

OIL-INDUSTRY.RU

ISSN 0028-2448

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО



НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

ОСНОВАН В 1920 ГОДУ

ВЫПУСК 1181

2022

3

МАРТ

36

Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа на территории Российской Федерации

61

Количественная интерпретация данных термогидродинамических исследований скважин при многофазных потоках

78

Цифровизация процесса поиска и оценки новых проектов в АО «Зарубежнефть»

УЧАСТНИКИ
ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА



ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

TATNEFT

БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
РМНТК «НЕФТЕОТДАЧА»

НТО НГ им. акад.
И.М. Губкина

СУРГУТНЕФЕГАЗ

ГАЗПРОМ
НЕФТЬ

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

В.Н. ЗВЕРЕВА (ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР)

Н.Н. АНДРЕЕВА

И.С. АФАНАСЬЕВ

А.В. АРЖИЛОВСКИЙ

М.Д. ВАЛЕЕВ

Э.Х. ВЕКИЛОВ

М.Г. ВОЛКОВ

Д.В. ВОЛОХОВ

А.Г. ГУМЕРОВ

А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ

А.Н. ДРОЗДОВ

О.В. ЖДАНЕЕВ

С.А. ЖДАНОВ

И.С. ЗАКИРОВ

А.Т. ЗАРИПОВ

А.Б. ЗОЛОТУХИН

Р.Р. ИБАТУЛЛИН

В.А. КЛИНЧЕВ

А.Ю. КОРШУНОВ

В.З. КУЗЕНКОВ

А.М. КУЗНЕЦОВ

А.М. МАСТЕПАНОВ

Н.Н. МИХАЙЛОВ

Р.Х. МУСЛИМОВ

Д.А. НЕГАНОВ

Д.К. НУРГАЛИЕВ

В.А. САВЕЛЬЕВ

А.С. ТИМЧУК

Р.Н. ФАХРЕТДИНОВ

М.М. ХАСАНОВ

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ

Г.И. ШМАЛЬ

УЧРЕДИТЕЛИ ЖУРНАЛА

«НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

ПАО «НК «Роснефть»

АО «Зарубежнефть»

ПАО «Татнефть»

ПАО АНК «Башнефть»

АО РМНТК «Нефтеотдача»

НТО НГ им. акад. И.М. Губкина

Новости компаний
Oil & Gas News

5

**ИНФОРМАЦИЯ
INFORMATION**

«Роснефть» расширила коммерческую линейку
научно-технического программного обеспечения

Rosneft has expanded its commercial line of science-driven software

6

**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
GEOLOGY & GEOLOGICAL EXPLORATION**

Черепанова К.В., Пормейстер Я.А., Долгова Е.И., Гайдук А.В.,
Чиргун А.С., Перевозчиков С.Н.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств и методика выделения
кольцевых аномалий осинского горизонта Среднебугуобинского месторождения

Cherepanova K.V., Pormeister Ya.A., Dolgova E.I., Gaiduk A.V., Chirgun A.S., Perevozchikov S.N.

Reservoir properties analysis and a method for identifying ring anomalies
inside the Osinsky horizon of Srednebotuobinskoye field

8

Брайловская А.А., Наумова М.А., Яценко В.М.

Изучение особенностей формирования, строения и учета
углеводородного потенциала нефтеводных залежей
верхнего мела Восточного Предкавказья

Braïlovskaya A.A., Naumova M.A., Yatsenko V.M.

Study of the features of the formation, structure and hydrocarbon potential accounting
of the Upper Cretaceous oil-water deposits (the Eastern Ciscaucasia)

12

Грищенко М.А., Авраменко Э.Б., Смышляева М.Д.

Формирование критериев локализации запасов в отложениях
базено-абалакского комплекса на примере одного
из месторождений Красноленинского района

Grishchenko M.A., Avramenko E.B., Smyshlyayeva M.D.

Criteria formulation of reserves localization in the deposits of the Bazhenov-Abalak complex based
on the example of Krasnoleninsky region field

18

Мирнов Р.В., Минкаев В.Н., Ягфаров И.И.

Литолого-петрофизическая характеристика коллекторов
и флюидоупоров каширского горизонта на западе Башкортостана

Mirnov R.V., Minkaev V.N., Yagfarov I.I.

Lithological and petrophysical characteristics of reservoirs and seals of the Kashirskian
sequence in the west of Bashkortostan

26

Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдошчук А.А., Смирнова Е.В.

Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых
ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования

Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V.

Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling
of low permeability Achimov deposits

30

Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Юрчик И.И., Садыкова Я.В., Деркачев А.С., Черных А.В.,
Максимова А.А., Головин С.В., Главнов Н.Г., Жуковская Е.А.

Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа
на территории Российской Федерации

Novikov D.A., Dultsev F.F., Yurchik I.I., Sadykova Ya.V., Derkachev A.S., Chernykh A.V.,
Maksimova A.A., Golovin S.V., Glavnov N.G., Zhukovskaya E.A.

