lipaev A.A. Development of heavy oil and natural bitumen deposits. Moscow: Institute of Computer Research, 2013, 483 p. (In Russ.).
8. Aliev F.A., Salih I.Sh.S., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. The effect of aquatermolysis catalysts on the in-situ conversion of heavy high-viscosity oil from the Boca de Haruko field // Herald of Technological University, 2018, vol. 21, issue 10, pp. 46–49. (In Russ.).
9. Zaripova R.D., Khaidarova A.R., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V. The effect of temperature on the transformation of mixed iron (II, III) oxides in hydrothermal-catalytic processes // Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, pp. 56–59. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10037. (In Russ.).
10. Vakhin A.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Nurgaliev D.K. The technology of thermocatalytic exposure for the development of hard-to-recover oil deposits of RITEK LLC in the Samara Region // Oil. Gas. Novation, 2019, issue 7, pp. 75–78. (In Russ.).
11. Vakhin A.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Darishchev V.I., Nurgaliev D.K. Prospects for the use of nanodispersed catalysts based on transition metals to enhance oil recovery in the development of hard-to-recover oil deposits of RITEK LLC // Oil. Gas. Novation, 2019, issue 8, pp. 42–46. (In Russ.).
12. Borisova Yu.Yu., Borisov D.N., Yakubov M.R. Method for intensifying the production of super-viscous oils. Cyclic injection of a composite solvent for the development of thin productive formations // Oil Province, 2018, issue 3, pp. 81–95. DOI: 10.25689/NP.2018.3.81-95. (In Russ.).
13. Yakubov M.R., Yakubova S.G., Borisov D.N., Usmanova G.Sh., Gryaznov P.I., Romanov G.V. Changes in the composition and properties of asphaltenes during physical modeling of the process of displacing heavy oils with solvents based on n-alkanes // Herald of the Technological University, 2013, issue 22, pp. 277–280. (In Russ.).
14. Andersen S.I., Keul A., Stenby E. Variation in Composition of Subfractions of Petroleum Asphaltenes // Petroleum Science and Technology, 1997, vol. 15. Issue, 7, pp. 611–645. DOI: 10.1080/10916469708949678.
15. Sayakhov V.A., Khayrutdinova A.A. Evaluation of the effect of temperature and chemicals on the component composition of super-viscous oil // Scientific and practical conference "Bulatov Readings", Krasnodar, 2017. (In Russ.).
16. Abdrafikova I.M., Kayukova G.P., Vandyukova I.I. The study of the composition of asphaltenes and products of their fractionation by IR-Fourier spectroscopy // Herald of the Technological University, 2011, issue 9, pp. 179–183. (In Russ.).
17. Asomaning S. Test method for determining asphaltene stability in crude oils // Petroleum Science and Technology, 2003, vol. 21, pp. 581–590. DOI: 10.1081/LFT-120018540.
18. Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. Genesis of oil: A fundamental problem of geology // Lithology and Mineral Resources, 2008, vol. 43, issue 5, pp. 488–498. DOI: 10.1134/S0024490208050052.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Салих Индад Шариф Салих, младший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия.

Ишимбаев Азат Кайратович, магистрант кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия.

Мухаматдинов Ирек Изаилович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия. Для контактов: mc-gross@mail.ru

Вахин Алексей Владимирович, кандидат технических наук, руководитель НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия.

Salih Indad Shareef Salih, junior researcher of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University. Kazan, Russian Federation.

Ishimbaev Azat Kairatovich, master student of the department for development and operation of hard hydrocarbon fields of the Institute of Geology and Petroleum Technologies of Kazan (Volga Region) Federal University. Kazan, Russian Federation.

Mukhamatdinov Irek Izailovich, Ph.D., senior researcher of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University. Kazan, Russian Federation. Corresponding author: mc-gross@mail.ru

Vakhin Alexey Vladimirovich, Ph.D., supervisor of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University. Kazan, Russian Federation.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НПО «ПОЛИЦЕЛЛ»

ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Реагенты и материалы для буровых растворов на водной основе

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

Смазочные добавки
Жидкие – СМЭГ, Полиэколуб
Сухие - Микан, Силанж

Противоприхватная добавка Полиантифрик
Противосальниковая добавка Полидегленд

Ингибиторы глин
Полиэколь, Полиэкосил
Политексол, ПолиАминал

Пеногасители
Жидкие –Полидефом и Полидефомер
Сухие- Полифосфом и Полидефолуб

Составы для приготовления тяжелых жидкостей
ПолиСТЖ-1600, -1800,-2100

Реагенты и материалы для цементирования скважин

Микронизированные цементы
Ультрацемент-5, Ультрацемент-7, Ультрацемент-10

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

Водоизолирующие и тампонирующие составы

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

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

Реагенты и материалы для РУО

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

Системы и концентраты буровых растворов

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

Реагенты и материалы для РИР и КРС

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

Реагенты специального назначения

Полипрон, Полидеэмульзол
Полидегидрат, Полибакцид

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

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

Качественный сервис — обязательный фактор эффективности и надежности оборудования газоподготовки

Эффективность и надежность технологического оборудования газоподготовки и газоснабжения напрямую зависит от важнейшего фактора — качественного технического сервиса в гарантийный и послегарантийный эксплуатационный период. В Группе ЭНЕРГАЗ эти задачи решает сервисно-технический дивизион, созданный еще в 2008 году. Мы побеседовали с генеральным директором компании СервисЭНЕРГАЗ Александром Крамским.

А.А. Крамской — генеральный директор ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

— Александр Александрович, специализация компании СервисЭНЕРГАЗ обязывает вас вникать в самую суть задач, стоящих перед сервисом технологического оборудования — особенно в сегменте газоподготовки и газоснабжения, где к безопасности предъявляются повышенные требования. Какие приоритеты вы здесь отмечаете?

— Сразу же подчеркну значение технологического оборудования в производственной структуре газовой энергетики и нефтегазовой отрасли. Еще несколько лет назад применительно к генерирующим объектам деление шло на «основное» и «вспомогательное» оборудование. Теперь специалисты более щепетильны и точны в профессиональной терминологии, и речь ведут о «генерирующем» и «технологическом» оборудовании. Это не просто игра слов.

Суть в том, что неправомерно и даже принципиально ошибочно, на мой взгляд, именовать «вспомогательным», например, технологическое оборудование газоподготовки — от эффективности, надежности и ремонтопригодности которого напрямую зависит работа любой электростанции, оснащенной современными газотурбинными, газопоршневыми или парогазовыми установками.

Это уже аксиома: без качественной и непрерывной комплексной газоподготовки исходный газ, поступающий на эти станции, попросту не получит необходимых проектных параметров по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. То есть не будет обеспечена планомерная, эффективная и надежная эксплуатация энергоагрегатов — в соответствии с заложенными в них расчетными возможностями.

Это вроде бы понятная для профессионалов прямая зависимость, но, увы, еще не все специалисты придают должное значение качеству процесса газоподготовки и газоснабжения и соответственно техническому сервису оборудования, которые работают на конечный результат. Объективности ради, всё же отмечу, что мы в СервисЭНЕРГАЗе ежегодно констатируем рост примеров профессионального взаимопонимания и ответственности за поддержание работоспособности технологического оборудования.

Большинство эксплуатирующих компаний осознают ущербность подхода «когда сломается, тогда и починим» и заботятся о выполнении программ планового сервиса. Ведь в конечном итоге своевременный регламент установок газоподготовки дает явные выгоды. Главное — обеспечивается назначенный ресурс самих установок и гарантируется бесперебойная работа сопряженного оборудования на всем объекте. Будь то в газовой энергетике, нефтегазовой сфере или в иной газоиспользующей отрасли.

— О таком опыте, пожалуйста, подробнее.

— В компетенции СервисЭНЕРГАЗа находится решение всего комплекса сервисных задач на технологическом оборудовании, поставляемом как ЭНЕРГАЗом, так и другими производителями — на этапах монтажа (фото 2), предпусковой подготовки и ввода, в процессе эксплуатации.

Приведу такие данные: по состоянию на март 2020 года общая наработка всех действующих установок «ЭНЕРГАЗ» превысила 13 млн часов. Ежегодно вводятся в эксплуатацию десятки новых установок газоподготовки. Естественно, что для их нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса требуется своевременное техническое обслуживание, а при необходимости — модернизация, текущий или капитальный ремонт.

Теперь о наших возможностях. Мобильные бригады СервисЭНЕРГАЗа базируются в Москве, Белгороде и Сургуте. Сервисные специалисты обладают высокой технической квалификацией и уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах. В прошлом году наши инженеры осуществили свыше 300 выездов для работ на различных объектах, включая удаленные и труднодоступные.

На первое место поставлю проекты модернизации. Порой складывается ситуация, когда модернизация создает единственную возможность обеспечить штатную эксплуатацию и заявленные технические характеристики, а то и вовсе — работоспособность оборудования.

Приведу пример. Основу компрессорной станции №4 «Западный Тэбук» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составляют установки одного из российских производителей. Так вот, эти установки настолько часто выходили из строя, что эксплуатирующая компания вынужденно внесла их капитальный ремонт в ежегодные планы обязательных сервисных работ.

А ведь КС №4 — это важный элемент добывающей и генерирующей инфраструктуры региона. Станция компримирует попутный нефтяной газ, поступающий с Пашнинского, Савиноборского и Н. Одесовского месторождений. Сжатый ПНГ закачивается в транспортный трубопровод до города Сосногорск, где используется в качестве топлива для турбин Сосногорской ТЭЦ. В сутки компрессорная станция утилизирует порядка 100 тысяч кубометров газа.

Нас пригласили помочь разобраться в ситуации. Эксперты СервисЭНЕРГАЗа обследовали оборудование и выявили две основные проблемы, которые стали следствием ошибок в проектировании: 1) смазывающее масло, поступающее в винтовые компрессоры, имело критически низкую температуру, что постоянно приводило к «слизыванию» подшипников скольжения с последующим повреждением основных компонентов компрессоров; 2) фактические характеристики установок по входному давлению и давлению нагнетания газа не соответствовали требуемым расчетным параметрам на объекте. В совокупности это и стало причиной аварийных остановов, особенно в холодное время года.

В первую очередь, мы модернизировали маслосистему, установили байпас теплообменника и обеспечили возможность быстрого пуска в зимний период. Уменьшили степень сжатия рабочей среды. Расширили диапазон температур масла и компримируемого газа, внесли новые уставки, усовершенствовали систему охлаждения компрессорных установок. Обновили программное обеспечение САУ. Параллельно специалисты нашей ремонтной службы выполнили капитальный ремонт компрессоров (фото 3).

В итоге, на протяжении вот уже двух лет эксплуатация этого оборудования не вызывает нареканий. Работоспособность и надежность агрегатов поддерживается теперь в штатном режиме — путем планового техобслуживания, проводимого нашими сервисными инженерами.

— Это пример из нефтегазовой отрасли. А как обстоят дела на объектах электроэнергетики?

— Следует сказать о проекте, выполненном на производственной площадке ТЭЦ-1 Уфимской ТЭЦ-4 (ООО «Башкирская генерирующая компания»). Здесь наши специалисты провели техническое переоснащение газотурбинной электростанции ГТЭС-25П в части газоподготовки и топливоснабжения.

На первом этапе осуществлена модернизация питающего трубопровода, который теперь оснащен высокоэффективной системой фильтрации (фото 4). Степень очистки газа составляет 100% для частиц величиной более 5 микрон. Пропускная способность — 7 600 м3/ч. Согласно технологической схеме газоподготовки новая система установлена перед дожимной компрессорной станцией (ДКС), которая обеспечивает компримирование газа и его подачу в турбину ГТЭС.

Второй этап проекта заключался в осуществлении комплекса работ по модернизации и приведению ДКС к современным стандартам производства и эксплуатации газокомпрессорной техники.

Установлен новый винтовой маслозаполненный компрессор — основной элемент ДКС. Усовершенствована двухуровневая система регулирования производительности, что позволяет компрессорной станции максимально быстро и корректно реагировать на изменения нагрузки при переходных режимах работы сопряженной газовой турбины. Проведены обслуживание и модернизация маслосистемы ДКС, в которой теперь используется сложноэфирное синтетическое масло ESTSYN CE, специально созданное для установок на базе винтовых компрессоров.

Модернизирована система охлаждения ДКС с целью снижения перепада температур компримированного газа и масла

Фото 1 — Александр Крамской прошел путь от сервисного инженера до руководителя компании

Фото 2 — Строительно-монтажный этап. Трубопроводная обвязка технологической установки

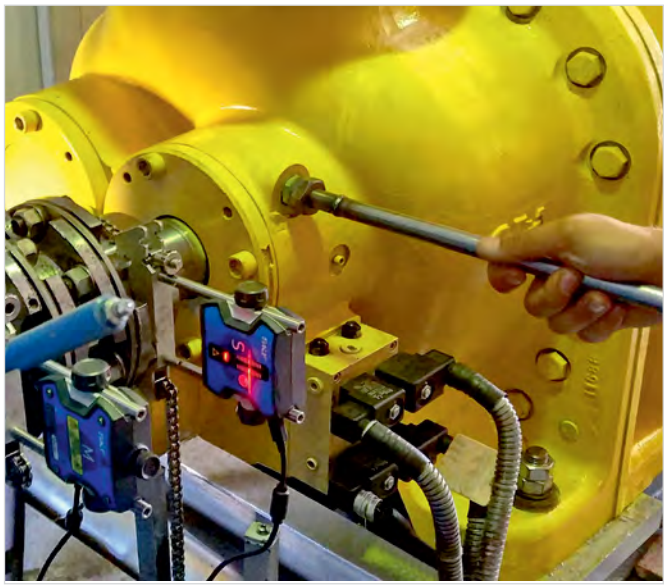


Фото 3 — Настройка компрессорного оборудования КС №4 «Западный Тэбук» после модернизации

Фото 4 — В рамках технического переоснащения ГТЭС-25П в Уфе СервисЭНЕРГАЗ установил высокоэффективную систему фильтрации топливного газа

в маслосистеме. Установлено современное программное обеспечение, после подключения и настройки обновленная система автоматизированного управления ДКС реинтегрирована с верхним уровнем АСУ ТП газотурбинной электростанции. Добавлены новые уставки и защиты. Выполнена опрессовка ДКС азотом — проверка всех узлов и соединений на герметичность.

На заключительном этапе (после пусконаладочных работ и собственных испытаний) состоялось всестороннее тестирование оборудования под нагрузкой — в сопряжении с газотурбинной установкой. Опробование проводилось ступенчато при различных режимах мощности турбины — от 2 до 22 МВт.

Как итог, реализация уфимского проекта повысила качество топливного газа, надежность газоснабжения и, следовательно, эффективность работы ГТЭС.

— Чем еще, помимо проектов модернизации, живет СервисЭНЕРГАЗ?

— Значительное место в нашей работе занимают текущие (локальные) и капитальные ремонты. При этом мы не выделяем, кем поставлено оборудование — нашей головной компанией ЭНЕРГАЗ или другими производителями.

В январе этого года на парогазовом энергоблоке ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ была завершена плановая инспекция типа «С» (капитальный ремонт) газовых турбин. Подачу топлива в турбины PG6111FA здесь осуществляет система «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят пункт подготовки газа и компрессорная станция из трех установок.

Перерыв в работе ПГУ позволил нам выполнить капремонт газокомпрессорных установок №1 и №3 (фото 5). Специалисты СервисЭНЕРГАЗа заменили винтовые компрессоры, провели локальные ремонтно-восстановительные работы, заменили расходные материалы, в том числе газовые фильтры 1-й и 2-й ступеней очистки и масляные фильтры, произвели замену прежнего масла на масло нового поколения ESTSYN CE, выполнили опрессовку установок, осуществили предпусковые испытания.

Как правило, ремонту предшествуют контрольно-ревизионные работы (фото 6). Один из последних примеров — это технический аудит вакуумных компрессорных станций (ВКС) на ряде объектов АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в Ямало-Ненецком автономном округе. По результатам инспекции были составлены дефектные ведомости, подготовлены рекомендации по замене неисправных и выработавших свой ресурс узлов и элементов, предложен план проведения текущих работ и капитального ремонта ВКС. Всего наши эксперты проверили четыре станции.

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

Фото 6 — Контрольно-ревизионные работы (технический аудит)

Фото 7 — Пусковая установка для ГТЭС Восточно-Перевального м/р. Закладка элементов маслосистемы после промывки и модернизации

Фото 8 — Комплексное обслуживание технологических установок «ЭНЕРГАЗ» на площадке ГТУ-ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке

Наиболее масштабные восстановительные мероприятия мы выполнили на вакуумных КС, действующих на ДНС-1 и ДНС-3 Вынгапуровского месторождения. Эти ВКС составляют здесь основу системы утилизации ПНГ низких ступеней сепарации. Помимо прочего, цикл работ включал демонтаж компрессоров, их доставку на ремонтную площадку в г. Ноябрьск и обратно, собственно ремонт агрегатов, повторный монтаж, пусконаладку, индивидуальное и интегрированное тестирование ВКС в составе объектов.

Технические инспекции проводятся не только на действующем оборудовании. Например, в конце прошлого года нам доверили ревизию мембранной установки выделения пропилена на нефтехимическом предприятии «СИБУР Тобольск». А уже в нынешнем марте СервисЭНЕРГАЗ завершил подготовку этого сложнейшего оборудования к вводу в эксплуатацию.

— Звучит как-то легко и просто...

— Честно говоря, этот проект стал для нас настоящим профессиональным вызовом. Пуску установки в Тобольске предшествовали доскональная проработка проекта, комплекс ремонтных, модернизационных и наладочных работ, а также цикл испытаний.

К работе были привлечены сотрудники исключительно высшего технического звена компании — ведущие инженеры и инженеры-эксперты, проект постоянно курировал наш главный инженер. На различных этапах свой неоценимый вклад внесли специалисты заказчика — ООО «СИБУР Тобольск», изготовителя установки — BORSIG, нашего швейцарского партнера — компании Enerproject SA. В целом, данный проект заслуживает, конечно, отдельного разговора.

Вообще, с инженерно-технической точки зрения интересны именно комплексные задачи. Как пример — реконструкция пусковой компрессорной установки для газотурбинной ЭС Восточно-Перевального месторождения (фото 7). Мы последовательно выполнили ее ремонт, модернизацию маслосистемы, замену основного элемента — винтового маслозаполненного компрессора. Новый агрегат дополнительно оснастили системой мониторинга за температурой подшипников скольжения и системой контроля осевого сдвига винтов компрессора. Установили новое программное обеспечение, подключили и настроили САУ, провели пусконаладку КУ. Ввод оборудования состоялся после собственных испытаний и 72-часовой комплексной проверки в составе ГТЭС.

Отмечу, такая практика привлечения наших сервисных инженеров и экспертов эксплуатирующими предприятиями постоянно наращивается.

Таким образом, СервисЭНЕРГАЗ осуществляет весь спектр технических мероприятий: шеф-монтажные и шеф-инженерные работы; подготовка оборудования к пуску (наладка и испытания); техобслуживание в гарантийный период; сервисная поддержка в послегарантийный период; технический аудит; модернизация; локальный ремонт; капремонт с демонтажом техники; технические консультации и обучение эксплуатационного персонала заказчика; реконструкция оборудования с учетом новых условий эксплуатации; комплексная реконструкция неисправного оборудования; поставка и замена запчастей, комплектующих и расходных материалов.

По последнему пункту замечу, что речь об исключительно оригинальных запчастях и расходниках. Так как поставляемое Группой ЭНЕРГАЗ оборудование спроектировано настолько точно, что применение аналогов с неподтвержденными характеристиками ведет к поломкам техники.

— Хорошо, а какие еще фирменные отличия и особенности есть у вашего коллектива?

— В основе работы СервисЭНЕРГАЗа лежит принцип профессиональной специализации. Поэтому на нашем предприятии в статусе инженерных департаментов согласованно действуют четыре подразделения: строительно-монтажное, запуска, сервисное и ремонтное.

Весь сервисный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном нами при выполнении и сопровождении 153 энергетических и нефтегазовых проектов на территории 37 регионов России и стран СНГ.

Начиная с 2007 года, Группой ЭНЕРГАЗ введено в эксплуатацию 294 установки. География проектов — от Сахалина до Калининграда. Наше оборудование действует и на Дальнем Востоке (фото 8), и в Якутии, Сибири, на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны — в республиках Беларусь, Узбекистан и Казахстан.

Плюс забота о текущих поставках и расширение номенклатуры продукции «ЭНЕРГАЗ». Из года в год растет число сервисных проектов, связанных с оборудованием других производителей. В итоге, значительно увеличивается объем работ и возникает новая специфика. Отсюда особую актуальность приобретают вопросы профессионального совершенствования наших инженеров, поддержания на должном уровне качества технических услуг, отбора новых квалифицированных кадров.

И здесь мы основательно рассчитываем на возможности Ремонтно-учебного центра — РУЦ, который строится на производственной площадке Группы ЭНЕРГАЗ в Белгороде.

— Расскажите подробнее.

— Ремонтный цех создается путем модернизации существующего ремонтного предприятия. Комплектуется новым оборудованием, современными станками и сборочно-разборочными механизмами, специальными устройствами и инструментами. Возрастут площади склада оригинальных запчастей и комплектующих. Одновременно оптимизируем и уточняем регламенты восстановительных работ. Расширяется и диапазон ремонтируемой техники.

Фото 9 — До открытия РУЦ семинары и тренинги проводятся в Учебном центре московского офиса Группы ЭНЕРГАЗ

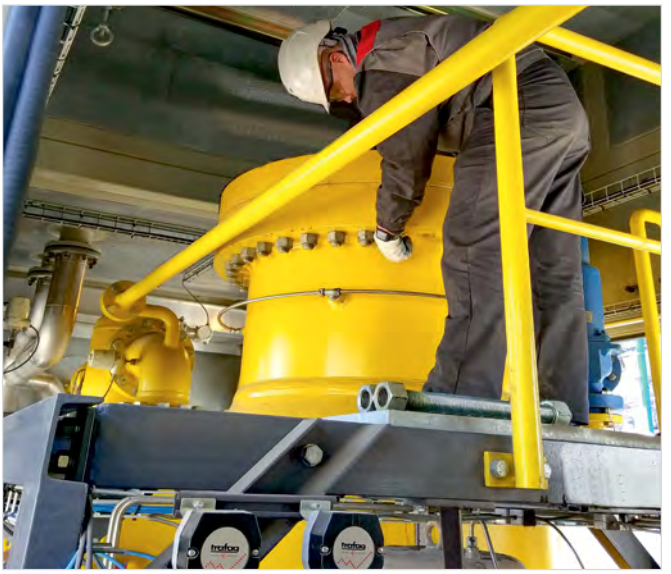


Фото 10 — Регулярное плановое ТО обходится значительно дешевле, чем серьезный ремонт при неожиданной поломке

На этапе проектирования мы тщательно изучили соответствующий опыт ведущих мировых производителей винтовых компрессоров. Если удастся воплотить все решения, то по уровню оснащенности и продуманности наш ремонтный цех не будет иметь аналогов в России.

Функции обучения и повышения квалификации возлагаются на тренажерный комплекс, структура которого позволяет совмещать теоретические и практические занятия. Площадка практического обучения оборудуется аналогами элементов и систем установок газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», действующих на объектах. Это компрессорные блоки, различные технологические узлы, электротехнические компоненты, системы управления, инженерные системы.

Заранее разрабатываем программы семинаров и тестов-тренингов различного уровня сложности. Стандартные курсы подразумевают обучение базовым навыкам монтажа, наладки, пуска, сервиса и ремонта. Специальные, «продвинутые» курсы включают обучение тонкой настройке оборудования, рассмотрение нештатных ситуаций и алгоритмов устранения проблем, изучение новых стандартов производства, эксплуатации и обслуживания техники.

С открытием собственного Ремонтно-учебного центра мы получим возможность, что называется «с нуля», на качественном уровне проводить обучение и допуск наших механиков и инженеров первичного уровня к самостоятельной полевой работе.

Что же касается наших опытных и зарекомендовавших себя специалистов, то РУЦ открывает перспективы для совершенствования действующей в компании системы повышения квалификации и периодической аттестации сотрудников. Это, в свою очередь, обеспечивает лучшим работникам карьерный рост в структуре предприятия и открывает возможности получения высоких должностей инженеров 1-й категории, ведущих инженеров, инженеров-экспертов.

Планируем также на постоянной основе организовывать на базе РУЦ стажировки студентов профильных специальностей технических ВУЗов — конечно, в расчете на то, что в будущем такой подход обеспечит СервисЭНЕРГАЗ достойными молодыми специалистами.

— Александр Александрович, вы приоткрыли сейчас будущее компании. В чем, на ваш взгляд, главный приоритет успешности этого будущего?

— Хорошо известно, что критерий истины — это практика. И наш опыт показывает, что регулярное плановое поддержание рабочего состояния оборудования и профилактика неисправностей обходятся значительно

Фото 11 — Капремонт газового компрессора на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1. Работы выполнены в рамках Программы долгосрочного сервиса

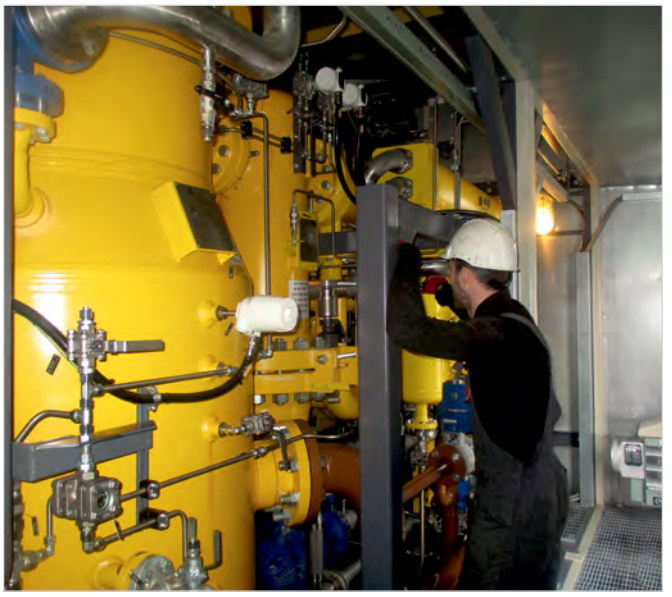


Фото 12 — Подразделение «СервисЭНЕРГАЗ-Ухта» обеспечивает бесперебойную эксплуатацию систем газоподготовки на энергоцентрах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

дешевле, чем серьезный ремонт при неожиданной поломке. С профессиональных позиций я с большим удовлетворением констатирую, что всё больше эксплуатантов осознают ущербность «экономии» на сервисе.

Поэтому на взаимовыгодной основе Группа ЭНЕРГАЗ развивает в качестве главного приоритета Программу долгосрочных сервисных услуг. В рамках этой Программы мы вместе с эксплуатирующими компаниями разрабатываем перспективные планы и подписываем длительные контракты (сроком до 36 месяцев) на проведение комплексного обслуживания технологического оборудования.

С заказчиком согласовывается перечень действий и определяется график работ. Рождается «дорожная сервисная карта», где каждый этап становится для партнера менее затратен, чем аналогичные работы, выполненные разово или, тем более, в авральном порядке. В этом состоит наш расчет на общий профессиональный успех. Правильность подхода подтверждает сама жизнь.

Показательный пример — обслуживание оборудования топливоснабжения 4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, крупнейшего энергоисточника Сахалинской области. На протяжении уже восьми лет мы выполняем здесь сервисные мероприятия на пункте подготовки газа и на пяти двухступенчатых компрессорных установках (фото 11). Регламентные работы осуществляются через каждые 4 000 часов наработки — с последовательным отключением агрегатов, что обеспечивает безостановочную работу электростанции.

— Это направление наверняка требует новых методов работы?

— Абсолютно верно, поясню на примере. В январе СервисЭНЕРГАЗ и ЛУКОЙЛ-Коми на три года продлили долгосрочное соглашение, в рамках которого наши инженеры выполняют комплексное техобслуживание систем газоподготовки и газоснабжения для энергоцентра «Уса» (ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном месторождении) и энергоцентра «Ярега» (ГТУ-ТЭЦ на Ярегском нефтетитановом месторождении). Эти многофункциональные системы обеспечивают расчетные параметры топливного газа по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. В их состав входят 9 технологических установок: два блочных пункта подготовки газа и семь газокомпрессорных станций в арктическом исполнении.

Так вот, в целях максимально качественного исполнения своих обязательств по этому контракту, мы специально создали в структуре СервисЭНЕРГАЗа обособленное подразделение «Ухта». Его сотрудники постоянно находятся на площадках энергоцентров и обеспечивают бесперебойную работу агрегатов газоподготовки (фото 12).

Основные преимущества нового формата очевидны: доскональное знание сервисными инженерами особенностей «своего» оборудования, непрерывный и непосредственный контроль за ходом эксплуатации техники, четкое планирование поставок комплектующих и расходных материалов в необходимом объеме, оперативное реагирование на нештатные ситуации и возможность упреждать их возникновение, «живой» рабочий диалог между специалистами на объектах.

Именно такой подход мы считаем наиболее перспективным, а работу в этом направлении — приоритетной. В ближайших планах предусмотрено создание в структуре компании специальных подразделений, территориально привязанных к кластерам ключевых объектов сервисно-технического сегмента.

— Как вы справляетесь с трудностями, исходящими от эпидемии коронавируса?

— Если коротко, мы постоянно готовы к оперативной работе на любом объекте нефтегазовой отрасли и электроэнергетики, где действуют технологические установки, поставленные ЭНЕРГАЗом. Наши сервисные специалисты могут оказать специализированную помощь также всем предприятиям, эксплуатирующим газоиспользующее оборудование — в части обеспечения качественной подготовки рабочего газа любого типа и состава.

Ситуация, безусловно, непростая. Введены санитарные ограничения на уровне регионов и на уровне наших заказчиков. Площадки, на которых мы работаем, относятся к объектам повышенной опасности и зачастую являются жизненно важными элементами инфраструктуры. Поэтому мы обязаны быть в полной готовности для рабочих выездов и поставки ЗИП, чтобы гарантированно поддержать заявленный уровень надёжности нашего оборудования. Что мы и делаем.

Только за последний месяц выполнены сервисные мероприятия на целом ряде объектов, среди которых Н. Одесовское месторождение, Центральная ТЭЦ в Санкт-Петербурге, Харасавэйское м/р, ГТУ-ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке, Ярегское м/р, Грозненская ТЭС (фото 13), Речицкое м/р, ГТУ-ТЭС в Елабуге, Усинское м/р, Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, Верхнеколик-Еганское м/р, Сызранская ТЭЦ, УКПГиК «Роспан Интернешнл» на Восточном Уренгое, нефтехимическое предприятие «СИБУР Тобольск».

Подчеркну, мы неукоснительно соблюдаем требования региональных властей и заказчиков. Вплоть до готовности еще до выхода на объект проходить в регионе самоизоляцию и тестирование на коронавирус. На сегодня нами получены необходимые пропуска для передвижения. При этом вне командировок сотрудники работают на удалении. Конечно, особая признательность нашим специалистам, которые в нынешних условиях запускают или обслуживают оборудование непосредственно на объектах. Одним словом, эпидемия строго экзаменует нашу коллективную ответственность и личную дисциплину, организованность и психологическую выдержку.

— Благодарим вас, Александр Александрович, за содержательную и интересную беседу.

— Пользуясь случаем, выражаю признательность нашим коллегам и партнерам — специалистам всех компаний, успешно эксплуатирующих современное технологическое оборудование газоподготовки и газоснабжения. Дорогие друзья, СервисЭНЕРГАЗ открыт для совместной работы и готов прийти к вам на помощь.

Фото 13 — ДКС топливного газа Грозненской ТЭС. Замена фильтрующих элементов сепаратора 1-й ступени очистки

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076 УДК 622.276 | Научная статья

Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи

В.В. Мазаев
ООО «Тюменский нефтяной научный центр» | Тюмень, Россия
vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе представлены результаты лабораторных экспериментов по исследованию фильтрационных свойств низкопроницаемых моделей пласта после их обработки дисперсными составами на основе бентонитового глинопорошка, используемыми в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов. Показано, что при закачке глинопорошка в модель пласта с остаточной нефтенасыщенностью снижение поровой проницаемости модели по воде происходит преимущественно за счет образования «глинистой корки» на поверхности образцов керна. Удаление «глинистой корки» приводит к значительному восстановлению проницаемости модели пласта и приросту коэффициента вытеснения нефти. При закачке дисперсного состава в трещины и водонасыщенные интервалы модели пласта происходит их необратимая кольматация. Промысловые испытания дисперсных составов показали, что закачка глинопорошка в нагнетательные скважины приводит к перераспределению фильтрационных потоков за счет частичной кольматации водопромытых интервала, при этом в дальнейшем в процессе закачки воды профиль приемистости скважины продолжает изменяться.

Ключевые слова
технология увеличения нефтеотдачи пластов, дисперсный состав, модель пласта, проницаемость, коэффициент вытеснения нефти, нагнетательная скважина, профиль приемистости скважины

Материалы и методы
Материалы: керн пласта группы АС месторождения Западной Сибири; фильтрационная установка типа УИПК; метод исследования керна — отраслевой стандарт ОСТ 39-195-86.

Для цитирования:
В.В. Мазаев. Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 32-35. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076.

Поступила в редакцию: 11.02.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery

Vladimir V. Mazaev
Tyumen Petroleum Research Center | Tyumen, Russia
vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper describes the laboratory experiments on low-permeable reservoir models flow properties study after treatment with dispersed mixtures based on bentonite clay powder used in enhanced oil recovery technologies. The study results show that when clay powder is injected into a reservoir model with residual oil saturation, the model's water vapor permeability decreases mainly due to the formation of a "clay crust" on the surface of core samples. The "clay crust" removal leads to a significant restoration of the reservoir model's permeability and an increase in the oil displacement efficiency. When the dispersed mixture is injected into fractures and water-saturated intervals of the reservoir model, it results in irreversible clogging. Field tests of dispersed mixtures have shown that the injection of clay powder into injection wells leads to a redistribution of flows due to partial clogging of water-washed intervals, while further in the process of water injection, the well injectivity profile continues to change.

Keywords
EOR technology, disperse mixture, reservoir model, permeability, oil displacement efficiency, injection well, well injectivity profile

Materials and methods
Materials: core samples from AS group of West Siberia reservoirs; Core Perm Flow Unit; core study method — industry standard OST 39-195-86.

For citation:
Vladimir V. Mazaev. Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery // Ekcpozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp. 32-35. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076.

Received: 11.02.2020

Введение

Многочисленные публикации, представленные в научной печати, убедительно показывают перспективность закачек различных дисперсных составов (далее — ДС) в качестве эффективного метода увеличения нефтеотдачи пластов [1–5]. На это указывает тот факт, что объемы внедрения методов, основанных на использовании таких составов, в настоящее время неуклонно увеличиваются. Отмеченную тенденцию можно проследить на примере роста количества тендерных запросов в этом направлении со стороны крупнейших нефтедобывающих предприятий Западной Сибири, в то время как ранее часто отдавалось предпочтение исключительно композициям «мягкого» действия, основанным на применении сшитых полимерных составов.

Такой подход к планированию геолого-технических мероприятий носит объективный «техногенный» характер, поскольку воздействие на пласт традиционным методом регулирования системы заводнения закачкой сшитых полимерных составов уже не обеспечивает необходимой технологической эффективности в условиях высокой обводненности добываемой продукции и значительной выработки запасов.

Таким образом, на современном этапе высокой обводненности добываемой продукции и выработки запасов нефтяных месторождений, как Западной Сибири, так и Российской Федерации методы увеличения нефтеотдачи с использованием дисперсных систем становятся все более востребованными. В то же время практические аспекты их применения требуют исследований и уточнений, чему и посвящена настоящая работа.

Основы применения дисперсных систем в технологиях увеличения нефтеотдачи

При разработке нефтяных месторождений закачка дисперсных систем преимущественно используется для ограничения притока пластовых вод и выравнивания профиля приемистости в отдельных нагнетательных скважинах, при этом данный подход при массированном использовании не исключает возможности рассматривать его в целом как метод регулирования заводнения. Главным компонентом составов такого типа наиболее часто являются различные модификации бентонитовых глин, основой которых является минерал монтмориллонит.

Безусловным достоинством товарных монтмориллонитовых глин является их высокая дисперсность и набухаемость в воде и, как следствие, высокая эффективность кольматирующего действия при обработке водопромытых интервалов нефтяного пласта в широком диапазоне проницаемостей.

Воздействие дисперсных частиц монтмориллонитовых глин на пористую среду включает ряд основных моментов. Первое то, что частицы глины в процессе закачки кольматируют наиболее крупные поры и трещины непосредственно в призабойной зоне пласта (далее — ПЗП) обрабатываемой скважины, обеспечивая в ней перераспределение фильтрационных потоков и изменение профиля приемистости. Далее, такие частицы, с потоком нагнетаемой воды перемещаются по высокопроницаемым каналам в объем пласта и кольматируют поры меньшего размера в его удаленных зонах, что способствует внутрипластовому перераспределению фильтрационных потоков.

Седиментационная устойчивость суспензии дисперсных частиц и их проникающая способность в объем пласта, могут быть существенно увеличены за счет введения добавок водорастворимых полимеров. Этот подход нашел применение во многих технологиях увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке дисперсных кольматантов.

При рассмотрении перспектив использования ДС в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов ключевым вопросом остается характер и степень кольматации нефтяного коллектора в результате закачки дисперсных частиц в пласт. Несомненно, любая дисперсная частица является кольматирующим агентом и, проникая в пласт, в той или иной мере снижает проницаемость пористой среды. При этом конкретно глинопорошки в силу их высокой дисперсности, а также способности к набуханию и коагуляции, могут образовать «глинистую корку» на поверхности породы и блокировать не только отдельные поровые каналы, но и в целом проницаемые интервалы пласта. В результате этого фильтрация воды (жидкостей) значительно снижается или полностью прекращается. Такой характер воздействия на пласт изначально был признан как существенный фактор, ограничивающий широкомасштабное применение технологий увеличения нефтеотдачи, содержащих дисперсные составы.

В тоже время такая точка зрения не исключала избирательное применение дисперсных составов в промысловой практике и позволяла успешно использовать их для регулирования системы заводнения и ограничения притока пластовых вод.

Эффективное воздействие на продуктивный пласт с использованием дисперсных систем должно обеспечивать решение следующих основных задач:

1) дисперсный наполнитель должен эффективно кольматировать наиболее высокопроницаемые фильтрационные каналы (поры и трещины коллектора) и водонасыщенные интервалы пласта;
2) кольматация нефтенасыщенных интервалов с низкой и средней проницаемостью для конкретного разреза должна быть минимальна или носить обратимый характер.

При этом в первом случае предпочтительна кольматация породы пласта вдоль всей линии тока нагнетаемой воды, а во втором, напротив, для восстановления проводимости коллектора в процессе его дальнейшей эксплуатации глубина проникновения частиц должна быть ограниченной. Последнее условие в пласте с поровой проводимостью часто реализуется автоматически, так как поры и многие дисперсные частицы имеют сопоставимые размеры, и поверхностный слой разреза коллектора выступает в роли естественного фильтра, препятствующего проникновению частиц во внутреннее поровое пространство породы.

В соответствии с критериями, определяющими возможность движения дисперсных частиц в капиллярах, линейная фильтрация глинистых частиц потенциально возможна исключительно в поровом пространстве высокой проницаемости (1–2 мкм^2 и более) и трещинах, где эффективное сечение каналов фильтрации породы существенно превышает размеры отдельных частиц закачиваемого материала. Именно это, требуется для эффективного блокирования водопромытых интервалов с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины. В условиях коллекторов средней и низкой проницаемости проникновение дисперсных частиц в поры ограничено, поэтому кольматация происходит преимущественно за счет блокирования поверхностного слоя породы и, как следствие, носит временный характер.

В настоящей работе представлены результаты лабораторных экспериментов по исследованию фильтрационных свойств моделей пласта до и после их обработки различными дисперсными составами на основе бентонитового глинопорошка.

Экспериментальная часть

Основной задачей выполненного комплекса экспериментов было исследование кольматирующего действия дисперсных составов на фильтрационные свойства моделей пласта с поровой проводимостью и на моделях с трещиной. В ходе экспериментов было проведено определение проницаемости моделей пласта по воде и коэффициента вытеснения нефти до и после закачки дисперсного состава и далее после удаления отложений частиц глины («глинистой корки») на входе в модель.

Эксперименты проводили на модифицированной установке УИПК по стандартной процедуре в соответствие с методикой, регламентируемой отраслевым стандартом ОСТ 39-195-86 [7].

Эксперименты включали следующие основные этапы: насыщение образцов керна водой, центрифугирование, насыщение керосином с последующим замещением керосина на нефть. Затем проводилось вытеснение нефти подтоварной водой и расчет коэффициента вытеснения ($К_{выт.}$). Далее проводили определение проницаемости модели по воде ($К_1$), закачку дисперсного состава и повторное определение проницаемости по воде ($К_2$). По окончании этого этапа опыта проводили разрушение «глинистой корки» на торце образца керна путем гидроимпульсного воздействия и вновь определяли проницаемость по воде ($К_3$) и прирост коэффициента вытеснения нефти. По соотношению значений коэффициентов проницаемости по воде, полученных на разных этапах, к первоначальному значению проницаемости рассчитывали значения коэффициентов восстановления проницаемости ($К_2/К_1$ и $К_3/К_1$, соответственно) и оценивали кольматирующее действие использованной дисперсной системы на модель пласта.

В экспериментах использовали линейные и двухслойные неоднородные модели пласта, представленные образцами керна пласта группы АС одного из месторождений Западной Сибири с проницаемостью по газу 43–69·10^{-3} мкм^2 и пористостью 18,5–21,4%. В качестве нефти использовали изовискозную модель нефти с вязкостью 2,45 мПа·с. В экспериментах для насыщения образцов керна применяли модель пластовой воды с минерализацией 18,1 г/л, а для вытеснения нефти — подтоварную воду с минерализацией 9,4 г/л.

В ходе фильтрационных экспериментов в модели пласта обеспечивали следующие условия: внутрипоровое (пластовое) давление 12 МПа, давление обжима (горное) 35 МПа. Температура проведения экспериментов 87^{0}С. В качестве исследуемых дисперсных композиций были выбраны модифицированный полимердисперсный состав (МПДС), содержащий 5,0% масс. глинопорошка марки ПБМА, 0,20% масс. полиакриламида марки PDA-1004 и 0,04% масс. сшивателя (товарного ацетата

хрома), а также дисперсный осадкообразующий состав (ДООС), содержащий 3,0% масс. глинопорошка марки ПБМА, 2,0% масс. фосфата натрия и 0,8% масс. хлорида кальция.

Для определения коэффициентов вытеснения нефти водой и дисперсными составами были проведены эксперименты с использованием наборных моделей пласта, представленных тремя образцами неразрушенного керна с близкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Для моделирования трещиноватых коллекторов использовались единичные образцы керна, которые перед процедурой вытеснения нефти подвергали гидравлическому удару для создания трещин. В модели неоднородного пласта такой трещиноватый образец керна использовали параллельно с другим неразрушенным единичным образцом. В эксперименте на полностью водонасыщенной модели пласта также использовали единичный образец керна.

Результаты лабораторных испытаний

Результаты проведенной серии фильтрационных экспериментов с использованием дисперсных составов МПДС и ДООС представлены в таблице.