Regional forecast of the outlooks for underground disposal of carbon dioxide
at the territory of the Russian Federation

36

УЧАСТНИКИ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА



СОДЕРЖАНИЕ CONTENT

03'2022
МАРТ
MARCH

Добрыдень С.В., Туренко С.К., Семенова Т.В.
Определение коэффициента проницаемости вулканогенных горных пород по данным геофизических исследований скважин
Dobryden S.V., Turenko S.K., Semenova T.V.
Determination of permeability coefficient of volcanogenic rocks using well logging methods

43

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ OIL FIELD DEVELOPMENT & EXPLOITATION

Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю., Андонов К.А., Шпуров И.В., Браткова В.Г., Давыдов А.В.
Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений
Brilliant L.S., Zaviyalov A.S., Danko M.Y., Andronov K.A., Shpurov I.V., Bratkova V.G., Davydov A.V.
Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design

48

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Андриановский А.В., Трусов А.В., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В.
Цифровые решения в области инструментального контроля разработки месторождений на основе распределенных оптоволоконных измерительных систем
Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Andrianovskiy A.V., Trusov A.V., Gulyaev D.N., Solovyova V.V.
Digital solutions for field development surveillance based on permanent distributed fiber-optic systems

54

Ваиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Баженов В.В., Имаев А.И., Привалова О.Р.
Количественная интерпретация данных термгидродинамических исследований скважин при многофазных потоках
Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Bajenov V.V., Imaev A.I., Privalova O.R.
Quantitative interpretation of the data of thermohydrodynamic studies of wells with multiphase flows

61

Фатихов С.Э., Федоров В.Н., Измайлова Г.Р., Кашапов В.Ф., Марков М.А., Попов А.В.
Контроль газового фактора Юрубчено-Тохомского газонефтяного месторождения на основе замеров давления и температуры системами постоянного скважинного контроля
Fatikhov S.Z., Fedorov V.N., Izmailova G.R., Kashapov V.F., Markov M.A., Popov A.V.
Gas factor control of the Yurubcheno-Tokhomskoye gas and oilfield based on pressure and temperature measurements by permanent downhole gauges

66

Выломов Д.Д., Штин Н.А.
Учет масштабного эффекта и неоднородности пласта для корректного перехода от микро- к макроуровню
Vylovov D.D., Shtin N.A.
Accounting the scale effect and reservoir heterogeneity as a tool for the correct transition from micro to macro level

70

Токарева Е.В., Ткачев И.В., Сансиев Г.В., Федорченко Г.Д., Иванова А.А., Гришин П.А., Маркович С., Марьясев И.Г., Кузьмин А.В.
Изучение процесса гидрофобизации карбонатной породы органическими кислотами
Tokareva E.V., Tkachev I.V., Sansiev G.V., Fedorchenko G.D., Ivanova A.A., Grishin P.A., Markovic S., Maryasev I.G., Kuzmin A.V.
Study of the process of hydrophobization of carbonate rock with organic acids

73

EDITORIAL BOARD

V.N. ZVEREVA (EDITOR IN CHIEF)

N.N. ANDREEVA

I.S. AFANASIEV

A.V. ARZHILOVSKIY

M.D. VALEEV

E.KH. VEKILOV

M.G. VOLKOV

D.V. VOLOKHOV

A.G. GUMEROV

A.N. DMITRIEVSKIY

A.N. DROZDOV

O.V. ZHDANEEV

S.A. ZHDANOV

I.S. ZAKIROV

A.T. ZARIPOV

A.B. ZOLOTUKHIN

R.R. IBATULLIN

V.A. KLINCHEV

A.YU. KORSHUNOV

V.Z. KUZENKOV

A.M. KUZNETSOV

A.M. MASTEPANOV

N.N. MIKHAILOV

R.KH. MUSLIMOV

D.A. NEGANOV

D.K. NURGALIEV

V.A. SAVELYEV

A.S. TIMCHUK

R.N. FAKHRETDINOV

M.M. KHASANOV

A.KH. SHAKHVERDIEV

G.I. SHMAL

**ЗАО «Издательство
«НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»**

© «Нефтяное хозяйство»

Зарегистрирован в Министерстве

Российской Федерации

по делам печати,

телерадиовещания и средств массовых

коммуникаций РФ 14.10.2002 г.

Per N ПИ №77-13722

Сдано в набор 21.02.2022

Подписано в печать 21.03.2022

Формат 64x90, 1/8.

Бумага мелованная

Печать офсетная. Усл.п.л. 7,5

Усл. кр.-отт. 10. Уч.-изд.л. 15

Тираж 3 000 экз.

Sent for printing 21.02.2022

Passed for printing 21.03.2022

Format 64x90, 1/8.

Offset printing

Circulation 3000

ЖУРНАЛ «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО» ВКЛЮЧЕН В

ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

РИНЦ

RSCI

Scopus®

OnePetro.

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Генеральный директор, главный редактор

В.Н. Зверева

Исполнительный директор, заместитель

главного редактора **О.В. Провоторова**

Заместитель главного редактора

В.И. Федорова

Главный бухгалтер **Е.И. Барышева**

Бухгалтер **С.Г. Винокурова**

Помощник генерального директора

И.И. Шоломова

Руководитель редакционной группы

В.В. Сулаева

Научные редакторы

Н.В. Елисеева, А.А. Салтыкова

Редактор **Ю.В. Евдoshenko**

Руководитель группы верстки

и дизайнера **А.А. Клышнникова**

Специалист по компьютерной верстке

Я.А. Морозова

Художник **М.Г. Иванова**

Специалист prepress **Г.Д. Мухина**

Координатор проектов **А.В. Давыдова**

Старший менеджер по рекламе

Ю.Ю. Каминская

Менеджер по рекламе **Н.Ю. Чубаева**

Менеджер по связям с общественностью

А.В. Горбунова

Руководитель информационной группы

Б.И. Потапов

Веб-редактор **С.Ю. Тер-Саакян**

Системный администратор

В.Е. Наместников

Editorial staff Publishing House

“OIL INDUSTRY”

General Director – Editor in chief

V.N. Zvereva

Executive Director – Vice editor in chief

O.V. Provotorova

Vice editor in chief **V.I. Fedorova**

Chief accountant **E.I. Barysheva**

Accountant **S.G. Vinokurova**

Assistant to General Director **I.I. Sholomova**

Head of Editor group **V.V. Sulaeva**

Scientific editors **N.V. Eliseeva, A.A. Saltykova**

Editor **Yu.V. Evdoshenko**

Head of Design and Layout group

A.A. Klyshnikova

Layout specialist **Ya.A. Morozova**

Designer **M.G. Ivanova**

Pre-press **G.D. Mukhina**

Project coordinator **A.V. Davydova**

Senior Advertising manager

Yu.Yu. Kaminskaya

Advertising manager **N.Yu. Chubaeva**

PR manager **A.V. Gorbunova**

Head of IT group **B.I. Potapov**

Web-editor **S.Yu. Ter-Saakyan**

System administrator

V.E. Namestnikov

Редакция находится по адресу:

Publishing House Address:

115191, РФ, Москва,

ул. Большая Тульская, д. 10, стр. 9, офис 9303

115191, Bolshaya Tulskaaya, 10/9, room 9303

Moscow, Russian Federation

+7 (495) 247-5090/91

mail@oil-industry.ru

www.oil-industry.ru

Отпечатано в типографии «КЕМ»

129626, г. Москва, Графский пер., д. 9, стр. 2

Цена свободная

Перепечатка статей возможна только с письменного разрешения редакции.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ INFORMATION TECHNOLOGIES

Кожемякин А.А., Турчановский Д.В., Гладков М.А., Ломовских С.В.

Цифровизация процесса поиска и оценки новых проектов в АО «Зарубежнефть»

Kozhemyakin A.A., Turchanovskiy D.V., Gladkov M.A., Lomovskikh S.V.

Digitalization of new projects search and assessment process in Zarubezhneft JSC

78

Дубров А.Д., Поверенный Ю.С., Медяник С.С., Зеленин Д.А., Гилев Н.Г.,

Зенков Е.В., Попов А.А., Павлов В.А.

Расчеты свайных фундаментов с применением программы «Свая-САПР Про»

Dubrov A.D., Poverenniy Yu.S., Medyanik S.S., Zelenin D.A., Gilev N.G., Zenkov E.V.,

Popov A.A., Pavlov V.A.

Calculations of pile foundations using the Svaya-SAPR Pro software

82

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ OIL TRANSPORTATION & TREATMENT

Долгов И.Р., Литвинец И.В., Щеголева И.С., Киселев С.А.,

Полубоярцев Д.С., Польшаков С.А.

Методы оценки времени удерживания водонефтяной эмульсии

Dolgov I.R., Litvinets I.V., Shchegoleva I.S., Kiselev S.A., Poluboyartsev D.S., Polshakov S.A.

Methods for assessing retention time of water-in-oil emulsion

88

Кутуков С.Е., Промтов М.А., Коллукх А.Н., Степанов А.Ю., Зверев Ф.С., Суховой М.В.

Улучшение реологических свойств нефти гидроимпульсной

кавитационной обработкой

Kutukov S.E., Promtov M.A., Kollukh A.N., Stepanov A.Yu., Zverev F.S., Suhovey M.V.

Improving crude oil rheology by hydro-pulse cavitation treatment

94

Галкин А.Н., Машков Е.В., Гумеров Р.Р., Ниатшина Э.Т., Скачков А.С.,

Павлов И.В., Якимович В.А., Алексеева Е.Л., Павлов М.С., Манабаяев К.К.

Оценка механической надежности манжетных уплотнений

в период ремонта промысловых трубопроводов

Galkin A.N., Mashkov Ye.V., Gumerov R.R., Niatshina Z.T., Skachkov A.S., Pavlov I.V.,

Yakhimovich V.A., Alekseeva E.L., Pavlov M.S., Manabaev K.K.

Evaluation of the sealant mechanical reliability during field pipeline repairs

99

ПОЗДРАВЛЯЕМ ЮБИЛЯРА BIRTHDAY GREETINGS

Станиславу Анатольевичу Жданову – 80 лет!

Stanislav Anatolyevich Zhdanov

46

Леониду Самуиловичу Бриллианту – 70 лет!

Leonid Samuilovich Brilliant

53

ПАМЯТИ ВЫДАЮЩЕГОСЯ НЕФТЯНИКА IN MEMORY OF OILMAN IN DISTINCTION

Оганов Сергей Аванесович (1927–2022)

Oganov Sergey Avanesovich

Золотухин Анатолий Борисович (1946–2022)

Zolotukhin Anatoliy Borisovich

104

ФИРМЫ-РЕКЛАМОДАТЕЛИ/ADVERTISERS

АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» 2 СТР. ОБЛ.

ООО НПФ «ПАКЕР» 4 СТР. ОБЛ.

ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» 47

АО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» 77

РЕКЛАМНО-ИНФОРМАЦИОННАЯ СЛУЖБА:

+7 (495) 247 5090, +7 (495) 247 5091

reklama@oil-industry.ru



Улучшение реологических свойств нефти гидроимпульсной кавитационной обработкой

Improving crude oil rheology by hydro-pulse cavitation treatment

S.E. Kutukov¹, M.A. Promtov², A.N. Koliukh², A.Yu. Stepanov²,
F.S. Zverev¹, M.V. Suhovey¹

¹The Pipeline Transport Institute LLC, RF, Moscow

²Tambov State Technical University, Tambov

E-mail: kutukov@gmail.com

Keywords: viscosity, crude oil, rheological properties, hydrodynamic cavitator, rotor-stator device, cavitation treatment, flow curve, specific energy, efficiency