На первом этапе исследования были проведены эксперименты по оценке коэффициента вытеснения нефти из моделей пласта водой (опыты №№ 1 и 2). В ходе опытов установлено, что коэффициенты вытеснения нефти из образцов с проницаемостью $51 \cdot 10^{-3}$ мкм2 и $57 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 составляют 49,7 и 51,2%, соответственно (среднее значение 50,5%). Далее на моделях пласта (опыты №№ 3 и 4) были проведены эксперименты по исследованию нефтевытесняющих свойств дисперсных составов. В этих опытах первоначально при вытеснении нефти водой были зафиксированы более низкие значения Квыт. (45,0 и 45,6%), но при последующей закачке дисперсных составов были получены дополнительные приросты Квыт. в размере 2,1 и 3,6%, которые произошли на фоне увеличения давления в системе и снижения проницаемости моделей пласта по воде. Коэффициент восстановления проницаемости по воде в опытах №№ 3 и 4 на этом этапе не превысил 0,50 д.ед. (0,46 и 0,47, соответственно), при этом на торцах моделей пласта образовалась глинистая корка. После ее разрушения проницаемость моделей по воде существенно увеличилась и для модели, обработанной составом МПДС, достигла 0,85 д.ед. от первоначального значения. Для модели, обработанной составом ДООС, это значение составило 0,69 д.ед. Из этого следует то, что основной вклад в снижение проницаемости моделей пласта после закачки дисперсных составов внесло «механическое» блокирование глинистой коркой торцевой поверхности образцов керна моделей пласта. При этом снижение проницаемости моделей за счет кольматации внутрипорового пространства произошло в значительно меньшей степени. Также в ходе экспериментов после разрушения глинистой корки установлено дополнительное увеличение коэффициента вытеснения нефти. Конечные значения Квыт. для систем МПДС и ДООС составили, соответственно, 51,2 и 50,1%.

В результате закачки ДС в линейные модели пласта с порово-трещинной проводимостью установлено (опыты №№ 5 и 6), что их проницаемость снизилась более чем в 7 раз, но при этом в обоих случаях существенно увеличились коэффициенты вытеснения нефти. Далее в ходе экспериментов зафиксировано, что в отличие от предыдущих опытов после удаления глинистой корки, значения коэффициентов восстановления проницаемостей фактически не изменились (0,18 и 0,13, соответственно, при первоначальных — 0,14 и 0,13). Таким образом, при наличии трещин в образце керна снижение проницаемости обрабатываемой модели происходит преимущественно за счет их кольматации, которая носит необратимый характер. Кольматация сцементированной части керна с поровой проводимостью в этом случае незначительна.

В ходе опытов №№ 7 и 8, проведенных на неоднородных моделях пласта, после закачки дисперсных составов произошла кольматация как трещиноватых образцов керна, так и параллельных неразрушенных образцов, что привело к значительному снижению коэффициентов восстановления проницаемостей. При последующем гидроимпульсном воздействии и удалении глинистой корки значения этих коэффициентов для трещиноватых образцов практически не изменились, а для неразрушенных образцов несколько увеличились. При этом, как и в предыдущих экспериментах, значения коэффициентов вытеснения нефти также возросли. Данная серия опытов показывает, что в моделях пласта максимально кольматируются именно крайние и трещиноватые образцы, последующие образцы кольматируются только частично. Во всех случаях кольматация наиболее проницаемых трещин и пор способствует росту перепада давления в системе и значительному приросту коэффициента вытеснения нефти.

Полученные результаты позволяют предположить, что чем выше начальная проницаемость модели по воде, тем интенсивнее происходит ее кольматация при использовании дисперсных составов и тем ниже в дальнейшем значение коэффициента восстановления проницаемости. Аналогичный вывод сформулирован в работе А.Ш. Газизова на основании многочисленных лабораторных экспериментов, проведенных на насыпных моделях пласта в широком диапазоне проницаемостей [1]. В настоящей работе это подтверждается как результатами опытов №№ 5–8, так и результатами тестирования состава МПДС на

Таб. Результаты фильтрационных экспериментов по тестированию дисперсных составов на различных моделях нефтяного пласта
Tab. The results of flow experiments to test dispersed mixtures on various oil reservoir models

№ п/п	Модель пласта, начальная проницаемость по газу, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$ /методика проведения эксперимента		Кпр. по воде до закачки ДС, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			Коэффициент восстановления проницаемости, д.ед.	
				начальный	после закачки ДС	после разрушения фильтрационной корки	после закачки ДС	после разрушения фильтрационной корки
1	Линейная модель (Кпр. — 57,0) / вытеснение нефти водой		2,4	51,2				
2	Линейная модель (Кпр. — 51,6) / вытеснение нефти водой		2,2	49,7				
3	Линейная модель (Кпр. — 43,3) /тестирование состава МПДС, вытеснение нефти водой		2,1	45,0	47,1	51,2	0,46	0,85
4	Линейная модель (Кпр. — 47,1) /тестирование состава ДООС, вытеснение нефти водой		2,2	45,6	49,2	50,1	0,47	0,69
5	Керн с трещиной (Кпр. — 55,3) / тестирование состава МПДС, вытеснение нефти водой		67,1	32,7	65,2	70,4	0,14	0,18
6	Керн с трещиной (Кпр. — 58,4) /тестирование состава ДООС, вытеснение нефти водой		69,4	38,5	67,7	67,7	0,13	0,13
7	Неоднородная модель / тестирование состава МПДС, вытеснение нефти водой	образец керна (Кпр. – 54,6)	1,7	52,2	62,1	63,3	0,21	0,25
		образец керна (Кпр. – 61,7) (трещ.)	62,7	26,4	51,3	54,2	0,05	0,06
8	Неоднородная модель / тестирование состава ДООС, вытеснение нефти водой	образец керна (Кпр. – 58,8)	1,9	53,7	64,3	64,6	0,41	0,62
		образец керна (Кпр. – 63,9) (трещ.)	71,3	29,2	50,1	52,8	0,10	0,10
9	Образец керна (Кпр. — 69,2) / тестирование состава МПДС, фильтрация воды		49,1	Водонасыщенная модель			0,04	0,05

полностью водонасыщенном образце керна, моделирующем водоносный интервал пласта (опыт №9). В этом эксперименте в отсутствии трещин в модели установлено максимальное снижение проницаемости, которая в дальнейшем не восстанавливается.

В целом по результатам проведенной серии фильтрационных экспериментов можно сделать следующие выводы:

1. Композиции на основе дисперсных составов значительно (~2 раза) снижают фильтрационные свойства образцов керна с поровой проводимостью. После гидроимпульсного воздействия проницаемость керна восстанавливается до 69–85 % от первоначального уровня.
2. Снижение проницаемости керна по трещинам при воздействии дисперсными составами в 4–6 раз интенсивнее, чем проницаемости по порам. После гидроимпульсного воздействия проницаемость трещиноватого керна практически не восстанавливается.
3. В коллекторе с трещиновато-поровым типом проводимости дисперсные составы за счет кольматации трещин позволяют значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти (в описанных экспериментах в 2 раза и более).
4. Водонасыщенные образцы керна при воздействии полимердисперсным составом подвергаются значительно большей кольматации в сравнении с нефтенасыщенными образцами (коэффициенты восстановления проницаемости 0,04 и 0,46, соответственно), при этом проницаемость водонасыщенных образцов после гидроимпульсного воздействия практически не восстанавливается.

Важным результатом выполненных экспериментов является тот факт, что после удаления глинистой корки в результате гидроимпульсного воздействия во всех случаях установлено значительное восстановление проницаемости модели с поровой проводимостью. На практике импульсное воздействие на пласт (вскрытый интервал пласта) происходит постоянно и реализуется за счет естественного и внешнего изменения режима закачки воды в скважину. Поэтому после закачки дисперсного состава в пласт в процессе эксплуатации нагнетательной скважины неизбежно происходит дополнительное изменение, как профиля ее приемистости, так и самого значения приемистости. Также в качестве практического вывода можно заключить, что дисперсные составы фактически будут оказывать избирательное воздействие на неоднородный по проницаемости коллектор, включающее необратимую изоляцию наиболее проницаемых и временную кольматацию наименее проницаемых интервалов пласта.

Такой результат можно проследить на примере работы ряда нагнетательных скважин месторождения Западной Сибири, на которых были проведены работы по закачке дисперсных составов МПДС и ДООС.

Из приведенных данных видно, что профили приемистости после обработки продолжают изменяться в течение времени. Вторичное существенное изменение профилей приемистости скважин после обработки дисперсными составами произошло в течение 6 месяцев. То есть первоначальное изменение профиля приемистости и фильтрационных потоков в пласте в дальнейшем по мере закачки воды в пласт приводит к дополнительному перераспределению линий этих потоков и, как следствие, в целом к более эффективному воздействию на пласт. На основании этого можно рекомендовать повторные обработки скважин с целью изменения профиля приемистости через 6–8 месяцев. Сложившаяся практика проведения повторных закачек через 12–14 месяцев, по-видимому, не может считаться обоснованной и максимально результативной.

Таким образом, результаты проведенных лабораторных и промысловых испытаний позволяют утверждать, что закачка дисперсных составов — основы многих технологий увеличения нефтеотдачи пластов, является эффективным методом регулирования фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательной скважины. При этом необратимая кольматация порового пространства носит локальный характер и не влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора в целом. Это позволяет рассматривать дисперсные составы как высокоперспективные композиции для воздействия на пласты с целью повышения эффективности разработки высокообводненных залежей нефти.

Итоги

Проведен комплекс исследований по воздействию различных дисперсных составов на породы пласта с различным типом проводимости; установлено, что кольматация порового коллектора с остаточной нефтенасыщенностью при закачке дисперсных частиц носит обратимый характер.

Выводы

Полученные результаты лабораторных и промысловых испытаний показывают, что закачка дисперсных составов является эффективным методом регулирования фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательной скважины; кольматация порового пространства пласта имеет локальный характер и не влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора в целом.

Литература

1. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Адыгамов В.С., Газизов А.А. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1998. №2. С. 12–14.
2. Мазаев В.В., Андрианов В.В. и др. Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири // Научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры». Ханты-Мансийск, 2009. Т.2. С. 72–81.
3. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Ибатуллин Р.Р., Подымов Е.Д. Применение методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 7. - С. 32-35.
4. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири // Тюмень: Тюменский дом печати, 2016. № 2. С. 239–255.
5. Шехтман Ю.М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий. М.: Издательство АН СССР, 1961. 237 с.
6. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Миннефтепром, 1986. 19 с.

ENGLISH

Results

A set of studies on the effect of various dispersed mixtures on reservoir rocks of different types of permeability was conducted; it was found that clogging of a porous reservoir with residual oil saturation during the injection of dispersed particles is reversible.

Conclusions

The obtained laboratory results and field tests show that the dispersed mixtures injection is an effective method for flow control in the bottom-hole zone of an injection well; the reservoir pore space clogging has a local character and does not affect the flow and reservoir properties.

References

1. Gazizov A.Sh., Galaktionova L.A., Adigamov V.S., Gazizov A.A. Application of polymer-dispersed systems and their modifications for oil recovery enhancement // Oil industry, 1998, issue 2, pp. 12–14. (In Russ.).
2. Mazaev V.V., Andrianov V.V. and oth. Prospects for the use of dispersed and sediment-forming flow-diverting mixtures for oil recovery from Jurassic reservoirs in Western Siberia // Scientific-practical conference “Ways to achieve the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous District — Ugra”. Khanty-Mansiysk, 2009, vol. 2, pp. 72–81. (In Russ.).
3. Khisamov R.S., Fajzullin I.N., Ibatullin R.R., Podymov E.D. Application of enhanced oil recovery methods on Tatneft OAO fields // Oil industry, 2010, issue 7, pp. 32–35. (In Russ.).
4. Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Efficiency of physicochemical EOR methods in Western Siberia // Tyumen: Tyumen Printing House, 2016, issue 2, pp. 239–255. (In Russ.).
5. Shekhtman Yu.M. Flow of low-concentrated suspensions. Moscow: Publishing house of the USSR Academy of Sciences, 1961, 237 p. (In Russ.).
6. OST 39-195-86. Oil. A method for determining oil-water displacement efficiency in laboratory conditions. Moscow: Minnefteprom, 1986, 19 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Мазаев Владимир Владимирович, к.т.н., старший эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия.
Для контактов: vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Vladimir V. Mazaev, Ph.D., senior expert Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia.
Corresponding author: vvmazaev@tnnc.rosneft.ru

Антипомпажный клапан производства «Некст Трейд» прошел успешные испытания в Надыме

ПАО «Газпром» в тесном взаимодействии с российским научно-техническим комплексом планомерно проводит работу в сфере ипортозамещения. В фокусе — укрепление технологического лидерства компании в газовой, нефтяной и электроэнергетической отраслях. Суммарный экономический эффект от внедрения импортозамещающих технологий, оборудования и материалов на объектах группы «Газпром» в 2016–2019 годах составил 35,5 млрд руб.

В начале 2015 г. заместителем председателя правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым был дан старт программе импортозамещения по производству антипомпажных клапанов. Через год определились четыре российские компании, которые приступили к опытно-промышленной эксплуатации на компрессорных станциях газотранспортных сетей ПАО «Газпром» с последующим включением в реестр поставщиков ПАО «Газпром». Одной из них стало воронежское ООО «Некст Трейд».

4 марта этого года агрегатный антипомпажный клапан производства ООО «Некст Трейд» г. Воронеж прошел успешные приемочные испытания в составе ГПА-16ДКС-07 «Урал», стан. №21 ДКС Цеха по ДГ и ГК (ГП «Юбилейный») Надымского НГДУООО «Газпром добыча Надым». Проверка функционирования клапана производилась в соответствии с типовой программой и методикой опытно-промышленных (приемочных) испытаний на объектах ПАО «Газпром» №03/35/3-7116 от 27.12.2019 г.

Клапан регулирующий НТ-КР-П-400х10-А-К1-УХЛ1 (далее — АПК) с пневматическим приводом и ручным гидравлическим дублером был изготовлен ООО «Некст Трейд» в феврале 2018 года и предназначен для защиты компрессора и обеспечения его работы при пуске и останове ГПА, а также регулирования на неустойчивых режимах работы ГПА. Испытания клапана в составе ГПА проводились после демонтажа, существующего АПК «Моквелд» и монтажа на его место в обвязку ГПА АПК производства ООО «Некст Трейд» с целью подтверждения соответствия его технических характеристик требованиям ТУ, СТО Газпром 2-4.1-212-2008, СТО Газпром 2-4.1-1114-2017, оценки устойчивости и безопасности его работы в реальных условиях эксплуатации.

Испытательная среда – неагрессивный природный газ с параметрами:

– давление от 0,9 до 2,8 МПа.

– температура от 3,5 до 107°С.

Температура окружающего воздуха от минус 5°С до минус 11°С.

На основании проведенных испытаний антипомпажный клапан НТ-КР-П-400х10-А-К1-УХЛ1 производства ООО «Некст-Трейд» рекомендован к проведению опытно-промышленной эксплуатации в составе ГПА №21 ДКС цеха по ДГ и ГК (ГП «Юбилейный») в течении 5000 часов, в том числе и для определения ресурсной наработки в течение 2020–2021 г. (суммарная наработка АПК будет исчисляться по режиму работы ГПА).

В период ОПЭ предполагается осуществлять перестановку клапана не менее 2-х раз в месяц (разгрузка на «Кольцо», загрузка в «Магистраль»). Проверка эксплуатационных характеристик будет проводиться по следующим пунктам: «Задание на положение АПК», «Положение АПК», «Мгновенный расход газа», «Перепад давления на конфузоре», «Помпажный запас», «Давление на входе ГПА», «Давление на выходе ГПА», «Степень повышения давления». Все результаты работы АПК и проверок при эксплуатации будут фиксироваться для дальнейшего использования при оценке технического состояния и ресурсных показателей узлов и деталей.

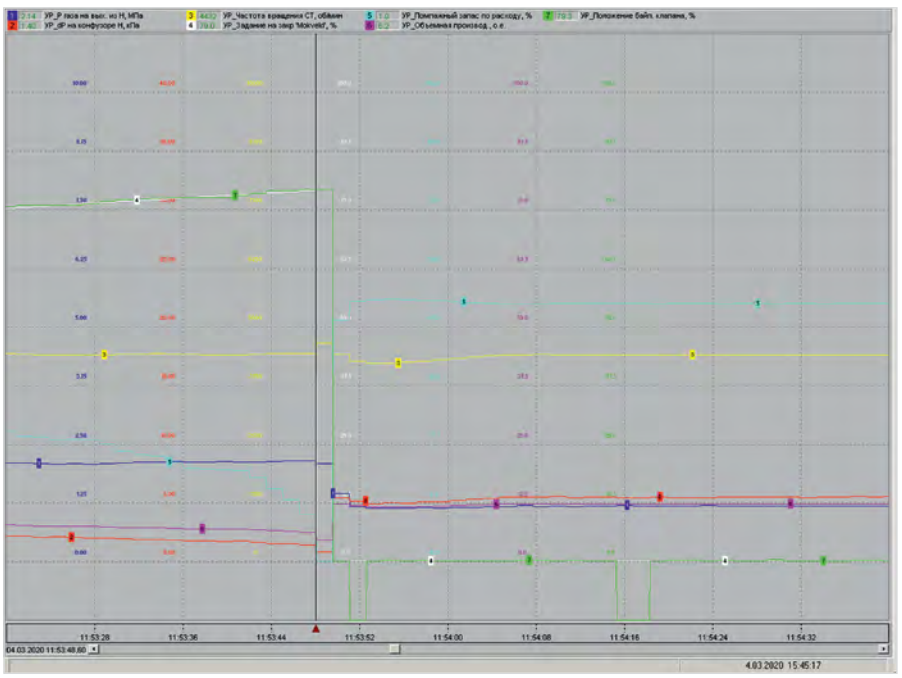


Рис. 1 — Клапан НТ-КР-П-400х10-А-К1-УХЛ1 производства ООО «Некст-Трейд». Помпажный тест 4400

О проведении испытаний АПК производства «Некст Трейд» на ООО «Газпром добыча Надым» рассказывает директор по производству Сергей Давыдов.

— Первое успешное испытание антипомпажного клапана собственного производства ООО «Некст Трейд» провело в 2016 г. на участке магистрального газопровода входящего в зону ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва». В 2018 г. по заданию Департаментов 307 и 308 ПАО «Газпром» мы приступили к повторным испытаниям клапана в условиях севера на ООО «Газпром добыча Надым». Необходимо было выяснить, способны ли отечественные антипомпажные клапаны, которые применяются на газотранспортных магистралях, так же успешно работать на дожимных компрессорных станциях (ДКС), отличающихся тяжелыми условиями эксплуатации при наличии в газе капельной жидкости и механических примесей, и в условиях низких температур.

Эксплуатация АПК на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов и ДКС предприятий добычи газа имеет ряд существенных различий, связанных, во-первых, со степенью сжатия газа. Если на КС газотранспортных магистралей требуется степень сжатия газа, близкая к 1, то на ДКС это значение находится в диапазоне от 2 до 4 ед. с высоким перепадом давления на входе и выходе АПК в зависимости от характеристик нагнетателя. Во-вторых, рабочая температура газа на ДКС может достигать 150 °С, что повышает требования к выбору материалов,

особенно уплотнений. Еще один важный аспект антипомпажного регулирования на ДКС заключается в поддержании запаса по помпажу путем изменения степени открытия АПК с дискретностью 0,5–1,0 %, что требует высокой чувствительности системы управления и плавности хода АПК. Кроме того, большие перепады между входным и выходным давлениями создают дополнительные нагрузки на управляющие элементы.

В ходе испытаний в 2018 г. были внесены изменения в уже готовую конструкцию клапана. Доработки коснулись шкафа управления и материалов уплотнений. Правильность этих решений подтвердилась в ходе заводских испытаний в присутствии представителей ООО «Газпром добыча Надым». Однако, на окончательную доработку конструкции потребовалось еще два года — производился подбор оптимальных материалов, был применен ряд инновационных конструкторских и технологических решений. В марте 2020 на основании проведенных приемочных испытаний антипомпажный клапан НТ-КР-П-400х10-А-К1-УХЛ1 производства ООО «Некст-Трейд» был рекомендован к опытно-промышленной эксплуатации на ООО «Газпром добыча Надым».

Благодаря активному научному и практическому взаимодействию с Департаментом 307 и ООО «Газпром добыча Надым» нам удалось создать отечественную модель антипомпажного клапана, не только не уступающую импортным аналогам, а в ряде технических характеристик даже превосходящую их. Мы благодарны руководству и инженерно-техническому персоналу ООО «Газпром добыча Надым»: главному инженеру Надымского НГДУ Евгению Подолянскому, начальнику ПО по ЭДКС и СОГ Борису Кувытченко, начальнику ПО по ЭДКС и СОГ Надымского НГДУ Борису Ковгану, генеральному директору ООО «Газпром добыча Надым» Игорю Мельникову, заместителю генерального директора по производству ООО «Газпром добыча Надым» Виктору Моисееву за ту практическую помощь, которую мы получали все эти годы. Это было эффективное взаимодействие профессионалов, равно заинтересованных в положительном результате совместной работы.