The possibility of changing the rheological properties of high-paraffin low-resin oil due to hydro-pulse cavitation treatment (HCT) has been investigated. A mechanism has been proposed to explain the change in the structure of complex structural units (CSU) of oil at HCT. The simulation of the oil flow in the ANSYS CFX software package has been performed to determine the hydrodynamic parameters and cavitation numbers in a hydrodynamic cavitator (HC) with Venturi tubes and in a radial-type rotor-stator device (RSD) implementing HCT in liquids. The calculation of the hydrodynamic cavitation number based on the simulation results indicates developed cavitation in the oil flow in both HC and RSD. Specific energy consumption for oil processing in HC is 1.5 times lower than in RSD. It is assumed that HCT effects lead to the destruction of supramolecular bonds between CSU, and also destroy CSU. When paraffin crystals are destroyed, their specific surface area and, consequently, the surface energy increase. Paraffins form the core of the CSU, and the HCT of oil causes the destruction of paraffin crystals, resins are distributed between solid particles, loosen the crystal structure, adsorb on grain surfaces and change the structure of paraffin crystal associates. The adsorption of resins on destroyed paraffin crystals prevents their aggregation. Processing of high-paraffin low-resin oil in HC and RSD has shown their high efficiency in improving its rheological characteristics. After a single oil treatment in RSD, the amount of thixotropy energy and the viscosity of the oil decreased by an average of 1.5 times. After a single treatment of oil in the HC, the value of the thixotropy energy and the viscosity of the oil decreased by an average of 2 times. When processing in RSD and HC, the specific energy costs for oil processing are significantly less compared to the change in thixotropy energy.

С.Е. Кутуков¹, Д.Т.Н.,
М.А. Промтов², Д.Т.Н.,
А.Н. Колиух², К.Т.Н.,
А.Ю. Степанов², К.Т.Н.,
Ф.С. Зверев¹, К.Т.Н.,
М.В. Суховой¹

¹ООО «НИИ Транснефть»

²Тамбовский гос. технический университет

Адрес для связи: kutukov@gmail.com

Ключевые слова: вязкость, нефть, реологические свойства, гидродинамический кавитатор (ПГК), роторный импульсный аппарат (РИА), кавитация, кривая течения, удельная энергия течения, энергоэффективность

DOI: 10.24887/0028-2448-2022-3-94-98

Перспективным методом воздействия на нефть для изменения ее физико-химических свойств является гидроимпульсная кавитационная обработка (ГКО), которая реализуется за счет создания в потоке жидкости микро- и макромасштабных импульсов давления [1]. При локальном изменении проходного сечения в потоке жидкости возникают макромасштабные импульсы давления. Микромасштабные импульсы генерируются при формировании и пульсациях вихревых структур и кавитационных образований в потоке.

Периодическое изменение площади проходного сечения во времени и/или в определенном сечении потока является одним из энергетически эффективных методов создания пульсаций давления и скорости в потоке, так как жидкость в этом случае служит как рабочим телом для образования пульсаций, так и объектом для обработки. Макромасштабные пульсации в потоке жидкости вызывают кавитацию. Пульсации кавитационных пу-

зырьков в обрабатываемой жидкости и возникающие при их разрушении кумулятивные струи оказывают динамическое воздействие на нано- и микрообъекты и структуры в обрабатываемой жидкости.

Данный метод физического воздействия на нефть реализуется в проточных гидродинамических кавитаторах (ПГК) [2–4] и роторных импульсных аппаратах (РИА) [5, 6], в которых генерируются импульсы давления в потоке обрабатываемой жидкости. В РИА реализуется также механическое воздействие на гетерогенную жидкость, проявляющееся в ударах, сдвиговых и истирающих напряжениях при контактах частиц жидкости с вращающимся ротором. Указанные гидроимпульсные устройства легко масштабируются и могут обеспечивать эффективную ГКО нефти с большой производительностью. При увеличении расхода жидкости через ПГК и РИА их эффективность как генераторов импульсного воздействия возрастает, а удельная энергоёмкость снижается [3, 6].

ГКО нефти и нефтепродуктов позволяет изменить внутреннюю структуру дисперсной нефтяной системы, улучшить ее физико-химические и реологические характеристики. В процессе ГКО нефти динамическое воздействие кавитационных пузырьков может привести к разрыву межмолекулярных связей, а при определенных условиях – к разрыву слабых внутримолекулярных связей [1, 4–8]. Улучшение реологических характеристик нефти путем ГКО может быть применено для снижения эксплуатационных затрат в трубопроводном транспорте нефти [1, 9].

ГКО нефти различной химической природы изменяет ее углеводородный состав: увеличивается доля низкомолекулярных n-алканов, ароматических и нафтеновых углеводородов, что связано с перестройкой сложных структурных единиц (ССЕ) и диффузией этих компонентов из состава дисперсной фазы в дисперсионную среду [7–10]. В парафинистой нефти ядро ССЕ формируют парафины, кристаллы которых разрушаются при ГКО с увеличением удельной поверхности и, следовательно, повышением поверхностной энергии. Коллоидная углеводородная система после ГКО стремится к снижению избыточной энергии за счет уменьшения удельной поверхности. Для парафинистой нефти с низким содержанием смол и асфальтенов уменьшение поверхностной энергии происходит в процессе перекристаллизации n-алканов с образованием новой структурной сетки. ГКО нефти может вызвать разрыв молекулярной цепочки соединений по атомной связи С–С как более слабой по сравнению со связью С–Н [1]. Алкильные цепи и боковые цепи ароматических кольцевых структур в нефти разрываются за счет энергии, введенной в нефть при ГКО. Разрыв связей С–С и С–Н в молекулах n-алканов приводит к образованию свободных радикалов, реакции которых определяют состав и свойства конечных продуктов. Равновесие реакций в зависимости от условий ГКО сдвигается как в сторону образования продуктов реакции (в большинстве случаев), так и в противоположном направлении. Возможны промежуточные реакции, в которых n-алканы C_{18+} превращаются в низкомолекулярные соединения [7, 8].