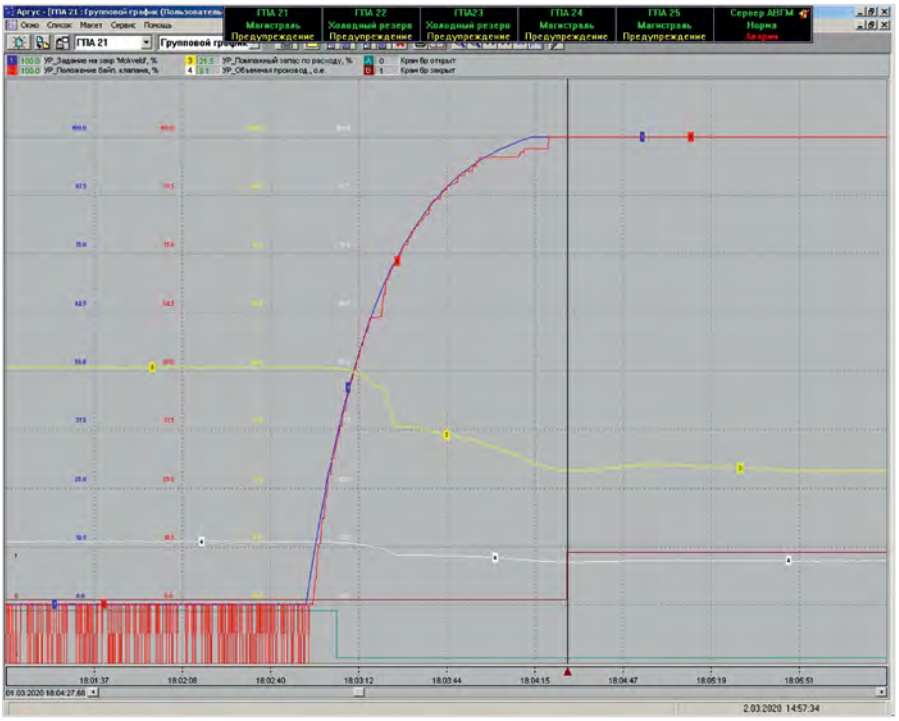


Рис. 2 — 8.2.8.2 Автоматический переход К-М (конец дискретный)

Успешная разработка и внедрение отечественного оборудования, уход от критической импортозависимости позволяют диверсифицировать как риски срыва сроков поставок, так и валютные риски, что сегодня особенно важно для отрасли. На основании объемов запланированного строительства нефте- и газопроводов- в ближайшие годы мы прогнозируемпотребность порядка 200 единиц в год антипомпажных клапанов, которые планируется использовать, в том числе, в условиях Севера.

В марте 2019 года началось полномасштабное освоение Харасавейскогоместорождения, запуск которого планируется в 2023 г. Проектный уровень добычи — 32 млрд куб. м газа в год. Это второе по размерам месторождение «Газпрома» на Ямале и крупнейшее в зоне Единой системы газоснабжения после запуска Бованенково.

Для добычи газа на месторождении предполагается максимальное применение отечественного оборудования. Уверен, что существующие конструкторские разработки российских производителей, в том числе и ООО «Некст Трейд», окажутся востребованы и полезны при разработке Харасавэйского месторождения, так как прошли необходимые испытания и хорошо зарекомендовали себя при эксплуатации в условиях Севера.

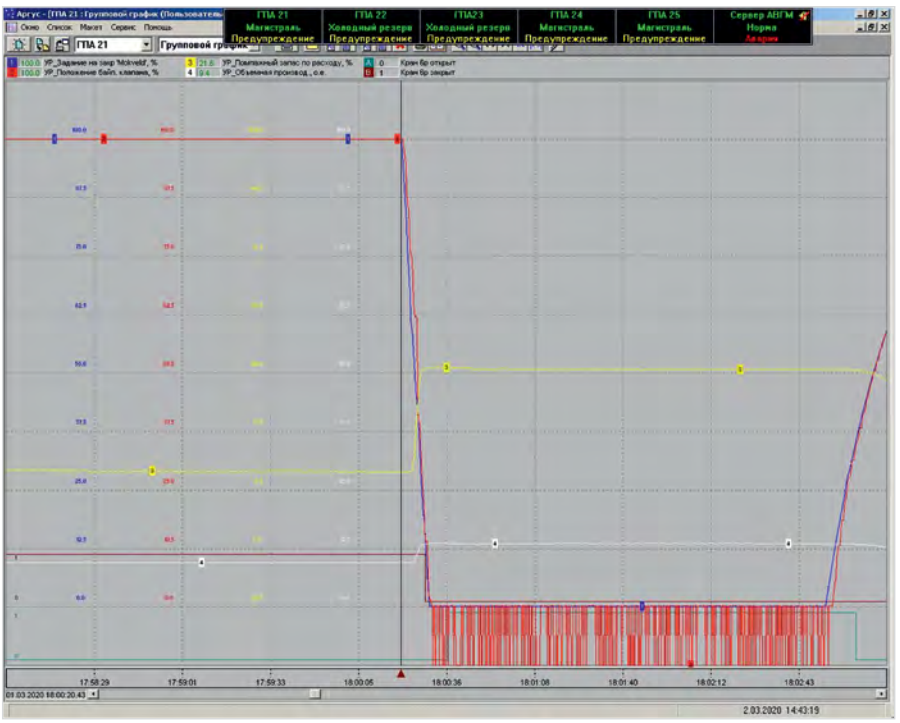


Рис. 3 — 8.3.8.3.3 Автоматический переход М-К (начало)

НЕКСТ НТ ТРЕЙД
ГРУППА КОМПАНИЙ

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

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10080 УДК 622.276 | Научная статья

Исследование режимов воздействия сдвиговыми напряжениями с целью снижения вязкости нефти

В.И. Лесин, Ю.В. Алексеева
ИПНГ РАН | Москва, Россия,
vilesin@inbox.ru

Аннотация
Исследовано влияние режимов воздействия напряжения сдвига на формирование дисперсной фазы коллоидных частиц нефти. На основе термодинамического подхода к формированию агрегатов коллоидных частиц нефти предложена концепция разработки режимов воздействия в рамках фрактальной теории вязкости. Полученные экспериментальные результаты подтверждают фрактальную теорию и демонстрируют возможность создания процедуры воздействия скоростью сдвига, приводящей к значительному устойчивому снижению вязкости нефти.

Ключевые слова
вязкость, нефть, фрактальная теория, коллоидная частица, скорость сдвига, термодинамика, режим воздействия сдвига

Материалы и методы
Измерения производились с помощью вискозиметра «Physica MCR 301» фирмы «Anton Paar» (Австрия) с измерительной системой в геометрии конус-плита.
Для измерения вязкости образец коллоидного раствора, имеющий начальную температуру 20°С и находившийся при этой температуре не менее 10 суток, помещался в ячейку и охлаждался до заданной температуры, выдерживался при этой температуре 30 мин, после чего производились измерения зависимости вязкости η от скорости сдвига G. Измерения проводились в условиях постоянной температуры 10°С. Интервал времени, через которое фиксировалась стационарная величина η зависел от G. При таком режиме регистрации для каждого G достигалось значение вязкости, соответствующее термодинамическому равновесию при данной температуре и величине G.

Благодарности
Статья подготовлена сотрудниками ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по темам № АААА-А19-119030690057-5 (Лесин В.И.) и АААА-А19-119022090096-5 (Алексеева Ю.В.)

Для цитирования:
В.И. Лесин, Ю.В. Алексеева. Исследование режимов воздействия сдвиговыми напряжениями с целью снижения вязкости нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 38-41. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10080.

Поступила в редакцию: 24.03.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Research of modes of exposure by shear stresses in order to reduce petroleum viscosity

Victor I. Lesin, Yulia V. Alekseeva
OGRI RAS | Moscow, Russia,
vilesin@inbox.ru

Abstract
The effect of shear stress modes on the formation of the dispersed phase of colloidal oil particles is studied. Based on the thermodynamic approach to the formation of aggregates of colloidal oil particles, the concept of developing modes within the framework of fractal viscosity theory is proposed. The obtained experimental results confirm the fractal theory and demonstrate the possibility of creating a procedure for exposure the shear rate, which leads to a significant steady decrease in oil viscosity.

Keywords
viscosity, petroleum, fractal theory, colloidal particle, shear rate, thermodynamics, shear exposure mode

Materials and methods
Measurements were made using a viscometer " Physica MCR 301 " by Anton Paar (Austria) with a measuring system in the cone-plate geometry. To measure the viscosity, a sample of a colloidal solution having an initial temperature of 20°C and being at this temperature for at least 10 days it was placed in a cell and cooled to a set temperature, kept at this temperature for 30 minutes, after which measurements were made of the dependence of η on G. The viscosity measurements were performed at a constant temperature of 10°C. The time interval after which the stationary value of η was fixed was depended on G.
In this registration mode, the viscosity value corresponding to the thermodynamic equilibrium at a given temperature and the value of G.

Acknowledgements
The paper has been prepared as part of the studies within the OGRI RAS State Research Contract, topics, AAAA-A19-119030690057-5 (Lesin V.I.) and AAAA-A19-119022090096-5 (Alekseeva Yu.V.)

For citation:
Victor I. Lesin, Yulia V. Alekseeva. Research of modes of exposure by shear stresses in order to reduce petroleum viscosity // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp.38-41. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10080.

Received: 24.03.2020

Введение

Добыча и транспортировка тяжелой нефти и нефтепродуктов осложняется большой величиной вязкости, резко возрастающей с понижением температуры вследствие выпадения в твердую фазу в виде коллоидных частиц тяжелых компонентов нефти — асфальтенов, смол и парафинов. Для снижения вязкости используются технологии нагрева, введения химических реагентов, воздействия колебаниями давления в широком диапазоне частот. Целью всех указанных мероприятий является разрушение коллективных структур, образованных коллоидными частицами нефти и механическими примесями. Как установлено в ряде работ такие коллективные структуры представляют собой агрегаты коллоидных частиц фрактального строения (ФА) [1, 2].

Фрактальные агрегаты коллоидных частиц имеют пористую структуру, которая характеризуется степенной зависимостью плотности — ρ ФА от расстояния от центра инерции — r: $\rho \sim r^{-\alpha}$. ФА деформируются и разрушаются под действием сил напряжения сдвига τ со стороны раствора из-за возникновения градиента скорости V (скорости сдвига) [3, 4]:

$$G=dV/dx,\ \tau=\eta G$$

Вероятность присоединения к ФА коллоидных частиц и их мелких кластеров, имеющих плотную, прочную структуру, и отрыва фрагментов от ФА, а также деформация ФА зависят от сил напряжения сдвига τ, что выражается в зависимости инерциального радиуса $\boldsymbol{R}$ от G: $\boldsymbol{R} = \boldsymbol{R}(G)$. Поскольку масса ФА — $M \sim \boldsymbol{R}^{D}$, то затраты гидродинамической энергии потока раствора на массообмен и перемещение ФА зависят от радиуса R и фрактальной размерности D. Особенности взаимодействия коллоидного раствора с ФА таковы, что отношения вязкости (напряжения сдвига) при малых значениях G (менее 1 c^{-1}–10 c^{-1}) к вязкости в диапазоне больших значений G достигают нескольких десятков единиц [2, 5, 6, 7].

В связи с развитием и расширением применения методов повышения производительности скважин методами ударно-волнового воздействия на коллектор нефти важным является вопрос о подходах к выбору режимов воздействия с целью снижения вязкости нефти. В работе [8] при массовом применении ультразвуковой обработки скважин установлено, что коэффициент успешности может находиться в пределах 0–100%.

Колебания давления в скважине, как показано в [9], эквивалентны воздействию на нефть усредненных за период колебаний значений скорости сдвига. Задача данной работы состояла на примере модельных экспериментов при воздействии скорости сдвига определить тенденции изменений вязкости на основе термодинамического подхода к процессам изменения свойств ФА.

Теория и экспериментальные результаты

Поскольку течение нефти в трещинах и поровом пространстве коллекторов, а также в насосно-компрессорных трубах, характеризуется малыми значениями G, то при разработке общего подхода к снижению вязкости наибольшее внимание было обращено на диапазон значений G, близких к 0.

Согласно фрактальной теории вязкость коллоидного раствора [2, 7]:

$$\eta=\eta_{\infty}(1+Ka^3n\cdot R^{\lambda}) \qquad (1).$$

Здесь $R=\boldsymbol{R}/a$, $\boldsymbol{R}$ — радиус инерции ФА, a — радиус коллоидной частицы, $\lambda(D)>0$ и $K=K(D)$ — константы, зависящие от фрактальной размерности массы — D, где D зависит от предыдущих физико-химических воздействий на коллоидную систему (коллоидный раствор), n — концентрация центров роста ФА, η_{∞} — вязкость вмещающей жидкости:

$$\eta_{\infty}=\eta_0(1+KN\upsilon) \qquad (2),$$

где N — концентрация мелких кластеров коллоидных частиц, υ — их средний объем, K — фактор формы кластеров (для сферических частиц K=2,5), η_0 — вязкость вмещающей жидкости, близкая к вязкости бензиновой фракции нефти.

При учете зависимости радиуса инерции от скорости сдвига $R \sim (G_0/G)^h$ [3, 4, 5] стационарное значение вязкости, соответствующее данному значению G имеет вид:

$$\eta=\eta_{\infty}(1+Kga^3n(G_0/G)^{\lambda h}) \qquad (3).$$

ФА больших размеров ($R >> 1$) имеет слоистую структуру [4, 9], что выражается в изменении λh с ростом или снижением G. При этом λh и K_g меняются, но остаются постоянными величинами для конечных интервалов значений $G_i < G < G_{i+1}$, т.е. $(\lambda h)_i=\alpha_i=const$ и $K_g=const$ *для* $r_i < R < r_{i+1}$.

Слоистая структура ФА проявляется, например, как зависимость стационарного значения $Ln(\eta/\eta_{\infty}-1)$ от $Ln(G_0/G)$ в виде ломаной линии, состоящей из соединенных между собой отрезков прямых, соответствующим определенным диапазонам значений G [2, 7]:

$$Ln(\eta/\eta_{\infty}-1)=LnB_i - \alpha_i LnG \qquad (4).$$

Использование формулы (4) позволяет получить аналитическую зависимость вязкости и, следовательно, напряжения сдвига от скорости сдвига G в виде:

$$\eta=\eta_{\infty}(1+B_iG^{-\alpha i}),$$

где составляющая $B_iG^{-\alpha i}$ будет характеризовать отклонение вязкости η от ньютоновских свойств, т.е. при $B_iG^{-\alpha i} \approx 0$ вязкость практически не зависит от G и коллоидный раствор можно считать ньютоновской жидкостью.

Наличие ФА в нефти резко снижает продуктивность скважины за счет повышения сопротивления потоку как в пласте, так и в насосно-компрессорных трубах. Поэтому целью исследования, предлагаемого в данной работе, являлось построение общей концепции процесса, регулируемого во времени воздействия напряжения сдвига с целью снижения вязкости нефти в диапазоне наиболее важных малых значений G, т.е. уменьшения B и α.

Слоистая структура агрегатов коллоидных частиц нефти характеризуется плотным ядром ФА (рис. 1)..

На фото видно, что периферическая часть ФА обладает высокой разреженностью, когда каждая отдельная частица контактирует с малым количеством соседей. Поскольку сила притяжения частицы/фрагмента пропорциональны количеству контактов [7], то отрыв фрагментов от агрегата потребует приложения значительных сил напряжения сдвига. В свою очередь столкновение частицы/кластера с гладкой поверхностью плотно упакованного сферического ФА с $D = 3$ не приведет к их присоединению из-за малой площади контакта.

Из вышесказанного следует, что для снижения вязкости следует формировать плотные сферические ФА. Этот результат можно получить, создавая условия роста ФА в состоянии термодинамического равновесия между дисперсной средой и центрами роста ФА по следующему сценарию. Вначале под действием больших скоростей сдвига добиваемся полного разрушения ФА, а затем путем снижения скорости сдвига достигаем основного свойства ФА — воспроизведения плотной структуры в ином масштабе. Присоединение и отрыв коллоидных частиц от ФА под действием G наименее вероятен для плотных агрегатов сферической формы.

Для подтверждения справедливости термодинамического подхода к снижению вязкости были проведены эксперименты, в которых реализовывались различные программы изменения скорости сдвига во времени с целью проверки предложенной выше гипотезы.

Измерения производились с помощью вискозиметра «Physica MCR 301» фирмы «Anton Paar» (Австрия) с измерительной системой в геометрии конус-плита.

Для измерения вязкости образец коллоидного раствора, имеющий начальную температуру 20°С и находившийся при этой температуре не менее 10 суток, помещался в ячейку и охлаждался до заданной температуры, выдерживался при этой температуре 30 мин., после чего производились измерения зависимости η от G. Измерения вязкости проводились в условиях постоянной температуры 10°С. При измерении зависимости η от G значения вязкости фиксировались через некоторое время после достижения стационарного значения. Параметры B, α, η_{∞} определялись экспериментально с помощью формулы (4); процедура описана в [2, 7].

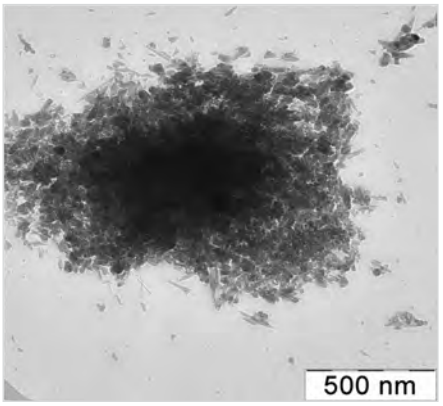


Рис. 1 — Изображение агрегата коллоидных частиц нефти, полученное методом просвечивающей электронной микроскопии
Fig. 1 — Image of an aggregate of colloidal petroleum particles obtained by transmission electron microscopy

Поскольку для течения более информативным является напряжение сдвига $\tau(G)=\eta G=\eta_\infty G(1+BG^{-\alpha})$, характеризующее сопротивление движению жидкости в трубопроводе и пористой среде, результаты экспериментов будут представлены в виде зависимостей $\tau(G)$.

На рис. 2а, б показаны участки зависимостей $\tau(G)$ в области значений G, соответствующих малым скоростям течения для случая, когда после роста G от $0{,}1\ c^{-1}$ до $100\ c^{-1}$, воздействие скоростью сдвига было остановлено на 30 и 60 мин., а затем была снята зависимость $\tau(G)$ при снижении G от $100\ c^{-1}$ до $0{,}1\ c^{-1}$.

Сравнение постоянных η_∞, B_i, α_i показало, что в диапазоне $0{,}1–30\ c^{-1}$ при росте G коэффициенты B_i составляли величины порядка $5\text{-}10$ коэффициенты α_i находились в диапазоне $1–0{,}3$. При снижении G коэффициенты составили для 30 мин. задержки $B_i \approx 0{,}3–1$ и $\alpha_i \approx 0{,}3–0{,}8$; после 60 мин. $B_i \approx 1–2$, $\alpha_i \approx 0{,}5–1$. Величина η_∞ составила в обоих случаях 0,17 Па·с для подъема G и 0,24 Па·с на снижении. Из рис. 2 видно, что прерывание на сравнительное небольшое время приводит постепенно к значительному росту напряжения сдвига в области малых значений G. Сравнение рис. (а) и (б) показывает, что большой интервал времени после завершения обработки приводит к неньютоновской, нелинейной зависимости $\tau(G)$ для малых скоростей сдвига, тогда как при малом интервале $\tau(G) \sim G$ вплоть до малых значений G.

Изменение η_∞ показывает, что остановка воздействия приводит к росту объема мелких коллоидных частиц Nv, который в данном случае можно оценить как рост с 10% объема до 30%. Это приводит к тому, что в области больших значений G обработка приводит к росту напряжения сдвига. На рис. 3 показаны зависимости, снятые при росте и снижении после 60-минутного интервала времени остановки воздействия. Видно, что из-за роста η_∞ в области значений G более $60\ c^{-1}$ напряжение сдвига после обработки скоростью сдвига больше, чем для исходного состояния образца.

В [10] была исследования зависимость $\tau(G)$ для случая, когда после достижения $100\ c^{-1}$ скорость сдвига была увеличена до $1000\ c^{-1}$, а затем постепенно снижена до $0{,}1\ c^{-1}$. В этом случае значения η_∞ 0,14 Па·с и 0,15 Па·с учетом точности измерений 0,005 Па·с можно считать одинаковыми. Как следует из вышесказанного, в этом случае объем Nv не изменился.

Итоги

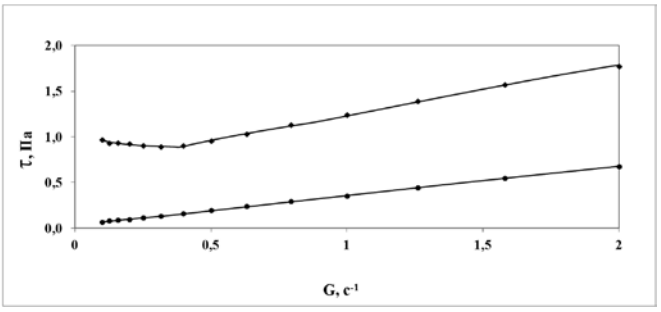
Из полученных результатов следует, что после остановки воздействия скоростью сдвига происходит увеличение количества мелких, плотных частиц, что выражается в росте η_∞. Поскольку такие частицы являются центрами роста ФА, то коллоидная фаза перераспределяется между увеличенным количеством центров, формируя устойчивые к разрушению ФА малых размеров. При этом вклад процессов роста/разрушения ФА под действием скорости сдвига в затраты гидродинамической энергии уменьшается, что выражается в слабой зависимости вязкости от скорости сдвига и уменьшению вязкости в области малых значений G.

Выводы

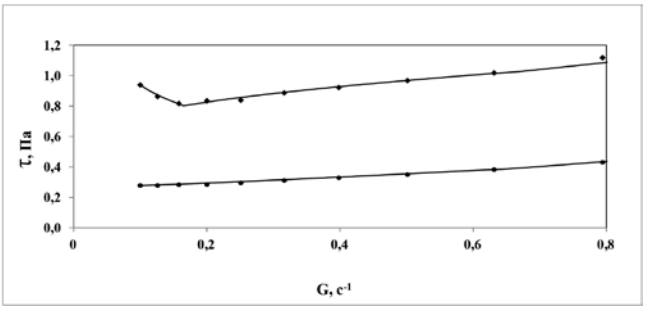
На основе использования фрактальной теории предложен общий подход к снижению вязкости нефти и нефтепродуктов путем воздействия скоростью сдвига, регулируемой во времени по определенной программе. Метод основывается на термодинамическом подходе к процессам роста и/или разрушения агрегатов нефти фрактального строения под действием сил напряжения сдвига. Прерывистый режим воздействия может, как показывают экспериментальные данные, привести не только к снижению, но и росту вязкости и отрицательно сказаться на процессе добычи нефти.