В ПГК кавитация генерируется при локальном снижении давления в потоке за счет увеличения его скорости в зонах резкого уменьшения, а затем увеличения проходного сечения. В ПГК применяются различные конструк-

тивные элементы для изменения проходного сечения для потока, например, трубка Вентури [2–4]. Степень развития кавитационных явлений в потоке жидкости характеризуется числом кавитации. При течении жидкости по трубке Вентури число гидродинамической кавитации определяется по формуле

$$C_c = 2(p_c - p_v) / (\rho v_c^2), \quad (1)$$

где p_c – давление в потоке в горловине трубки Вентури, Па; p_v – давление насыщенных паров легких компонентов нефти при температуре обработки, Па; ρ – плотность жидкости, кг/м³; v_c – скорость потока в горловине трубки Вентури, м/с.

Для РИА число кавитации рассчитывается следующим образом:

$$C_k = 2(p_k - p_v) / (\rho v_k^2), \quad (2)$$

где p_k – давление в потоке в канале статора, Па; v_k – скорость потока в канале статора РИА, м/с.

Кавитация начинается при $C_c (C_k) \approx 1$. Если $C_c (C_k) < 1$, то кавитация считается развитой. При расчете оборудования с кавитационным воздействием на жидкость стремятся подбирать его геометрические и режимные параметры таким образом, чтобы $C_c (C_k) \rightarrow 0$.

Для определения гидродинамических параметров и чисел кавитации в ПГК и РИА радиального типа при планируемых параметрах проведения экспериментов выполнено моделирование течения потока нефти в программном комплексе (ПК) ANSYS CFX. По расчетным значениям полей скорости и давления в ПГК и РИА определялись числа гидродинамической кавитации в области наибольшей скорости и наименьшего давления потока нефти.

На рис. 1 приведены поля скорости и давления в ПГК с трубой Вентури при моделировании течения потока нефти в ПК ANSYS. Моделирование течения позволило определить наименьшее давление в потоке $p_c = 38,83$ кПа и наибольшую скорость потока $v_c = 16,2$ м/с. Давление насыщенного пара легких компонентов нефти принимали равным давлению насыщенного пара бензиновой фракции при температуре 25 °С $p_v = 7$ кПа. В соответствии с полученными данными в результате расчета определено наименьшее число гидродинамической ка-