Литература

1. Kane M., Djabourova M., Volle J-L. Rheology and structure of waxy crude oils in quiescent and under shearing conditions // Fuel, 2004, vol. 83, pp. 1591–1605. (In Eng.).
2. Lesin V.I., Koksharov Yu. A., Khomutov G.B. Viscosity of liquid suspensions with fractal aggregates: Magnetic nanoparticles in petroleum colloidal structures // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2011, vol. 392, pp. 88–94. (In Eng.).
3. Roldugin V.I. The characteristics of fractal disperse system // Russ. Chem. Rev, 2003, vol. 72, issue 11, pp. 913–937. (In Eng.).
4. Жюльен Р. Фрактальные агрегаты // Успехи физических наук. 1989. Т.157. №2. С. 339–357.
5. Sonntag R.C., Russel W.B. Structure and breakup of Flocs Subjected to Fluid Stresses.1. Shear stress // Journal of Colloid and Interface Science, 1986, vol. 113, pp. 399–413. (In Eng.).
6. Лесин В.И., Лесин С.В. Фрактальная теория и экспериментальные исследования вязкости коллоидных систем при скоростях сдвига, близких к нулю // Нефтяное



(а) 30 минут



(б) 60 минут

Рис. 2 — Зависимости τ(G) для случая, когда после роста G от 0,1 c^{-1} до G=100 c^{-1}, воздействие скоростью сдвига было остановлено на 30 (а) и 60 (б) мин., а затем была снята зависимость τ(G) при снижении G от 100 c^{-1} до 0,1 c^{-1}. Точки – экспериментальные данные, сплошные линии расчет по формуле (4)

Fig. 2 — Dependence τ(G) for the case when, after increasing G from 0.1 c^{-1} to G=100 c^{-1}, the exposure of the shear rate was stopped for 30 (a) and 60 (b) minutes, and then the dependence τ(G) was registered when G decreased from 100 c^{-1} to 0.1 c^{-1}. Points-experimental data, solid lines calculation using the formula (4)

хозяйство. 2013. №7. С. 111–113.
7. Лесин В.И. Математическая модель вязкости тяжелой нефти, содержащей примеси коллоидных наночастиц оксидов металлов // Нефтегазовое дело. 2019. №2. С. 200-217. Режим доступа: DOI: 10.17122/ogbus-2019-2-199-216.
8. Муллакаев М.С., Салтыков Ю.А., Салтыков А.А., Муллакаев Р.М., Анализ опытно-промысловых испытаний ультразвуковой технологии на скважинах самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. №7 (331). С. 71–85. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-7(331)-71-85.
9. Лесин В.И., Лесин С.В. Влияние колебаний давления на вязкость нефти, содержащей коллоидные частицы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. №1 (24). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art11.
10. В.И. Лесин, Ю.В. Алексеева. М Эволюция структуры фрактальных агрегатов нефти под действием напряжения сдвига // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №3 (22). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art28.

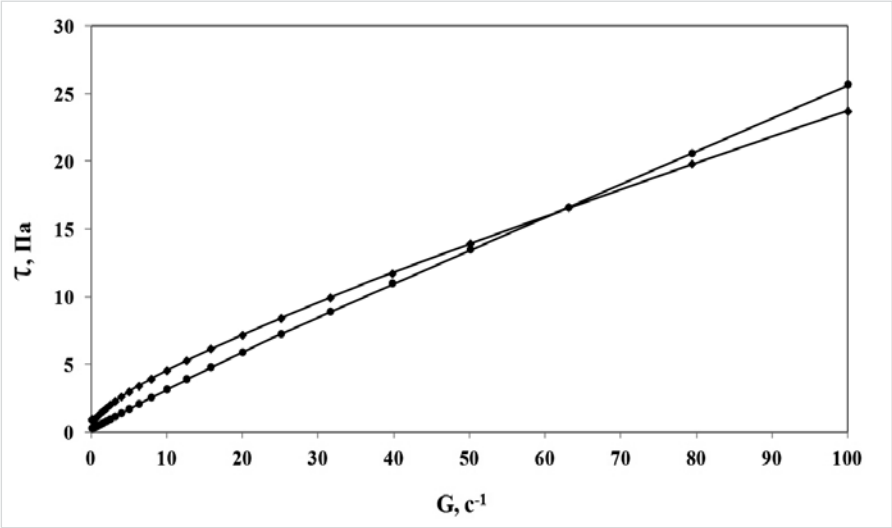


Рис. 3 — Зависимости τ(G) для случая, когда после роста от 0,1 c^{-1} до G=100 c^{-1}, воздействие скоростью сдвига было остановлено на 60 мин, а затем была снята зависимость τ(G) при снижении G от 100 c^{-1} до 0,1 c^{-1}. Точки – экспериментальные данные, сплошные линии расчет по формуле (4)

Fig. 3 — Dependence τ(G) for the case when, after an increase from 0.1 c^{-1} to G=100 c^{-1}, the exposure of the shear rate was stopped for 60 minutes, and then the dependence τ(G) was registered when G decreased from 100 c^{-1} to 0.1 c^{-1}. Points-experimental data, solid lines calculation using the formula (4)

ENGLISH

Results

From the results obtained, it follows that after stopping the exposure of the shear rate, an increase in the number of small, dense particles occurs, which is expressed in the growth of n∞. Since these particles are the centers of FA growth, the colloidal phase is redistributed between an increased number of centers, forming small FA resistant to destruction. In this case, the contribution of FA growth / destruction processes under the effect of the shear rate to the hydrodynamic energy consumption decreases , which is expressed in a weak dependence of the viscosity on the shear rate and a decrease in the viscosity in the region of small values of G.

Conclusions

Based on the use of fractal theory, a General approach to reducing the viscosity of oil and petroleum products by affecting the shear rate regulated in time according to a certain program is proposed The method is based on a thermodynamic approach to the processes of growth and / or destruction of oil aggregates of fractal structure under the action of shear stress forces. Intermittent exposure can, as shown by experimental data, lead not only to a decrease, but also to an increase in viscosity and negatively affect the process of oil production.

References

1. Kane M., Djabourova M., Volle J-L. Rheology and structure of waxy crude oils in quiescent and under shearing conditions // Fuel, 2004, vol. 83, pp. 1591–1605.
2. Lesin V.I., Koksharov Yu. A., Khomutov G.B. Viscosity of liquid suspensions with fractal aggregates: Magnetic nanoparticles in petroleum colloidal structures // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2011, vol. 392, pp. 88–94.
3. Roldugin V.I. The characteristics of fractal disperse system // Russ. Chem. Rev, 2003, vol. 72, issue 11, pp. 913–937.
4. Jullien R. Fractal Aggregates // Condensed Matter Physics, 1989, vol. 157, issue 2, pp. 339–357. (In Russ.).
5. Sonntag R.C., Russel W.B. Structure and breakup of Flocs Subjected to Fluid Stresses.1. Shear stress // Journal of Colloid and Interface Science, 1986, vol. 113, pp. 399–413.
6. Lesin V.I., Lesin S.V. Fractal theory and experimental research of colloidal systems viscosity at shear rates close to zero value // Oil Industry, 2013, issue 7, pp. 111–113. (In Russ.).
7. Lesin V.I. Viscosity Mathematical Model of Heavy Oil Containing the Metal Oxides Colloid Nanoparticles Impurity // Oil and Gas Business, 2019, issue 2, pp. 200–217. DOI: 10.17122/ogbus-2019-2-199-216. (In Russ.).
8. Mullakaev M.S., Saltykov Yu. A., Saltykov A.A., Mullakaev R.M. Analysis of pilot testing of ultrasonic technology in the Samotlor field wells // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2019, issue 7 (331), pp. 71–85. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-7(331)-71-85. (In Russ.).
9. Lesin V.I., Lesin S.V. Influence of pressure fluctuations on the viscosity of oil containing colloidal particles // Actual Problems of Oil and Gas, 2019, issue 1 (24). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art11. (In Russ.).
10. Lesin V.I., Alekseeva Yu.V. Evolution of the structure of oil fractal aggregates under the action of shear stress // Actual Problems of Oil and Gas, 2018, issue 3 (22). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art28. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лесин Виктор Иванович, к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник ИПНГ РАН, Москва, Россия
Для контактов: vilesin@inbox.ru

Алексеева Юлия Владимировна, младший научный сотрудник ИПНГ РАН, Москва, Россия
Для контактов: avajul@yandex.ru

Victor I. Lesin, Sc.D., leading scientific researcher, OGRI RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: vilesin@inbox.ru

Yulia V. Alekseeva, junior scientific researcher, OGRI RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: avajul@yandex.ru

БИНАР

БИЗНЕС, ОСНОВАННЫЙ НА ЗНАНИЯХ

10 в 1

Первичный преобразователь
термокомпенсированный тензоэлемент

Аналого-цифровой преобразователь АЦП
не вносит дополнительную погрешность при обработке сигнала

Автономный источник питания
10 лет непрерывной работы на одной батарее

Цифровая обработка
нейронный элемент в общей интеллектуальной распределенной сети

Передающий модуль
оптимальное аппаратное решение для построения беспроводных сенсорных сетей. Возможность ретрансляции данных на большие расстояния

Проприетарный протокол обмена БИНАР
ПО, позволяющее экономить энергию батареи. Контроль передачи/получения данных. Возможность изменения периода опроса от 15 с до 60 с. Сохранение информации.

Энергонезависимая память
сохранение калибровочных коэффициентов и настроек

Эффект мимикрии (сделано под трубу)
оригинальное дизайнерское решение

Расширенный температурный диапазон эксплуатации
сохраняет работоспособность при температуре до –50°С

Пластиковый ударопрочный радиопрозрачный корпус
антенна внутри оборудования

Первому дозвонившемуся

скидка 10%

607188, Нижегородская область,
г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр.17А,
+7 (83130) 5-99-35,
8 (83130) 59953
binar@binar.ru
www.binar.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10077 УДК 621.65/621.69 | Научная статья

Влияние частоты вращения вала на изменение КПД высокооборотных насосов при стендовых и промысловых испытаниях

А.Е. Горлов
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина | Москва, Россия
alexander.gorlov@yahoo.com

Аннотация
Работа посвящена методам оценки энергетической эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин, оснащенных УЭЦН. По итогам стендовых испытаний высокооборотных УЭЦН и сравнения результатов с промысловыми данными определены корректировочные коэффициенты по КПД и установлены функциональные зависимости энергетических характеристик от частоты вращения вала двигателя, полученные корреляции предложены для пересчета паспортных значений на стендовые.

Ключевые слова
коэффициент полезного действия, электроцентробежный насос, высокооборотные насосные установки, энергоэффективность, стендовые испытания.

Материалы и методы
Технологические данные с месторождения, литературные данные, анализ.

Для цитирования:
А.Е. Горлов. Влияние частоты вращения вала на изменение КПД высокооборотных насосов при стендовых и промысловых испытаниях // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 43-46. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10077.

Поступила в редакцию: 28.02.2020

UDC 621.65/621.69 | Original Paper

The influence of the shaft speed on the change in the efficiency of high-speed pumps during bench and field tests

Aleksandr E. Gorlov
Gubkin Russian State University of Oil and Gas | Moscow, Russian Federation
alexander.gorlov@yahoo.com

Abstract
The article is dedicated to methods for estimation of efficiency of operating low production well stock equipped with ESP. Based on the results of bench tests of high-speed ESP and comparing with field data, adjusting coefficients of efficiency were determined and functional relationship of energy characteristics on the motor's shaft speed, the obtained correlation proposed for recalculation of passport value to bench ones

Keywords
efficiency, electric submersible pump, high-speed electric pump, energy efficiency, bench tests.

Materials and methods
Technological data from the field, the published data, analysis.

For citation:
Aleksandr E. Gorlov. The influence of the shaft speed on the change in the efficiency of high-speed pumps during bench and field tests // Ekcpozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp. 43-46. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10077.

Received: 28.02.2020

Введение

В условиях текущей конъюнктуры нефтегазодобычи наибольшую актуальность представляет совершенствование операционной деятельности компании. При этом, доля энергозатрат в общем объеме операционных расходов постоянно увеличивается, сохраняя тенденцию к росту. Таким образом, вопрос поддержания энергоэффективности добычи жидких углеводородов с каждым годом становится все более актуальным.

В настоящее время общий расход электроэнергии на подъем жидкости по нефтяным компаниям России составляет от 55 до 62% от общего потребления, на работу системы по закачке воды расходуется от 22 до 30%, на подготовку, транспорт нефти и газа — 8–23 %. На остальные технологические процессы нефтедобычи приходится относительно небольшая доля расхода энергии [1]. Установками электроприводных центробежных насосов (далее — УЭЦН) оснащено более 60% всех нефтяных скважин в России, добывается более 75% всей нефти, поэтому вопросы энергоэффективности УЭЦН сегодня весьма актуальны.

Данная работа посвящена методам оценки энергетической эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин (до 100 м³/сут), оснащенных УЭЦН. В качестве меры энергетической эффективности использовался КПД насосной установки, равный отношению полезной гидравлической мощности, развиваемой УЭЦН к затратам электрической мощности.

Характеристика потерь полезной мощности в системе УЭЦН

Насосная установка представляет собой последовательно соединенные элементы: станция управления — трансформатор масляный повышающий (далее — ТМПН) — кабельная линия — погружной электродвигатель (далее — ПЭД) — предвключенные устройства (гидрозащита; газосепаратор, диспергатор и др.) — насос. Поэтому, общий коэффициент полезного действия можно разделить на отдельные КПД, характеризующие различные узлы данной системы и являющиеся индикатором энергоэффективности УЭЦН в целом.

На рис. 1 представлена классификация потерь энергии в узлах УЭЦН в виде «качественной картины», включающая гидравлические

и электрические потери. К электрическим относятся потери в кабеле и удлинителе, СУ, ТМПН, погружном электродвигателе; к гидравлическим — потери на трение в НКТ, противодавление на устье скважины, потери в рабочих органах ЭЦН [2, 3].

Погружное электрическое оборудование включает следующие узлы установки, в которых происходят существенные потери электрической энергии: электроцентробежный насос ($\eta_{ЭЦН}$), погружной электродвигатель ($\eta_{ПЭД}$), кабельная линия ($\eta_{к}$), дополнительные предвключенные устройства ($\eta_{ду}$), насосно-компрессорные трубы ($\eta_{тр}$). Коэффициенты полезного действия кабельной линии могут быть оценены по известным зависимостям [4]. С учетом вида нагрузочных характеристик ПЭД, частоты вращения и относительной подачи насосов значения КПД электродвигателей могут изменятся в широком диапазоне 82–98 %. Поверхностные узлы установки ЭЦН ($\eta_{но}$) включают в себя поверхностный кабель, шкаф подключения высоковольтный, повышающий трансформатор и станцию управления. Эти узлы оборудования характеризуются относительно невысокими потерями, КПД которых составляет около 97%.

Коэффициент полезного действия УЭЦН с включенными в одну цепь узлами зависит от величины характеристики каждого из элементов и может быть записан в виде:

$$\eta_{УЭЦН} = \eta_{ЭЦН} \cdot \eta_{ПЭД} \cdot \eta_{к} \cdot \eta_{(ду)} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{фа} \cdot \eta_{но}$$

Согласно промысловым данным в работах [5, 6] показатель эффективности УЭЦН различных производителей при эксплуатации скважин может иметь невысокие значения в пределах 23–57%. Таким образом, подбор энергоэффективной компоновки «ЭЦН+ПЭД» обеспечивает ресурсосберегающую эксплуатацию установки в целом.

Алгоритм расчета КПД системы УЭЦН

Алгоритм расчета КПД УЭЦН хорошо известен и реализован во многих программных продуктах для подбора и анализа УЭЦН. В данной работе предпринята попытка адаптировать алгоритм в условиях ограниченности промысловых данных, на основе обобщения и анализа более 2500 режимов работы скважин, а также комплексирования полученных статистических данных с результатами стендовых испытаний насосных установок «ПЭД+ЭЦН».

Коэффициент общей системы погружной установки можно представить, как отношение полезной гидравлической мощности, развиваемой УЭЦН $N_{гидр}$ и потребляемой системой электрической мощности $N_{эл}$:

$$\eta_{УЭЦН} = \frac{N_{гидр}}{N_{эл}} \quad (1).$$

Потребляемая электрическая мощность по анализируемым скважинам определялась по показаниям счетчиков электроэнергии, установленным в станцию управления УЭЦН. Показания счетчиков электроэнергии накапливаются в базе данных в виде значений суточного потребления энергии установки.

Полезная гидравлическая мощность УЭЦН оценивалась как:

$$N_{гидр} = \alpha \cdot Q_{ср} \cdot (P_{вык} - P_{пр}) \quad (2),$$

где $Q_{ср}$ — средний дебит газожидкостной смеси, проходящей через ЭЦН, приведенный к соответствующим термобарическим условиям, м³/сут; $P_{вык}$ — давление на выкиде насоса, МПа; $P_{пр}$ — давление на приеме насоса, МПа; α — переводной коэффициент из практических метрических единиц измерения в СИ.

Наибольшие сложности при расчете КПД вызывает необходимость точной оценки перепада давления, развиваемого насосом ($P_{вык} - P_{пр}$). Давление на приеме насоса измерялись датчиками ТМС в исследуемых скважинах. Давление на выкиде оценивалось по гидравлической корреляции исходя из устьевых параметров. При этом учитывалось изменение PVT свойств флюида в НКТ в связи с интенсивностью процесса сепарации газа [8]. В работе также приняты допущения, что лифт скважины герметичен, параметры лифта соответствуют заданным в базе данных (нет отложений на стенках НКТ).

Давление на выкиде насоса определялось по распределения давления в НКТ выше насоса на основе значений буферного давления $P_{буф}$, конструкции скважины, параметров потока $Q_{жид}$, обводненности скважинной продукции B, коэффициента сепарации газа на приеме насоса $K_{сеп}$, физико-химических свойств пластовых флюидов и их зависимости от термобарических условий [9]:

$$P_{вык} = f(P_{буф}, Q_{ср}, B, P_{сеп}, PVT) \quad (3).$$

Промысловые исследования

Основной целью данной работы являлось изучение и сопоставление результатов оценки КПД УЭЦН различных производителей в условиях лабораторных испытаний и на основе большого объема промысловых данных по скважинам с работающими датчиками телеметрии.

Для более точного анализа КПД насосной системы и возможности сравнения промысловых данных с лабораторными выбраны скважины с высокой обводненностью (В>95%), работающие в диапазоне изменения забойных давлений 3,8–5,5 МПа при среднем газовом факторе 33 м³/м³ и давлении насыщения 7 МПа, т.е. в условиях поступления расходного газосодержания на приеме погружного насоса, не превышающего 2% [8]. В исследовании рассматривались производители насосов, широко представленные на территории Ханты-Мансийского автономного округа, имеющие номинальные частоты вращения вала двигателя 3000 и 10000 об/мин [9]. По данным 2500 технологических режимов (фактического дебита, среднего динамического напора и электропотребления) произведен расчет КПД насосов для различных областей производительности насосных установок в широком диапазоне времени (рис. 2).

Среднее значение КПД системы для высокооборотных УЭЦН на 12–17% в абсолютных и на 40–68% в относительных значениях выше, чем КПД производителей насосов с номинальной частотой 3000 об/мин. Высокооборотные электроцентробежные насосы способны работать на частоте вращения от 1000 до 12000 об/мин с вентильным двигателем с тремя парами полюсов. Номинальная частота вращения 10 000 об/мин достигается при частоте 500 Гц.

Стендовые испытания

Для оценки и сравнения работы насосных установок в лабораторных и промысловых условиях проведены испытания одной секции (56 ступеней) высокооборотного насоса производителя №3 на воде при совместном инженерном сопровождении специалистов РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

В ходе испытаний получены напорно-энергетические характеристики насоса на частотах от 2000 до 10000 об/мин (рис. 3). Из рис. 3 видно, что при изменении частоты вращения с 2000 об/мин до 5000 об/мин (Зона I) КПД насосной установки существенно возрастает, после 5000 об/мин наблюдается плавный рост КПД (Зона II). Полученный результат также относится и КПД-характеристике насоса. Отклонение КПД системы при 10000 об/мин по лабораторным данным отличается от промысловых на 11% в абсолютных и 21% в относительных значениях (43% и 54% соответственно). Значительное отклонение связано с тем, что в лабораторных условиях не учитываются потери на трении в НКТ, потери в наземном электрооборудования, потер в устьевой арматуре и потери в кабельной линии.

В результате проведенных стендовых исследований высокооборотных насосных установок были сделаны следующие выводы:

1. Законы подобия по напорной характеристике соблюдаются, однако по потребляемой мощности — нет.
2. Отмечена функциональная зависимость КПД насосной установки от частоты вращения вала электродвигателя.
3. Установлено, что при более высоких скоростях вращения повышается эффективность ступени центробежного насоса. Причем эксплуатировать высокооборотных насосные установки с номинальной частотой 10000 об/мин с целью обеспечения энергоэффективности процесса добычи следует на частотах вращения вала двигателя от 5000 об/мин и более.

Для высокооборотных насосов при подборе или при оптимизационных мероприятиях на скважине напор эксплуатируемой установки рекомендуется определять согласно закону подобия. Оценку КПД и мощности следует проводить по уточняющим корреляциям. Известно, что для насосов со стандартной частотой вращения (3000 об/мин) используется следующая зависимость для корректировки КПД согласно ГОСТ 6134-2007 [13]:

$$\eta_{н} = \frac{\eta_{и}}{\eta_{и} + (1 - \eta_{и})\left(\frac{n_{и}}{n_{н}}\right)^{0,17}} \quad (4),$$

где $\eta_{н}$ — КПД при рабочей частоте вращения; $\eta_{и}$ — КПД при испытаниях.

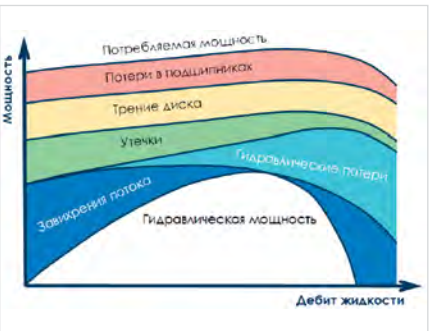


Рис. 1 — «Качественная картина» потерь энергии в ЭЦН
Fig. 1 — Energy losses of ESP

Аналогичные корректировки проводятся при изменении температуры:

$$\eta_{н} = \frac{\eta_{и}}{\eta_{и}+(1-\eta_{и})\left(\frac{\nu_{и}}{\nu_{н}}\right)^{0,07}} \quad (5),$$

где $\eta_{н}$ — кинематическая вязкость воды при температуре испытаний; $\eta_{и}$ — кинематическая вязкость воды при рабочей температуре.

При обобщении результатов стендовых испытаний для высокооборотных насосов корреляция (4) не обеспечивает сходимость результатов и требует адаптации. Для условий проведения экспериментов в рамках данной инженерно-научной работы уточнялся коэффициент α при показателе $(n_{и}/n_{н})^{\alpha}$. Корреляционная зависимость в общем виде для насосной установки производителя №3, характеризующая влияние частоты на КПД, может быть записана как:

$$\eta_{н} = \frac{\eta_{и}}{\eta_{и}+(1-\eta_{и})\left(\frac{n_{и}}{n_{н}}\right)^{\alpha}} \quad (6).$$

Эмпирический коэффициент может быть пересчитан индивидуально для каждой ступени в зависимости от производителя на основе статистических данных, полученных по результатам испытаний с применением регрессионного анализа.

В зарубежной литературе для корректировки КПД используется корреляция Аккерета. КПД насоса рассчитывается для одной частоты вращения, либо напрямую через энергетическую характеристику насоса. Для насосов с регулируемой частотой вращения КПД будет уменьшатся с изменением частоты вращения из-за изменения числа Рейнольдса. Корреляция Аккерета учитывает это изменение [11]:

$$\eta_{н} = 1 - (1 - \eta_{ном})\left(\frac{n_{и}}{n_{н}}\right)^{\alpha} \quad (7).$$

С помощью зависимости (7) с высокой степенью достоверности можно оценивать nн.

На рис. 4 приведены зависимости КПД от частоты вращения для стандартного и высокооборотного насосов производителей №1 и №3 по корреляциям, представленным в ГОСТ 6134-2007 и корреляции Аккерета. Значения коэффициента полезного действия для насосной установки по стендовым испытаниям и расчетным данным показывает идентичную динамику с постоянным отклонением в 10–11% в абсолютных значениях.

Известно, что стендовая характеристика ЭЦН существенно отличается от паспортной. Стендовая характеристика, получаемая при работе серийного насоса на воде, учитывает отклонения в геометрии проточных каналов, качество изготовления рабочих колес и направляющих аппаратов [12].

В ходе анализа расчетной (паспортной) и стендовой характеристик высокооборотных насосов в диапазоне частот 5000-10000 об/мин, показывающих наибольшую энергоэффективность, автором работы предложен подход к оценке КПД-характеристик различных производителей. В качестве примера в таблице приведены обобщенные корреляции для стендовых значений коэффициентов полезного действия насосов производителя №3.

Итоги

При наличии замеров потребления электроэнергии насосными установками и данных по режимам работы скважин можно оценить значения КПД УЭЦН. Приведенный алгоритм оценки КПД является удобным инструментом мониторинга энергетической эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин.

Выводы

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что с высокой долей достоверности является возможным произвести пересчет паспортной КПД-характеристики УЭЦН на стендовые условия, а при наличии существенной для практики выборке промысловых данных – на условиях эксплуатации даже при отсутствии данных по КПД отдельных узлов. Оценка значений КПД может быть применена для оценки энергетической эффективности эксплуатации оборудования различных производителей, при использовании корреляций (6) и (7). Предложенный в работе подход масштабируем и может быть распространен как методологическая основа на скважины с более сложными условиями эксплуатации скважин и для более сложных конструкций насосных установок.

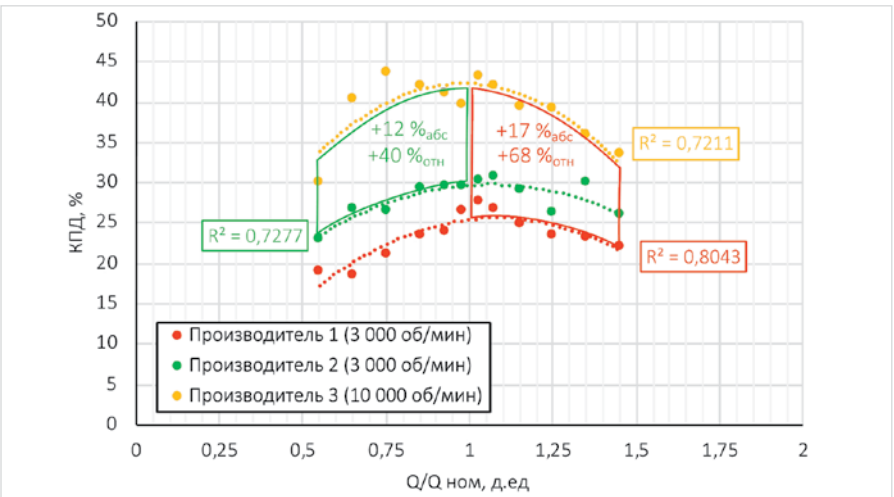


Рис. 2 — КПД-характеристика УЭЦН различных производителей с номинальной подачей менее 100 м³/сут

Fig. 2 — ESP efficiency performance of various vendors with passport pumping capacity below 100 m3 per day

Литература

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Донской Ю.А., Булат А.В., Зуев А.С., Якимов С.Б. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. №4. С. 25–30.
2. Лекомцев А.В., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. К вопросу оптимизации технологических режимов работы низкодебитных добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. 2010. Т.9. №5. С. 53–56.
3. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Пономарева И.Н. Коэффициент полезного действия электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. 2012. №10. С. 132–133.
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И. М. Губкина, 2002. 824 с.
5. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Турбаков М.С. Характеристики электроцентробежных насосов ЭЦН5-80 при работе в обводненной скважине // Нефтяное хозяйство. 2011. №4. С. 114–116.
6. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 616 с.
7. Лекомцев А.В. Повышение эффективности эксплуатации добывающих скважин электроцентробежными насосами при откачке низкопенистой газированной нефти: на примере месторождений Верхнего Прикамья. Пермь, 2013. 120 с.
8. Khabibullin R., Sarapulov N. ESP energy efficiency analysis on Western Siberia fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018. DOI: 10.2118/191538-18RPTC-MS. (In Eng.).
9. Shakirov A., Alexeev Y., Gorlov A. World's First Mass Implementation of Ultra-High-Speed ESP Systems in Salym Group of Fields, Western Siberia, Russia // SPE Gulf Coast Section ESP Symposium, Texas, USA, 2019. DOI: 10.2118/194416-MS
10. Neumann B. Rotodynamic pump efficiency variations due to changes of operating speed or temperature // Dipl-Ing, DIC, Ceng, MIMech, 1992, vol. 206, issue 1, pp. 27–39. DOI: 10.1243/PIME_PROC_1992_206_005_02. (In Eng.).
11. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Лекомцев А.В. Характеристики погружных электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. №8. С. 112–115.
12. Вербицкий В.С., Сатаева А.Ф. Деньгаев А.В. Повышение энергоэффективности работы УЭЦН в условиях откачки газожидкостных смесей // Нефть, газ и бизнес. 2015. №11. С. 52–55.
13. Drozdov A.N. Verbitsky V.S., Den'gaev A.V., Lambin D.N. Stand research and analysis of average-integral characteristics of submersible centrifugal pumps operating at gas-liquid mixtures. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 2011. DOI: 10.2118/141291-MS. 1. (In Eng.).

Таб. Результаты обобщения стендовых испытаний высокооборотных насосов производителя №3
Tab. Results of generalization of bench tests of high-speed ESP of vendor №3

Наименование базовой корреляции	Вид корреляции	Вид корреляции с учетом стендовых испытаний	Уточняющие коэффициенты, д.ед.	Отн. откло-нение, %
ГОСТ 6134-2007	$\eta_н = \frac{\eta_и}{\eta_и+(1-\eta_и)\left(\frac{n_и}{n_н}\right)^{0,17}}$	$\eta_н = \frac{\eta_и}{\eta_и+(1-\eta_и)\left(\frac{n_и}{n_н}\right)^{\alpha}} - A$	α = 0,061; A=10	0,22
Корреляция Аккерета	$\eta_н = 1-(1-\eta_{ном})\left(\frac{n_и}{n_н}\right)^{\alpha}$	$\eta_н = 1-(1-\eta_{ном})\left(\frac{n_и}{n_н}\right)^{\alpha} - A$	α = 0,15; A=0,1	0,22

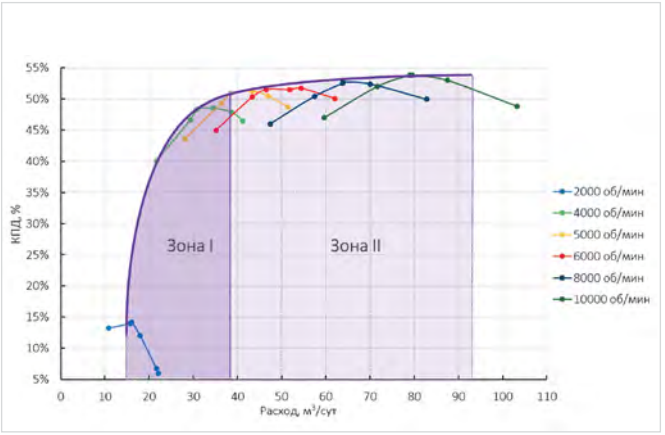


Рис. 3 — КПД насосной установки в диапазоне частот 2000–10000 об/мин
Fig. 3 — ESP efficiency in speed shaft range 2000–10000 rpm

Рис. 4 — Расчетные (паспортные) и стендовая КПД-характеристики насосов производителей № ГОСТ для производителя №1 и №3
Fig. 4 — Estimated and bench efficiency curve of pumps from vendors №1 and №3

ENGLISH

Results
In the presence of measurements of electricity consumption by pumping units and data on well-operation modes, it is possible to estimate the ESP efficiency. The given efficiency estimation algorithm is a convenient tool for monitoring the energy efficiency of exploitation of the producing well stock.

Conclusions
Conducted testing shows that with a high degree of certainty it is possible to recalculate characteristics of ESP for bench conditions, and if there is essential sample of field data, under operating conditions even if there are no data on the efficiency of individual nodes. Evaluation of the values of efficiency can be used to assess the energy efficiency of operation of equipment from various vendors, using obtained correlations. The approach proposed in this article is scalable and can be extended as a methodological basis for wells with abnormal conditions of wells operation and for more complex designs of pumping units.

References

1. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Donskoy Yu.A., Bulat A.V., Zuev A.S., Yakimov S.B. Problems of energy efficiency of electric-driven centrifugal pumping units // Oil and Gas Equipment, 2016, issue 4, pp. 25–30. (In Russ.).
2. Lekomcev A.V., Turbakov M.S., Mordvinov V.A. On the issue of optimizing technological modes of operation of low-production wells of the Unva oilfield // Herald of Perm State Technical University. Geology, geoinformation system, mining and petroleum engineering, 2010, vol. 9, issue 5, pp. 53–56. (In Russ.).
3. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Ponomareva I.N. Efficiency of electric submersible pumps at extraction of the gas-liquid blends from wells // Oil Industry, 2012, issue 10, pp. 132–133. (In Russ.).
4. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. Downhole pumping plant for oil production. Publishing «Oil and Gas», Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002, 824 p. (In Russ.).
5. Lekomcev A.V., Mordvinov V.A., Turbakov M.S. Characteristics of the electrical submersible pumps ESP5-80 in water cut well // Oil Industry, 2011, issue 4, pp. 114–116. (In Russ.).
6. Drozdov A.N. Technology and technique for oil production by submersible pumps in abnormal operating conditions. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2008, 616 p. (In Russ.).
7. Lekomcev A.V. Improving the efficiency of production wells using electric centrifugal pumps for pumping low-foam carbonated oil: an example of deposits in the Upper Prikamye. Perm, 2013, 120 p. (In Russ.).
8. Khabibullin R., Sarapulov N. ESP energy efficiency analysis on Western Siberia fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018. DOI: 10.2118/191538-18RPTC-MS.
9. Shakirov A., Alexeev Y., Gorlov A. World's First Mass Implementation of Ultra-High-Speed ESP Systems in Salym Group of Fields, Western Siberia, Russia // SPE Gulf Coast Section ESP Symposium, Texas, USA, 2019. DOI: 10.2118/194416-MS
10. Neumann B. Rotodynamic pump efficiency variations due to changes of operating speed or temperature // Dipl-Ing, DIC, Ceng, MIMech, 1992, vol. 206, issue 1, pp. 27–39. DOI: 10.1243/PIME_PROC_1992_206_005_02.
11. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Lekomcev A.V. Characteristics of the submersible electro centrifugal pumps at extraction of the gas-liquid blends from wells // Oil Industry, 2010, issue 8, pp. 112–115. (In Russ.).
12. Verbickij V.S., Sataeva A.F. Den'gaev A.V. Improving the energy efficiency of the ESP in the conditions of pumping gas-liquid mixtures // Oil, gas and buissines, 2015, issue 11, pp. 52–55. (In Russ.).
13. Drozdov A.N. Verbitsky V.S., Den'gaev A.V., Lambin D.N. Stand research and analysis of average-integral characteristics of submersible centrifugal pumps operating at gas-liquid mixtures. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 2011. DOI: 10.2118/141291-MS. 1.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Горлов Александр Евгеньевич, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: alexander.gorlov@yahoo.com

Aleksandr E. Gorlov, postgraduate, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation.
Corresponding author: alexander.gorlov@yahoo.com

УНИКОМ СЕРВИС

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

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

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

СДЕЛАНО В РОССИИ

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

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ПЕСКООТДЕЛИТЕЛЯ

Улитка*

Конус большой*

Корпус*

Конус

Отвод Ду 150*

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ИЛООТДЕЛИТЕЛЯ

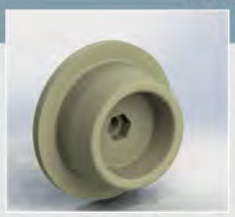
Корпус

Конус

Отвод Ду 40*

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ВИБРОСИТА

Упор



Втулка

Втулка транспортная

Планка

Уплотнение ситовое

КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ЦЕНТРИФУГИ

Клин

Колпак

Прокладка

*Изделие усилено закладными металлическими втулками

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

Насосное оборудование и мультифазные насосные системы для нефтегазодобывающей промышленности от компании "Купер"

Компания «Купер» является одним из ведущих российских производителей насосного оборудования. Мы предлагаем решения для любых задач, которые ставит перед нами Заказчик.

Мы работаем с 2002 года и за это время наша компания наработала огромный опыт в инжиниринге, проектировании, изготовлении и обслуживании насосных систем. Опираясь на этот опыт, сегодня мы предлагаем не только типовые решения, но и разрабатываем принципиально новые, комплексные предложения для удовлетворения широкого спектра потребностей Заказчика. Так, за время своей деятельности нами успешно реализовано свыше 350 различных проектов по поставке насосных установок и станций различного назначения.

В 2019 году с целью диверсификации деятельности, наша компания заключила дистрибьюторское соглашение с немецким производителем Bornemann — признанным мировым лидером в области двухвинтовых насосов. На сегодняшний день одним из ключевых направлений развития нашей компании стала разработка инжиниринговых решений с применением жидкостных и мультифазных насосов Bornemann.

Основанная в 1853 году компания Bornemann входит в число мировых лидеров по производству винтовых насосов и насосных станций для мультифазных и жидких сред.

Основное назначение многофазных насосных систем Bornemann (рис. 1) – перекачка газожидкостной смеси из нефтяных скважин без предварительной подготовки и очистки. Применение данной технологии позволяет отказаться от разделения скважинной продукции на жидкую и газовую фазы для дальнейшей транспортировки на центральный пункт сбора. Транспорт разделенных потоков – более дорогостоящее решение по сравнению с мультифазной перекачкой, а сжигание газа вредно для окружающей среды. Также применение мультифазных насосов позволяет отказаться от применения дополнительного оборудования (промысловых сепараторов, резервуаров, компрессоров, жидкостных насосов и т.д.), а добываемый газ можно использовать для выработки энергии, закачки в пласт или продажи. Помимо этого, сокращаются объем работ и затраты на техническое обслуживание.

Основу мультифазной системы Bornemann составляют двухвинтовые насосы (рис. 2), которые являются самым универсальным решением для перекачки необработанного и непрогнозируемого флюида из нефтяных скважин. Высокий газовый фактор и газовые пробки, механические примеси, высоковязкие смолистые отложения, большая концентрация коррозионно-активных веществ – это не полный список вызовов, с которыми может столкнуться мультифазный насос в своей работе. Запатентованные технические решения наряду с отдельными инновационными особенностями от Bornemann гарантируют высочайшую производительность и надежность эксплуатации, не смотря на сложность поставленной задачи. К уникальным инженерным решениям относятся:

1. Конструкция корпуса мультифазного насоса Bornemann с внутренней рециркуляцией жидкости (рис. 3) позволяет перекачивать газожидкостные смеси с 99% содержанием газа, а краткосрочно и до 100%, без применения внешних систем удержания жидкости. Перегрева оборудования при

Рис. 2.

Рис. 3.

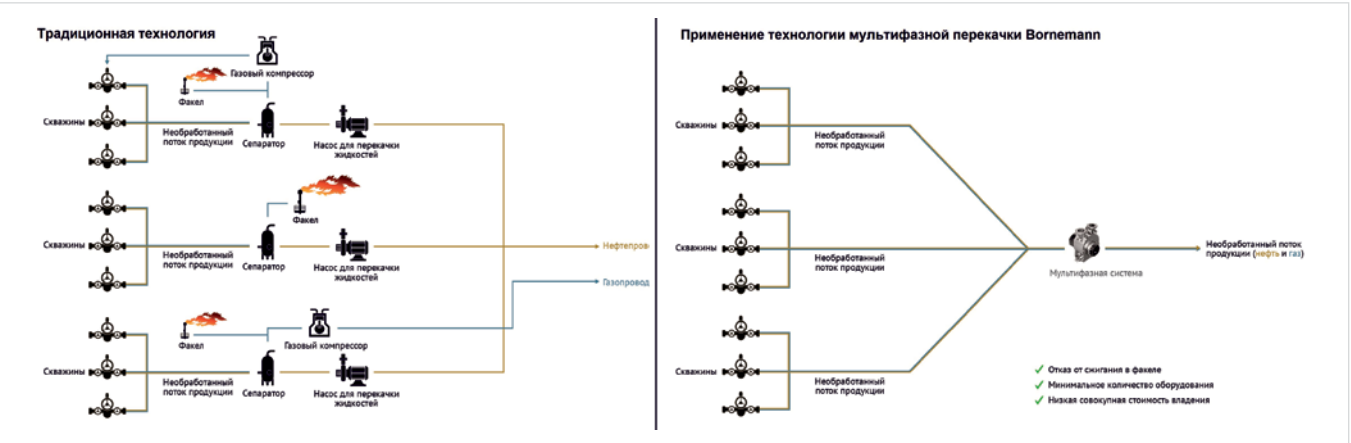


Рис. 1.

Рис. 4.

перекачке не происходит, т.к. необходимое количество жидкости циркулирует в увеличенном корпусе и частично возвращается в область всасывания, за счет чего обеспечивается теплообмен.

2. Сборный ротор (рис. 4), состоящий из отдельных валов и винтов, позволяет выполнить вал из механически прочного материала для уменьшения прогиба и минимизации внутренних зазоров, и соответственно увеличения эффективности. При этом материал винтов выбирается под химический состав перекачиваемого флюида для обеспечения длительного срока службы. Данная конструкция также позволяет заказчикам оптимизировать расходы на запасные части.
3. Винтовая пара работает без контакта металл-по-металлу, что существенно снижает износ деталей проточной части насоса. А для применений с высоким газосодержанием, Bornemann рекомендует использовать винты с дегрессивным шагом (рис. 5). Данная конструктивная инновация позволяет повысить эффективность перекачки и сократить стоимость владения за счет уменьшения размера привода и снижения энергопотребления.

Возвращаясь к теме применения винтовых насосов в качестве мультифазных, нельзя не отметить, что их внедрение обеспечивает снижение эксплуатационных расходов и повышение производительности системы нефтедобычи в целом ввиду того, что многофазная система создает пониженное стабильное давление в устье скважины. Это их свойство позволяет использовать МФНС не только в стационарном, но и в мобильном исполнении (рис. 6).

Мобильные многофазные системы могут применяться, например, для решения следующих задач:

- **для восстановления отдачи малопродуктивных/закрытых нефтяных скважин.** Как известно, в течение жизненного цикла месторождения происходит падение пластового давления, и существует вероятность того, что все большее количество скважин будет закрыто, либо снижена возможность получения продукции из них за счет естественного фонтанирования. В связи с этим вопрос продления жизненного цикла месторождения посредством оптимизации отбора продукции из скважин становится крайне важным. В настоящее время для ввода в работу бездействующих скважин нефтяные компании применяют различные методы. Порой эти способы являются неэффективными, дорогостоящими и неоптимальными для поддержания дебита. Мультифазные насосные системы могут быть использованы в качестве альтернативного перспективного подхода для ввода в работу таких скважин с целью повышения их продуктивности и получения дополнительных объемов жидкости за счет создания пониженного стабильного давления в устье скважины.
- **для удаления жидкости из газовых скважин.** Зачастую, в газовых скважинах, особенно в старых, происходит увеличение дебита жидкости (воды и нефти), из-за этого увеличивается давление в стволе скважины и уменьшается отдача газа. В последствии производительность скважины снижается, пластовое давление падает, и работа скважины может прекратиться. Для предотвращения этой ситуации необходимо обеспечить удаление жидкости. Существует ряд методов, но традиционный способ, связанный с отключением скважины от трубопровода, является экологически вредным, в связи с попаданием летучих углеводородов в атмосферу, а иные способы являются менее выгодными экономически и низкоэффективными. Применение мобильных мультифазных систем для решения этой задачи является наиболее технологическим и максимально безопасным для окружающей среды. МФНС создает перепад давления, при этом понижает давление на оголовке скважины, а также откачивает жидкость из скважины. В дальнейшем работа скважины восстанавливается до необходимого дебита газа, а мобильная установка может быть передислоцирована на другие объекты с подобной проблематикой.