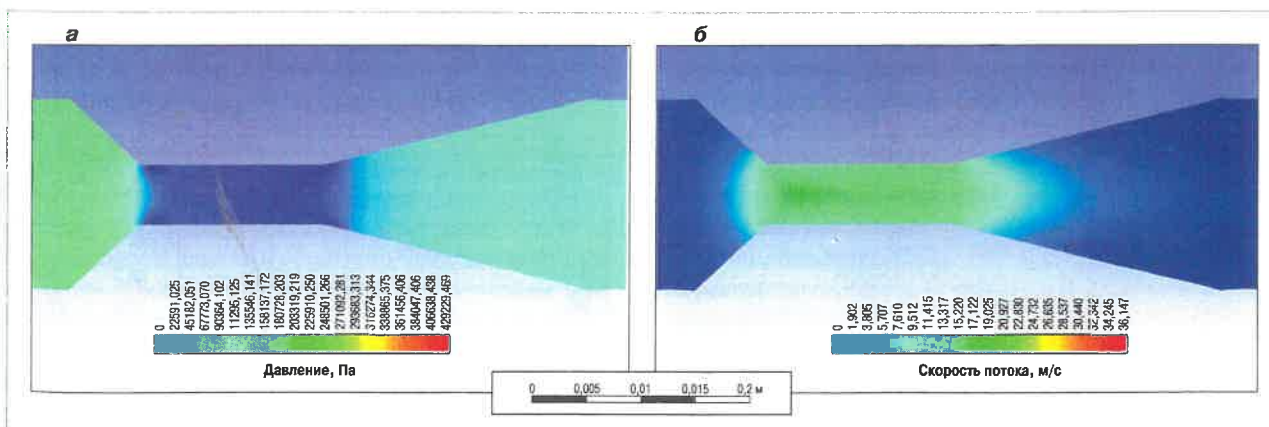


Рис. 1. Поля давления (а) и скорости (б) потока нефти в ПГК с трубкой Вентури

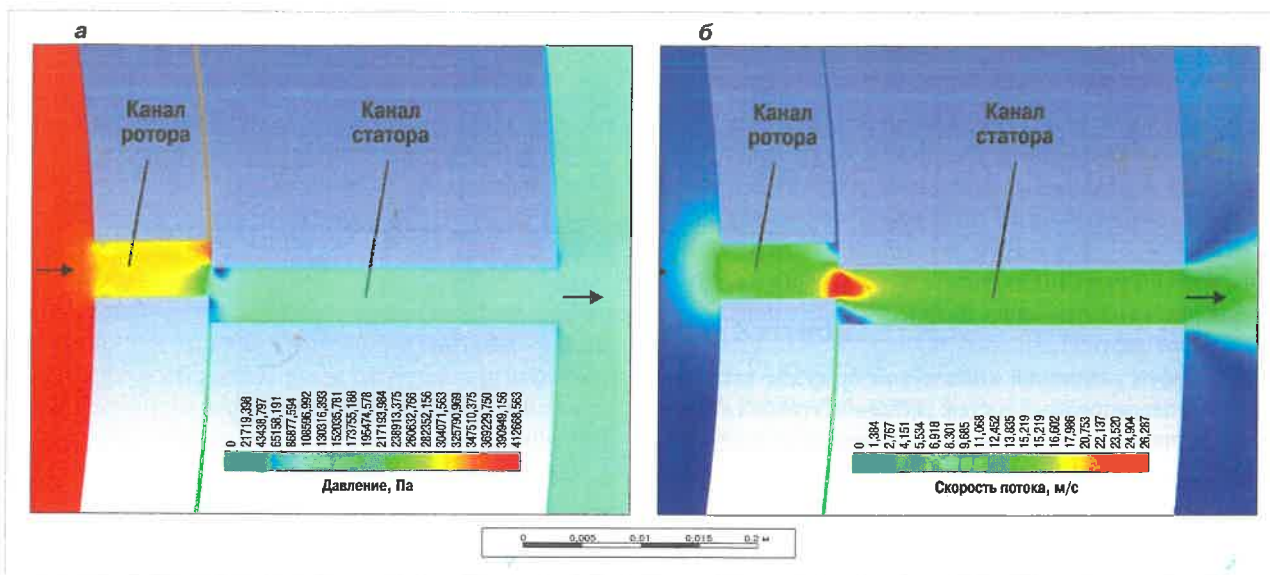


Рис. 2. Поля давления (а) и скорости (б) потока нефти в каналах ротора и статора РИА

витации $C_c = 0,24$, что указывает на развитую кавитацию в потоке нефти в трубе Вентури.

На рис. 2 показаны поля скоростей и давления в каналах ротора и статора РИА в момент их совмещения. По результатам моделирования течения потока нефти в этих каналах установлено, что наименьшее давление в канале статора $p_k = 129,3$ кПа, наибольшая скорость потока $v_k = 26$ м/с. Рассчитанное в соответствии с полученными данными наименьшее число гидродинамической кавитации $C_k = 0,36$, что также свидетельствует о развитой кавитации в потоке нефти в каналах статора РИА.

Экспериментальные исследования влияния ГКО на физико-химические характеристики нефти проводились на двух установках. Гидродинамические параметры ПГК и РИА соответствовали расчетным значениям для получения наименьших чисел кавитации. В первой установке нефть из основной емкости подавалась в ПГК поршневым насосом и после однократного прохождения через кавитатор сливалась в приемную емкость. Во второй установке нефть из основной емкости подавалась в РИА шестеренным насосом и после однократного прохождения через аппарат также сливалась в приемную емкость. Установки имели приборы для измерения расхода, давления и температуры потока нефти. Частота вращения вала насосов и их подача регулировались частотными преобразователями. Частота вращения вала электродвигателя РИА также регулировалась частотным преобразователем [4, 5]. Гидродинамические и энергетические параметры ГКО нефти в установках приведены в табл. 1. Для экспериментальных исследований использовали высокопарафинистую (содержание парафинов превышало 6 %) малосмолистую (содержание смолы – менее 18 %) нефть, параметры которой приведены в табл. 2. Изменение реологических параметров образцов нефти после ГКО в ПГК или РИА определяли по кривым течения (рис. 3) и параметрам, представленным в табл. 2. Кривые течения образцов нефти получали на программируемых ротационных вискозиметрах DV2T RV Брукфильд и DV2T LV Брук-

Таблица 1

Параметры	РИА	ПГК
Давление на выходе насоса, МПа	0,6	2,3
Подача насоса, л/с	1,4	0,36
Объем образца нефти, м ³	0,015	0,009
Температура образца, °С:		
начальная	25,0	24,8
конечная	27,0	25,7
Время прогона образца нефти через РИА, ПГК, с	8	25
Число кавитации	0,36	0,24
Потребляемая мощность, Вт	678	828
Удельная мощность на обработку образца, Вт/кг	513	106
Удельная энергия на обработку образца, Дж/кг	4140	2650
Удельная потребляемая мощность, кВт·ч/т	1,15	0,737

Таблица 2

Параметры	до обработки	Нефть после ГКО в	
		РИА	ПГК
Содержание, %:			
асфальтенов	1,24	1,19	1,18
смола	12,48	12,32	12,30
парафинов	6,99	6,78	6,67
Плотность, кг/м ³	874,2	872,2	871,8
Температура застывания, °С	20	19	18
Вязкость, мПа·с, при скорости сдвига 50 с ⁻¹ и температуре, °С:			
5	3445	2110	1595
20	196	134	117,2
Площадь под кривой течения прямого хода, Па/с (Вт/м ²), при температуре, °С:			
20	296,9	186,5	147,5
5	6320	4804	3552
K_E при температуре, °С:			
5	-	1,32	1,78
20	-	1,59	2,01
K_W при температуре, °С:			
5	-	181,7	517
20	-	13,16	27,88
K_M при температуре, °С:			
5	-	1,63	2,16
20	-	1,46	1,68

Примечание. K_E , K_W , K_M – параметры эффективности обработки нефти.

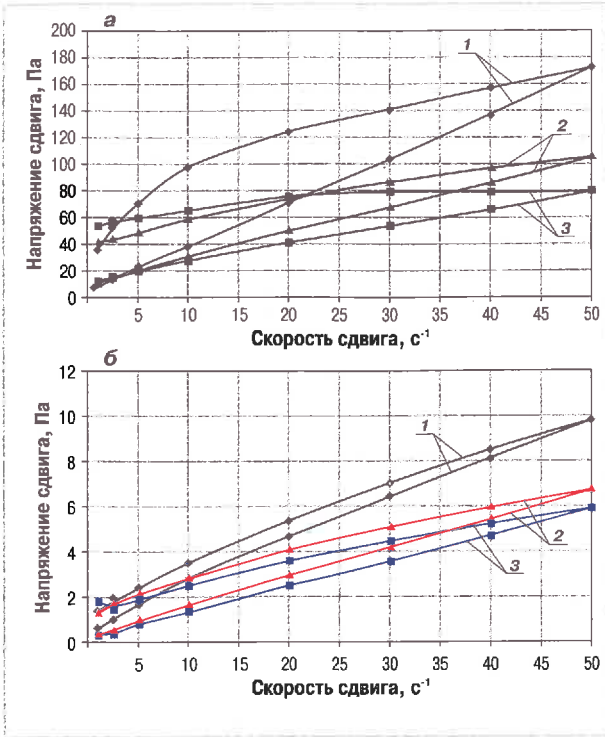


Рис. 3. Кривые течения нефти (прямой и обратный ход) при температуре 5 (а) и 20 (б) °С:
1, 2, 3 – кривая течения соответственно для исходной нефти, образцов нефти, обработанных в РИА и ПГК

фильд с использованием SSA адаптера для малых образцов с камерой SC4-13RPY, датчиком температуры RTD. Жидкостный криотермостат LOIP FT 311-80 обеспечивал термостатирование образцов нефти, ротационный вискозиметр – получение динамической вязкости и напряжения сдвига при заданных частоте вращения шпинделя и скорости сдвига.

Экспериментальные данные, полученные при исследовании процесса ГКО нефти в РИА и ПГК, позволяют определить удельные энергетические характеристики процесса. Удельная энергия на обработку единицы массы нефти за единицу времени определяется по формуле

$$\varepsilon = (N_1 + N_2)t/m, \quad (3)$$

где N_1, N_2 – мощность, потребляемая соответственно РИА и насосом при подаче нефти в РИА или ПГК, Вт; t – время обработки образца нефти, с; $m = V\rho$ – масса образца обрабатываемой нефти, кг; V – объем образца нефти, м³; ρ – плотность нефти, кг/м³.

При снятии кривых течения необработанного и обработанных образцов нефти получены характерные петли гистерезиса при температуре 5 и 20 °С (см. рис. 3). Все образцы нефти имеют тиксотропные свойства, так как линии прямого хода кривых течения не совпадают с линиями обратного хода. Нелинейный характер кривой течения, аномалии вязкости при малых скоростях сдвига, а также тиксотропные свойства нефти зависят от количества и внутренней структуры асфальтосмолистых, парафинистых и неуглеводородных веществ. Зависимость вязкости от скорости сдвига обусловлена процессами разрушения системы

ССЕ в нефти при повышении скорости сдвига и восстановления данной системы при снижении скорости сдвига. Гистерезис течения зависит от природы нефти, структурирования кластеров ССЕ, а также от температуры [1, 11]. Площадь петли гистерезиса, ограниченная реологическими кривыми течения (см. рис. 3), характеризует величину удельной энергии, необходимой для разрушения тиксотропных связей, отнесенной к единице объема нефти. Чем больше площадь петли гистерезиса, тем сильнее проявляется структурообразование при определенных температурных условиях [11]. Энергию тиксотропии жидкости при различной степени разрушения структуры можно оценить сравнением площадей, ограниченных кривыми течения [1, 11, 12].

Эффективность обработки нефти в РИА и ПГК определялась с использованием следующих коэффициентов:

$$K_E = E_1/E_2, \quad (4)$$

$$K_W = \Delta V_a / W, \quad (5)$$

$$K_\mu = \mu_1/\mu_2, \quad (6)$$

где E_1, E_2 – удельная мощность поддержания течения в образце нефти соответственно до и после обработки, Вт/м³; ΔV_a – изменение энергии тиксотропии образца нефти, Дж/м³; W – удельные затраты энергии на обработку образца нефти, Дж/м³; μ_1, μ_2 – динамическая вязкость соответственно исходного и обработанного образца нефти при заданных температуре и скорости сдвига, Па·с.

Коэффициент K_E показывает кратность снижения энергии тиксотропии образца нефти в результате изменения ее естественной структуры при ГКО. Чем больше K_E , тем значительнее изменения структуры нефти, течение нефти приближается к ньютоновской модели. При $K_E > 1$ обработка нефти дает положительный эффект с точки зрения изменения структуры нефти.

Коэффициент K_W отражает отношение изменения энергии тиксотропии за счет разрушенных внутренних связей структуры нефти к энергии, затраченной на ее обработку. Чем больше K_W , тем эффективнее реализуется ГКО нефти. При $K_W > 1$ обработка нефти энергетически целесообразна.

Коэффициент K_μ показывает кратность снижения вязкости нефти при заданных температуре и скорости сдвига на линии прямого хода. Чем выше K_μ , тем существеннее уменьшилась вязкость нефти за счет ГКО. При $K_\mu > 1$ обработка нефти снижает ее вязкость.

После ГКО в обработанной нефти немного уменьшилось содержание парафинов, смол, асфальтенов, а также незначительно снизились температура застывания и плотность. Вероятно, изменение содержания асфальтосмолистых и парафинистых веществ обусловлено деструкцией крупных ассоциатов молекул и молекулярных соединений в процессе ГКО, при которой возникают локальные микрообъемы, где разрушаются межмолекулярные связи и может происходить крекинг нефти.

Результаты экспериментальных исследований по обработке нефти показывают, что затраты энергии на ГКО единицы массы нефти в ПГК приблизительно в 1,5 раза меньше, чем при обработке в РИА. Физико-химические параметры нефти, обработанной в ПГК, также несколько лучше, чем нефти, обработанной в РИА. Однако делать вывод о более высокой эффективности ПГК для изменения физико-химических характеристик нефти по сравнению с эффективностью РИА некорректно, так как исследования проведены для нефти с определенными составом и соотношением содержания смол, парафинов, асфальтенов и других компонентов. В ранее проведенных исследованиях по ГКО в РИА высокопарафинистой нефти (плотность – 820 кг/м³; концентрация парафинов – 20,57 %, асфальтенов – 1,08 %, смол – 8,14 %; температура застывания – 29 °С, динамическая вязкость – 750 мПа·с при температуре 20 °С) снижение вязкости достигало 50 %, а обработка этой же нефти в ПГК не обеспечила заметного изменения ее реологических характеристик [5]. Более высокие затраты энергии на ГКО нефти в РИА можно объяснить дополнительными затратами энергии на вращение ротора и потерями энергии на трение в зазоре между ротором и статором.