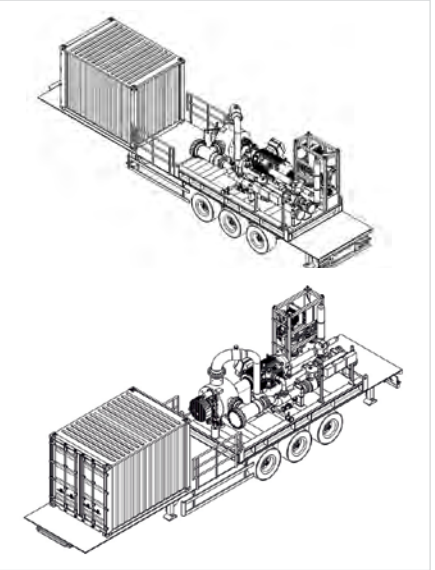


Рис. 6.

Сотрудничество между нашими компаниями позволяет достичь высокого уровня локализации, что в свою очередь дает возможность существенно оптимизировать затраты заказчика. В конечном итоге потребитель получает выоскоэффективное, современное решение на базе продукции мирового уровня качества.

Рис. 5.

Bornemann
An ITT Brand
Authorized Distributor

Заместитель генерального директора
по развитию ООО «Купер» Максим Мотин

motin@kupercompany.com
www.kupercompany.com
+7-917-938-48-98
+7 (8553) 31-84-74

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078 УДК 621.6+539.2/6+519.2 | Научная статья

Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода на стадии эксплуатации

С.А. Шоцкий
ПАО «Транснефть» | Москва, Россия
Sshotssky@mail.ru

Аннотация
На этапе проектирования расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода в соответствии с требованиями СНиП учитывает такой параметр, как температурный перепад. Допускаемые значения температурного перепада определяются в результате расчета для принятого конструктивного решения трубопровода на основании установленного нормами предельного состояния трубопровода. Однако на этапе эксплуатации абсолютные значения данного параметра могут не соответствовать проектным, т.к. сезонные и суточные колебания температуры, тепловое взаимодействие подземного магистрального нефтепровода и грунта приводят к изменению температурного поля трассы. В результате возникают отличия между нормативными значениями температурного перепада и фактическими, при которых производились засыпка грунтом нефтепровода на этапе строительства и его последующая эксплуатация. Вследствие этого возникает увеличение продольных и поперечных перемещений и напряжений с последующим отклонением пространственного положения участков линейной части от проектного, что может привести к потере несущей способности и надежности трубопровода, а также риску возникновения аварийных ситуаций. В работе представлены результаты исследования изменения надежности участков линейной части и уровня риска, возникающего при эксплуатации магистрального нефтепровода в зависимости от различных значений температурного перепада в стенке трубы.

Ключевые слова
магистральный нефтепровод, линейная часть, температурный перепад, надежность, вероятность отказа, уровень риска.

Для цитирования:
С.А. Шоцкий. Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода на стадии эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 50-54. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078.

Поступила в редакцию: 20.02.2020

UDC621.6+539.2/6+519.2 | Original Paper

Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage

Sergey A. Shockiy
PJSC "Transneft" | Moscow, Russia
Sshotssky@mail.ru

Abstract
The temperature drop is one of the parameters that is taken into account when calculating the strength and stability of the main oil pipeline in accordance with the requirements of the industry regulatory standard (SNiP). The acceptable values of the temperature drop are determined as the result of calculation for the accepted pipeline design based on the limit state of the pipeline, which is determined in accordance with industry standards. However, at the operation stage, the absolute values of this parameter may not correspond to the design values, since seasonal and daily temperature fluctuations, thermal interaction of the underground oil trunk pipeline and the ground lead to changes in the temperature field around the pipe along the pipeline route. As a result, there are differences between the standard values of the temperature drop and the actual values at which the pipeline was filled with soil during construction and its subsequent operation. For this reason, longitudinal and transverse displacements and stress increase, which causes the spatial positions of the sections of the linear part to deviate from the design and may lead to loss of bearing capacity and reliability of the pipeline, as well as the risk of accidents. The paper presents the results of a study of changes in the reliability of sections of the linear part and the level of risk that occurs during the operation of the main oil pipeline, depending on different values of the temperature difference in the pipe wall.

Keywords
main oil pipeline, linear part, temperature drop, reliability, probability of failure, risk

For citation:
Sergey A. Shockiy. Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage // Ekcpozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp. 50-54. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078

Received: 20.02.2020

Введение

Температура магистрального нефтепровода (далее — МН) подвержена изменениям во времени вследствие того, что на этапе строительства она определяется температурой окружающей среды, а на этапе эксплуатации зависит от температуры транспортируемого продукта [1]. При расчете в процессе проектирования МН на прочность и устойчивость выполняется учет такого параметра, как температурный перепад [2]. Под данным параметром для конструкции МН, применительно к которой производится расчет, понимается разность между температурой трубопровода на этапе эксплуатации и температурой, при которой выполнено строительство данной конструкции.

Допускаемые значения температурного перепада определяются в результате расчета для принятого конструктивного решения МН на основании установленного нормами предельного состояния трубопровода. Выполнение условия устойчивости МН для принятого предельного значения обеспечивается за счет выбора кривизны оси трубопровода, глубины его укладки, а также применения балластировки.

При этом на этапе эксплуатации в результате взаимодействия МН с окружающей средой фактические значения данного параметра могут отличаться от принятых на этапе проектирования. Различия между фактическими и проектными значениями температурного перепада вызывают возникновение продольных осевых напряжений, поперечных и продольных перемещений, которые приводят к потере устойчивости и снижению заложенной на этапе проектирования прочностной надежности. Учитывая потенциальную опасность таких объектов, как магистральные нефтепроводы, актуальной является задача оценки рисков эксплуатации МН с учетом отклонения от проектных значений такого параметра, как температурный перепад. Одним из путей решения данной задачи является расчет показателей надежности, которые позволяют выполнить оценку критичности рисков для линейных участков. Базовым показателем для выполнения такой оценки является вероятность отказа. Расчет данного показателя надежности при варьировании значений температурного перепада позволит оценить соответствующее изменение уровня рисков и определить приоритетные меры безопасности применительно к рассматриваемому потенциально опасному объекту.

Теоретическая часть

Расчет показателей надежности, из которых для оценки уровня рисков применяется вероятность отказа Q, базируется на использовании вероятностных методов. В данных методах, такие параметры, как внешняя нагрузка σ и предельные для материала трубы напряжения s принимаются случайными величинами [3, 4, 5]. Вследствие этого данные параметры имеют соответствующие им законы распределения, характеристиками которых являются функции распределения $F(\sigma)$ и $F(s)$, а также функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$. Функции $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$ являются основой для базовых зависимостей, позволяющих выполнить расчет численных значений вероятности безотказной работы R (вероятности отказа Q) [1, 3, 4, 5, 6]:

$$R = \int_{-\infty}^{\infty} f_\sigma(\sigma)\left[\int_{\sigma}^{\infty} f_s(s)ds\right]d\sigma \qquad (1)$$

или

$$R = \int_{0}^{\infty} f_y(y)dy = \int_{0}^{\infty}\int_{0}^{\infty} f_s(y+\sigma) f_\sigma(\sigma)\, d\sigma\, dy \qquad (2),$$

где y — случайная величина, определяемая на основе выражения

$$y = s - \sigma \qquad (3).$$

Для аппроксимации функции плотности $f_s(s)$ предельных напряжений s, входящей в зависимости (1) и (2), применяют массив (выборку) экспериментальных значений прочностных характеристик предела текучести σ_T или предела прочности $\sigma_в$. Такие массивы получают в результате проведения в соответствии с требованиями стандарта [7] механических испытаний образцов, изготовленных из материала трубы. Например, если в качестве предельных напряжений при расчетах принят предел текучести σ_T материала труб, то $s_j = \sigma_{Tj}, j = \overline{1,m}$ (в данном случае m — количество экспериментов по разрушению образцов из материала трубы).

Формирование массива значений возникающих в стенке трубы напряжений σ, который необходим для аппроксимация соответствующей функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$, выполняют на основе функциональных зависимостей, приведенных, например, в нормативном документе [2]:

$$\sigma=\sigma(p,\Delta_T,D_H,\delta,h,L,\psi) \qquad (4),$$

где p — избыточное давление в газопроводе (МПа), $\Delta T°$ — температурный перепад для участка МТ (°C), D_n — наружный диаметр трубы (мм), δ — толщина стенки трубы (мм), h — глубина дефекта (мм), L — длина дефекта (мм), ψ — коэффициент концентрации напряжений.

Из анализа зависимости (4) следует, что принятие какого-либо из входящих в ее правую часть параметров в виде случайной величины, имеющей выборку известного объема, позволяет на основе функциональной связи сформировать выборку значений напряжений σ , которая будет иметь объем, аналогичный количеству значений принятой случайной величины. Например, если в качестве случайной величины принят такой параметр, как избыточное внутреннее давление p, имеющее выборку значений p_j , $j=\overline{1,n}$ то на основе зависимости (1) для напряжений σ, возникающих в стенке трубопровода, будет сформирована выборка σ_j , $j=\overline{1,n}$ аналогичного объема (где n – количество значений каждого из параметров).

Восстановление функций распределения предельных s и возникающих в стенке трубы напряжений σ по выборкам их случайных значений $s_j = \sigma_{Tj}$, $j = \overline{1,m}$ и σ_i , $i=\overline{1,n}$, является одним из основных этапов расчета показателей надежности. Реализация данного этапа возможна на основе двух подходов, первый из которых базируется на методах классической статистики, а второй — на применении математического аппарата непараметрической статистики [3, 8]. Ограничения и проблемы, возникающие при реализации первого подхода, а также примеры расчета показателей надежности для участков МН рассмотрены в работах [4, 5, 9].

В рамках подхода, основанного на применении аппарата непараметрической статистики, основным является метод аппроксимации Розенблатта-Парзена [3, 8], в соответствии с которым искомая функция распределения оценивается локально в каждой точке массива значений x_i $i = \overline{1,n}$ с помощью элементов обучающей выборки из окрестности данной точки x_i. Общая функция вероятности $F(y)$ является некоторой комбинацией известных функций:

$$F(y) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} K\left(\frac{y-x_i}{h}\right) \qquad (3),$$

где $K(t)$, $t=\left(\frac{y-x_i}{h}\right)$ — ядерная функция $K(t)$;

h — параметр «размытости» [3, 8]).

В итоге зависимость для плотности распределения вероятности можно представить в виде:

$$f(y) = \frac{1}{n\cdot h}\sum_{i=1}^{n} k\left(\frac{y-x_i}{h}\right) \qquad (4),$$

где $k = \frac{d}{d(y)}K(y)$.

Значения, которые будут являться оптимальными для параметра h и ядерной функции $K(t)$ определяются в результате вычисления информационного функционала качества при условии достижения им максимального значения:

$$J = \int_{-\infty}^{\infty} \ln k(t)\cdot f(t)dt \to \max \qquad (5).$$

Примеры реализации методов непараметрической статистики при решении задач расчета показателей надежности для участков магистральных трубопроводов рассмотрены в работах [1, 3, 6, 10].

Таким образом, рассмотренный подход позволяет на основе зависимостей (1), (2) и (3) выполнить для любого участка МН расчет показателей надежности (вероятности отказа), которые соответствуют различным значениям температурного перепада ΔT.

Для оценки увеличения или снижения уровня рисков при изменении температурного перепада на этапе эксплуатации МН применяется матрица «частота-тяжесть последствий», представленная в таб. 1 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценке риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденного Приказом Ростехнадзора от 13.05.2015 №188.

Представленная в таб. 1 матрица позволяет ранжировать каждый вид отказа с учетом двух аспектов критичности — вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа, уровни которых определяют приоритетности мер безопасности.

Таб. 1 — Матрица «вероятность — тяжесть последствий»
Tab. 1 — Matrix «Probability — risk level»

Отказ	Частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказа			
		катастрофического	критического	некритического	С пренебрежимо малыми последствиями
Частый	› 1	A	A	A	C
Вероятный	1 – 10^{-2}	A	A	B	C
Возможный	10^{-2} – 10^{-4}	A	B	B	C
Редкий	10^{-4} – 10^{-6}	A	B	C	D
Практически невероятный	‹ 10^{-6}	B	C	C	D

Буквенными индексами в таб. 1 обозначены 4 уровня риска:
«A» — риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
«B» — риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;
«C» — риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;
«D» — риск пренебрежительно мал, анализ и принятие мер не требуется.

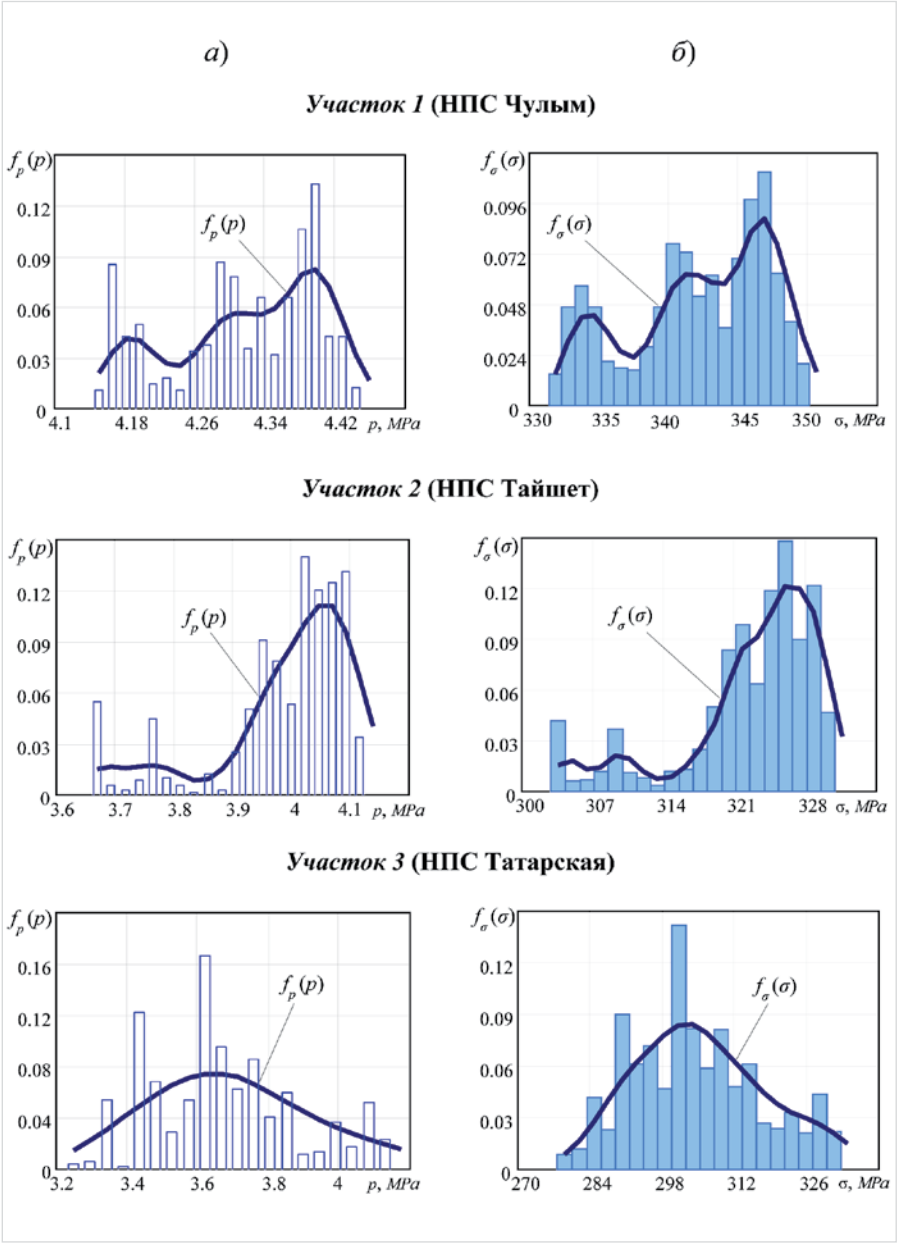


Рис. 1 — Гистограммы и функции плотности вероятности (температурный перепад — 45°С): а) — избыточного внутреннего давления p; б) — напряжений σ, возникающих в стенке трубы
Fig. 1 — The histograms and probability density functions (temperature drop value — 45°C): a) — of excessive internal pressure p; б) — of stress σ in the pipe wall

Пример расчета

Оценку влияния различных значений температурного перепада ΔT на показатели надежности выполним на примере расчета вероятности отказа для трех различных участков линейной части одного из магистральных нефтепроводов, проложенного по территории Восточной Сибири. Для исследования выберем участки, расположенные после насосно-перекачивающих станций (НПС) «Чулым», «Тайшет» и «Татарская». Обозначим данные участки как Участок 1, Участок 2 и Участок 3. Расчеты вероятности отказа Q для каждого участка выполним на основании исходных данных, представленных в таб. 2, и значениях температурного перепада ΔT = 25, 30, 35, 40, 45 и 50 °С.

С целью возможности сопоставления значений вероятности отказа Q, примем одинаковым для всех участков материал трубы, который приведен в таб. 2, и нормальный закон распределения предельных напряжений s [6, 12]. В качестве таких напряжений выберем предел текучести σ_T стали 17Г1С.

Гистограммы и функции плотности $f_p(p)$ избыточного внутреннего давления p для каждого из рассматриваемых участков приведены рисунке 1а). Аппроксимация функций плотности вероятности $f_p(p)$ выполнена на основе методов непараметрической статистики в результате обработки массивов значений давления p_j, $j=\overline{1,n}$ для каждого из участков. Способы формирования таких массивов рассмотрены в работах [1, 3], а примеры реализации для линейных участков МН — в работах [1, 4, 9, 12].

Массивы значений избыточного внутреннего давления p и функциональная зависимость (4), связывающая данный параметр с величиной напряжений σ, возникающих в стенке трубы при выбранном значении

Таб. 2 — Исходные данные для расчета показателей надежности
Tab. 2 — Initial data for calculation of indicators of reliability

1.	Изготовитель трубы	Харцизский ТЗ
2.	Условный диаметр трубы	D_y = 800 мм
3.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
4.	Технические условия (ТУ) на изготовление трубы	ТУ14-3-109-73
5.	Толщина стенки трубы в соответствии с ТУ	δ = 8 мм
6.	Категория участка	III
7.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	n = 1,1
8.	Коэффициент условий работы	m = 0,9
9.	Коэффициент надежности по материалу труб	k_1 = 1,34
10.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_н$ = 1,1

температурного перепада ΔT, позволяют сформировать для каждого участка выборку значений напряжений σ_i, $i=\overline{1,n}$ объемом, соответствующим объему выборки $p_j, j=\overline{1,n}$. Гистограммы и функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ, полученные в результате аппроксимации выборок значений σ_i, $i=\overline{1,n}$, сформированных для каждого из рассматриваемых в примере участков при температурном перепаде ΔT = 45°C , представлены на рисунке 1б).

Полученные для рассматриваемых в примере участков функции плотности $f_\sigma(\sigma)$ возникающих в стенке трубы напряжений σ отличаются вследствие различных закономерностей и пределов рассеивания на данных участках значений избыточного внутреннего давления p, которое является в примере расчета случайной величиной. Вследствие этого и значения вероятности отказа, вычисленные для каждого из участков на основании зависимостей (1), (2) будут разными. Пример графической иллюстрации к расчету вероятности отказа для каждого из выбранных в примере участков при величине температурного перепада ΔT = 45°C приведен на рис. 2.

Результаты расчета вероятности отказа для рассматриваемых участков МН при других значениях температурного перепада ΔT представлены в таб. 3.

Приведенные в таб. 3 значения вероятности отказа Q (частоты возникновения события) свидетельствуют, что величина температурного перепада и отклонения ее фактических значений от приятых на этапе проектирования в значительной степени влияют на степень тяжести возможных негативных событий (таб. 1). Например, если на этапе проектирования для Участка 1 было принято значение температурного перепада ΔT = 45°C, то для критического события, которое угрожает жизни людей и приводит существенному ущербу имуществу и окружающей среде риск имеет уровень «А» и является выше допустимого, т.к. вероятность отказа находится в диапазоне значений $10^{-2} < Q = 5{,}32 \times 10^{-2} < 1$. Вследствие этого требуется разработка дополнительных мер безопасности для рассматриваемого участка линейной части.

Однако если на этапе эксплуатации фактическое значение температурного перепада для Участка 1 составило ΔT = 40°C, то риск соответствует уровню «В» и является ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности, так как вероятность отказа находится уже в другом диапазоне $10^{-4} < Q = 5{,}23 \times 10^{-3} < 10^{-2}$.

Изменение в процессе эксплуатации температурного перепада до значения ΔT = 30°C приводит к снижению риска до уровня «С», который для критической тяжести последствий отказа на данном участке является ниже допустимого. При этом, в соответствии с принятой в таб. 1 классификацией, вероятность отказа $Q = 1{,}71 \times 10^{-7}$ считается для данного участка линейной части МН практически невероятным событием.

Аналогичный анализ рисков не сложно сделать как для случая, когда данный участок соответствует другому уровню тяжести последствий отказа, так и для других участков, рассмотренных в настоящем примере.

Выводы

1. Значение такого параметра, как температурный перепад, оказывает существенное влияние на вероятность отказа и, как следствие, уровень риска для участков магистрального нефтепровода на стадии его эксплуатации. При этом оценки риска могут значительно отличаться для различных участков магистрального нефтепровода, имеющих одинаковые конструктивные решения и значения температурного перепада вследствие случайной природы избыточного внутреннего давления, закономерности и пределы изменения которого отличаются на различных участках. Вследствие этого принятие в расчетах нормативного значения избыточного давления как детерминированной (постоянной) величины не обеспечивает достоверных результатов оценки риска.

2. Повышение достоверности результатов оценки уровня риска требует организации мониторинга фактических значений температурного перепада для каждого участка на стадии эксплуатации магистрального нефтепровода. Результаты сопоставления фактических и проектных значений температурного перепада позволяют на основе рассмотренного в статье подхода обосновать допустимые пределы изменения уровня фактического риска, после которых требуется ремонт или внесение изменений в конструкцию участка с целью обеспечения его проектной надежности и безопасности.

Литература

1. Голофаст С.Л., Владова А.Ю. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 11 (755). С. 24–33.

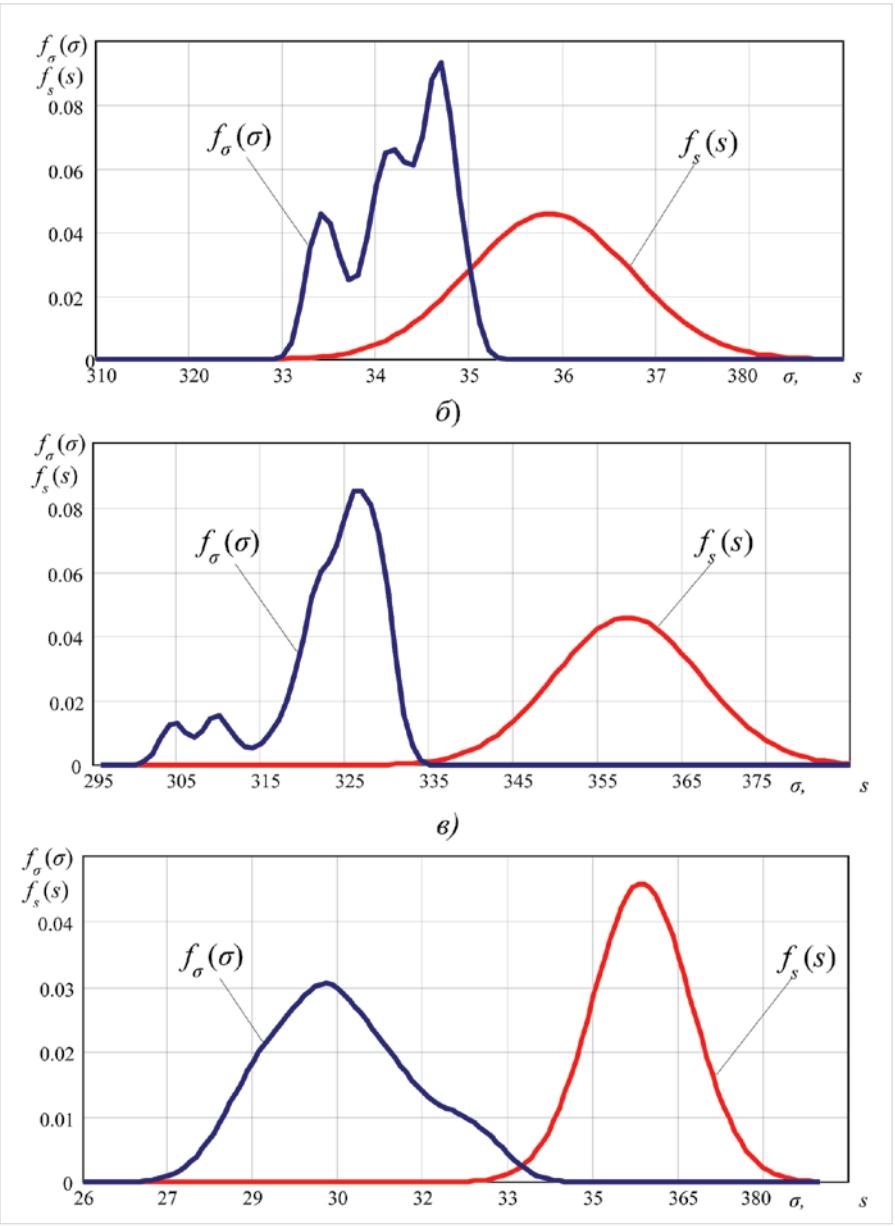


Рис. 2 — Графическая иллюстрация к определению вероятности отказа участка магистрального нефтепровода: а) — Участок 1 (НПС Чулым); б) — Участок 2 (НПС Тайшет); в) — Участок 3 (НПС Татарская)

Fig. 2 — Graphic illustration to the determination of the probability of failure of the main oil pipeline section: а) — Pipeline section 1 (PS Chulym); б) — Pipeline section 2 (PS Tayshet); в) — Pipeline section 3 (PS Tatarskaya)

2. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
3. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.М., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 172 с.
4. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4 (736). С. 36–40.
5. Барышев С.Н. Вероятностное прогнозирование ресурса нефтегазового оборудования при эксплуатации в сероводородосодержащих средах. Москва, 2009. 371 с.
6. Голофаст С.Л. Мониторинг надежности линейных участков магистрального газопровода в различные периоды эксплуатации // Безопасность труда в промышленности. 2019. №7 (751). С. 7–14.
7. ГОСТ1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М.: Стандартинформ, 2005.
8. Симахин В. А. Робастные непараметрические оценки: адаптивные оценки взвешенного максимального правдоподобия в условиях статистической априорной неопределенности. Saarbrucken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing Gmb H&Co. KG, 2011.
9. Давыдов А.Н. Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №4 (71). С. 103–107.
10. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистральных трубопроводов на основе квантильных значений коэффициента запаса прочности // Безопасность труда в промышленности. 2018. №7 (739). С. 22–28.
11. Суриков В.И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №2 (22). С. 20–27.
12. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №7 (67). С. 20–25.

Таб. 3 — Результаты расчета вероятности отказа Q
Tab. 3 — Results of calculating the probability of failure Q

№ п/п	Температурный перепад ΔT°C	Вероятность отказа Q		
		НПС «Чулым»	НПС «Тайшет»	НПС «Татарская»
1	25	$6{,}98 \times 10^{-9}$	$4{,}67 \times 10^{-15}$	$4{,}76 \times 10^{-11}$
2	30	$1{,}71 \times 10^{-7}$	$1{,}45 \times 10^{-10}$	$5{,}39 \times 10^{-9}$
3	35	$4{,}69 \times 10^{-5}$	$1{,}81 \times 10^{-9}$	$2{,}90 \times 10^{-7}$
4	40	$5{,}23 \times 10^{-3}$	$4{,}92 \times 10^{-6}$	$5{,}96 \times 10^{-6}$
5	45	$5{,}32 \times 10^{-2}$	$4{,}55 \times 10^{-5}$	$2{,}30 \times 10^{-4}$
6	50	$2{,}60 \times 10^{-1}$	$5{,}31 \times 10^{-3}$	$3{,}02 \times 10^{-3}$

ENGLISH

Conclusions

1.The value of such a parameter as the temperature drop has a significant impact on the probability of failure and, as a result, the level of risk for the main oil pipeline at the stage of its operation. At the same time, risk assessments may differ significantly for different sections of the main oil pipeline that have the same design solutions and temperature drop values due to the random nature of excessive internal pressure, the patterns and limits of change of which differ in different sections. As a result, the calculation of the standard value of excess pressure as a deterministic value does not provide reliable results of risk assessment.

2. Increasing the reliability of the risk assessment results requires monitoring the actual values of the temperature drop for each sections at the stage of operation of the main oil pipeline. The results of comparing the actual and design values of the temperature drop allow us to justify the acceptable limits of changes in the actual risk level, after which it is necessary to repair or make changes to the design of the site in order to ensure its design reliability and safety.

References

1. Golofast S.L., Vladova A.Yu. Influence of Temperature Field Route of the Oil-trunk Pipeline on Linear Section Strength Reliability // Occupational Safety in Industry, 2019, issue 11, pp. 24–33. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33
2. SNiP 2.05.06-85. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p. (In Russ.).
3. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.M., Golofast S.L. Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using non-parametric statistics. Novosibirsk: Nauka, 2013, 172 p. (In Russ.).
4. Golofast S.L. Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines. Occupational Safety in Industry. 2018, issue 4, pp. 36–40. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2018-4-36-40
5. Baryshev S.N. Probabilistic forecast of the resource of oil and gas equipment at operation in hydrogen sulfide environments. Moscow, 2009, 371 p. (In Russ.).
7. GOST 1497—84. Metals. Tensile test methods. Available at: http://docs.cntd.ru /document/gost-1497-84 (accessed: May 1, 2019). (In Russ.).
8. Simakhin V.A. Robust nonparametric estimates: adaptive estimates of weighted maximum likelihood in the conditions of statistical a priori uncertainty. Saarbrucken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH&Co. KG, 2011, 292 p. (In Russ.).
9. Davydov A.N. Comparison of linear sections reliability for the changes in the properties of pipeline steel 14HGS long maintained pipelines. Exposition Oil Gas. 2019, issue 4 (71), pp. 103–107. (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10038
10. Golofast S.L. Assessment of the Strength Reliability of the Trunk Pipelines based on the Quantile Values of Safety Factor. Occupational Safety in Industry. 2018, № 7 (739), pp. 22–28. (In Russ.).
11. Surikov V.I. Geotechnical monitoring and safe management system for main oil pipelines laid in severe natural climatic. Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products, 2016, issue 2 (22), pp. 20–27. (In Russ.).
12. Golofast S.L. Assessment of the effect of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of the main pipelines. Exposition Oil Gas, 2018, issue 7, pp. 20–25. (In Russ.).

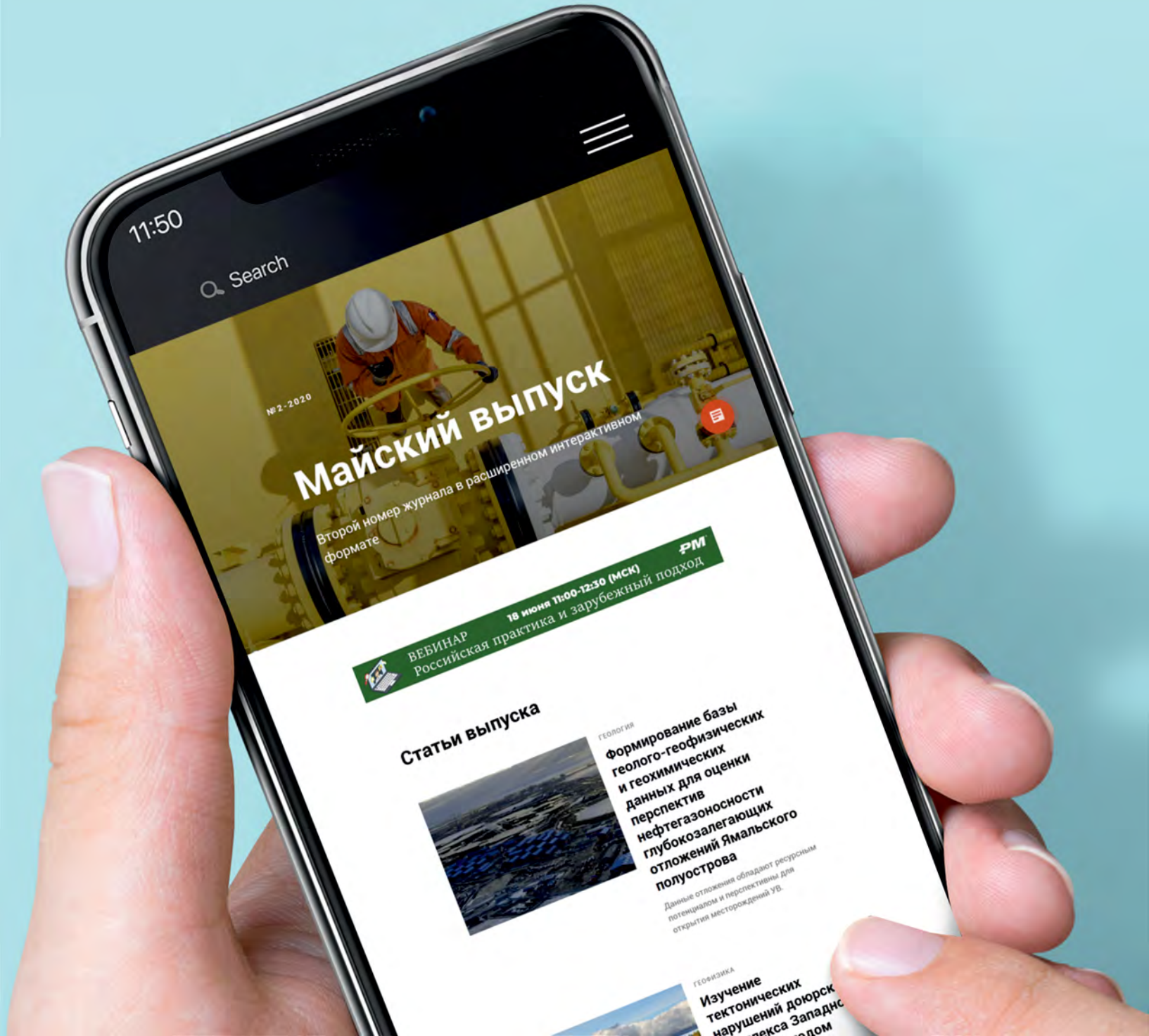
ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Шоцкий Сергей Александрович, вице-президент ПАО «Транснефть», Москва, Россия.
Для контактов: Sshotssky@mail.ru

Sergey A. Shockiy, vise-president PJSC "Transneft", Moscow, Russia
Corresponding author: Sshotssky@mail.ru

МАЙСКИЙ ВЫПУСК ЖУРНАЛА В РАСШИРЕННОМ ИНТЕРАКТИВНОМ ФОРМАТЕ

digital.runeft.ru



ООО НПП «МАГНИТО–КОНТАКТ»

e-mail:451694@bk.ru
www.m-kontakt.ru
www.m-kontakt.com
+7(4912)45-16-94, 45-37-88
+7(495)320-09-97

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

БАРЬЕР ИСКРОЗАЩИТЫ ШЛЕЙФА БИСШ АТФЕ.426439.001 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах
№ RU C-RU.ГБ05.В.01216, действие с 03.07.2015г. по 03.07.2020г. (Прибор находится в процессе пересертификации)

Степень защиты IP54
Маркировка взрывозащиты
[Exia]IIC/IIB

ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТОКОНТАКТНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ЕХ ИО 102 МК ПАШК.425119.114 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
Сертификат соответствия на сейсмостойкость № РОСС RU.AM03.H.00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р к извещателям №РОСС RU.11АК01.Н.00433, действие с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
Декларация об электромагнитной совместимости ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03003/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03007/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.

Степень защиты IP66/IP68.
Маркировка взрывозащиты:
1Ex d IIC T6 Gb /PB Ex d I Mb;
1Ex d IIC T6 Gb.
Корпус: сплав алюминия, нержавеющая сталь

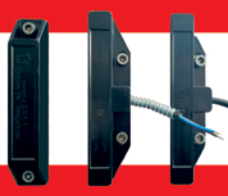
ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ ДЫМОВОЙ ОПТИКО-ЭЛЕКТРОННЫЙ ТОЧЕЧНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ ИП 212-69/1Ex ПАШК. 425323.117 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19, действие с 03.07.2019г.по 02.07.2024г.
Сертификат пожарной безопасности № RU C-RU.ПБ65.В.00014/19, действие с 17.01.2019г. по 16.04.2022г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03008/19, действие с 13.12.2019г. до 12.12.2024г
Диапазон рабочих температур от –30°С до +55°С.

Степень защиты IP40
Маркировка взрывозащиты
1Ex ib IIB T6 Gb

ДАТЧИК ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРКОНОВЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ ДПМ-1ЕХ(ДПМГР-2) ПАШК.425119.118 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ТС RU C-RU.ВН02.В.00625, действие с 09.07.2018г. по 08.07.2023г.
Декларация безопасности низковольтного оборудования ЕАЭС № RU Д-RU.МЕ61.В.00880, действие с 29.08.2018г. по 28.08.2023г.
Декларация об электромагнитной совместимости ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03003/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.



Степень защиты IP68
Маркировка взрывозащиты
0Ex ia IIC T6 Ga X/PO Ex ia I Ma X

ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТОКОНТАКТНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ИО 102-26/В «АЯКС» ПАШК.425119.008 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
Сертификат соответствия на сейсмостойкость № РОСС RU.AM03.H.00197, действие с 04.02.2019г. по 3.02.2022г.
Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р к извещателям №РОСС RU.11АК01.Н.00433, действие с 05.02.2019г. по 4.02.2022г.
Декларация об электромагнитной совместимости ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03003/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03007/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.

Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты
0Ex ia IIC T6 Ga X

ДАТЧИК ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРКОНОВЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ ДПМГ-26ЕХ(ДПМГ-2) ПАШК.425119.120 ТУ

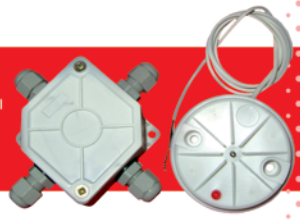
Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
Декларация о безопасности низковольтного оборудования ЕАЭС № RU Д-RU.МЕ61.В.00880, действие с 29.08.2018г. по 28.08.2023г.
Декларация об электромагнитной совместимости ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03003/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
Сертификат соответствия на сейсмостойкость № РОСС RU.AM03.H.00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.

Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты
0Ex ia IIC T6 Ga/PO Ex ia I Ma

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ ТЕПЛОВОЙ МАКСИМАЛЬНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ ИП 103-10/В, УС-4-Ex ПАШК.425212.050 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах ЕАЭС № RU C-RU.ВН02.В.00141/19, действие с 03.07.2019г. по 2.07.2024г.
Сертификат пожарной безопасности № C-RU.ПБ25.В03889, действие с 22.07.2016г. по 21.07.2021г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03008/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.

Степень защиты IP65
Маркировка взрывозащиты
1ExibIIBT6 (ИП 103–10/В)
0ExiaIICT6 (УС–4–Ex)



ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ ИП535/В «СЕВЕР» АТФЕ.425211.001 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № RU C-RU.ГБ05.В.01216, действие с 03.07.2015г. по 03.07.2020г.
(Прибор находится в процессе пересертификации)
Сертификат пожарной безопасности № RU C-RU.ПБ65.В.00019/19, действие с 20.06.2019г. по 19.06.2022г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03008/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.

Степень защиты IP55
Маркировка взрывозащиты
0ExiaIICT6

УСТРОЙСТВО СОЕДИНИТЕЛЬНОЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ УСБ-Ex «СЕВЕР» АТФЕ.685552.001 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № RU C-RU.ГБ05.В.01216, действие с 03.07.2015г по 03.07.2020г.
(Прибор находится в процессе пересертификации)
Диапазон рабочих температур от –50°С до +60°С.

Степень защиты IP55
Маркировка взрывозащиты
0ExiaIICT6

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ ИП535Ex «СЕВЕР» ПАШК.425211.126 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19, действие с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.
Сертификат пожарной безопасности № RU C-RU.ПБ65.В.00010/19, действие с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03008/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г
Оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами, герметичными вводами МКВ из нержавеющей стали.

Степень защиты IP66/IP67
Маркировка взрывозащиты
0Ex ia IIC T6 Ga

ИЗВЕЩАТЕЛИ ПОЖАРНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ТОЧЕЧНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ИП 103-55Ex ПАШК. 425212.129 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19, действие с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.
Сертификат пожарной безопасности № RU C-RU.ПБ65.В.00012/19, действие с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03008/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г
Вид модификации ИП103-55-А1Ex, ИП103-55-А3Ex.

Степень защиты IP20
Маркировка взрывозащиты
1Ex ib IIB T6 Gb

ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТОКОНТАКТНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ИО 102-40 АТФЕ.425119.066 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р к извещателям №РОСС RU.11АК01.Н.00433, действие с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
Сертификат соответствия на сейсмостойкость № РОСС RU.AM03.H.00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
Декларация об электромагнитной совместимости ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03003/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
Декларация об ограничении применения опасных веществ ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03007/19, действие с 13.12.2019г. по 12.12.2024г

Степень защиты IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты
0Ex ia IIC T6 Ga X

КАБЕЛЬНЫЕ ВВОДЫ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ СЕРИИ МКВ ПАШК.305331.132 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00349/20, действие с 14.02.2020 по 02.10.2024г.
Кабельные вводы МКВ изготавливаются из нержавеющей стали 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-72 или из стали Ст35, Ст40 ГОСТ 1050-80, антикоррозийное покрытие - цинк.

Степень защиты IP66/IP68
Маркировка 1Ex d IIC Gb/PB Ex d I Mb
или Ex tb IIIC Db
или 0Ex ia IIC Ga или 1Ex e IIC Gb.

КРУПНОГАБАРИТНАЯ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННАЯ СОЕДИНИТЕЛЬНАЯ КОРОБКА КВСК-Ex «СЕВЕР» ПАШК.685552.002 ТУ

Сертификат безопасности для работы во взрывоопасных средах № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19, действие 3.07.2019 по 2.07.2024г.
Коробка оборудована герметичными пластиковыми кабельными вводами, герметичными вводами МКВ из нержавеющей стали с различными типами кабельных вводов, предназначенных для подключения различных типов кабелей. Диапазон рабочих температур от -55°С до +60°С.

Степень защиты IP66/IP67
Маркировка взрывозащиты
0Ex ia IIC T6 Ga.