Таким образом, ГКО высокопарафинистой и малосмолистой нефти изменяет ее структуру, снижает тиксотропность и вязкость. Обработка такой нефти в ПГК и РИА показала их высокую эффективность по улучшению реологических характеристик нефти. После однократной обработки нефти в РИА энергия тиксотропии и вязкость нефти снизились в среднем в 1,5 раза, после однократной обработки нефти в ПГК – в среднем в 2 раза. При ГКО в РИА и ПГК удельные затраты энергии на обработку нефти значительно меньше по сравнению с изменением энергии тиксотропии.

Список литературы

1. Управление реологическими характеристиками нефтей физическими методами воздействия / Р.З. Сунагатуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 92–97. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-92-97>
2. Investigation of amplification process of heavy oil viscosity reduction device based on jet cavitation using lab experimental and numerical simulation method / Xuedong Liu [et al.] // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2021. – 18 Juny. – 21 p. – <https://doi.org/10.1080/15567036.2021.1940388>
3. Омелянюк М.В., Уколов А.И., Пахляя И.А. Исследование процессов кавитационного истечения для энергосберегающих и экологически чистых технологий нефтегазовой отрасли // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 12. – С. 128–130. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-128-130>
4. Влияние гидроразрывной обработки на реологические параметры нефти / М.А. Промтов [и др.] // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2020. – Т. 26. – № 2. – С. 243–253. – <https://doi.org/10.17277/vestnik.2020.02.pp.243-253>
5. Изменение реологических параметров высокопарафинистой нефти при многофакторном воздействии в роторном импульсном аппарате / М.А. Промтов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Вып. 5 (127). – С. 76–88. – <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2020-5-76-88>

6. Оценка энергозатрат при обработке парафинистой нефти в роторном импульсном аппарате / М.А. Промтов [и др.] // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2021. – Т. 27. – № 4. – С. 576–584. – <https://doi.org/10.17277/vestnik.2021.04.pp.576-584>

7. Превращение короткоцепных n-алканов под действием гидродинамической кавитации / В. Н. Торховский [и др.] // Тонкие химические технологии. – 2017. – Т. 12. – № 5. – С. 65–70. – <https://doi.org/10.32362/2410-6593-2017-12-5-65-70>

8. Превращение алканов под действием единичного импульса гидродинамической кавитации. Ч. II. Поведение среднецепных алканов C21 – C38 / В.Н. Торховский [и др.] // Вестник МИТХТ им. М.В. Ломоносова. – 2014. – Т. 9. – № 4. – С. 59–69.

9. Якименко К.Ю., Венгерова А.А., Бранд А.Э. Применение технологии гидродинамической кавитационной обработки высоковязких нефтей с целью повышения эффективности транспортировки // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 5–3. – С. 531–536.

10. Волкова Г.И., Ануфриев Р.В., Юдина Н.В. Влияние ультразвука на состав и свойства парафинистой высокосмолистой нефти // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. – № 5. – С. 454–460.

11. Кондрашева Н.К., Байталов Ф.Д., Бойцова А.А. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции // Записки Горного института. – 2017. – Т. 225. – С. 320–329.

12. Кутуков С.Е., Четверткова О.В., Гольянов А.И. Гидравлическая характеристика трубопровода на высоковязкой нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. II. – № 1. – С. 32–39. – <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2021-11-1-32-39>

References

1. Sunagatullin R.Z., Kutukov S.E., Golyanov A.I. et al., Control of oil rheological properties by exposure to physical methods (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2021, no. 1, pp. 92-97, DOI: 10.24887/0028-2448-2021-1-92-97
2. Xuedong Liu et al., Investigation of amplification process of heavy oil viscosity reduction device based on jet cavitation using lab experimental and numerical simulation method, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2021, June, DOI: 10.1080/15567036.2021.1940388
3. Omelyanyuk M.V., Ukolov A.I., Pakhlyan I.A., Investigation of the processes of cavitation flow for energy-saving and environmentally friendly technologies in the oil and gas industry (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2021, no. 12, pp.128-130, DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-128-130
4. Promtov M.A. et al., The influence of dropulose processing on rheological oil parameters (In Russ.), Vestnik Tambovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, 2020, V. 26, no. 2, pp. 243–253, DOI: 10.17277/vestnik.2020.02.pp.243-253
5. Promtov M.A. et al., Change of rheological parameters of high-paraffin oil under multi-factor impact in a rotor-stator device (In Russ.), Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov, 2020, no. 5(127), pp. 76-88, DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-76-88
6. Promtov M.A. et al., Estimation of energy costs when processing high-paraffin oil in rotary impulse apparatus (In Russ.), Vestnik Tambovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, 2021, V. 27, no. 4, pp. 576–584, DOI: 10.17277/vestnik.2021.04.pp.576-584
7. Torkhovskiy V.N. et al., Transformation of short-chain n-alkanes under treatment of hydrodynamic cavitation (In Russ.), Tonkie khimicheskie tekhnologii, 2017, V. 12, no. 5, pp. 65 – 70, DOI:10.32362/2410-6593-2017-12-5-65-70
8. Torkhovskiy V.N. et al., Transformation of alkanes under treatment of single impulse of hydrodynamic cavitation. II. Behaviour of medium-chain alkanes C21–C38 (In Russ.), Vestnik MITKhT im. M. V. Lomonosova, 2014, V. 9, no. 4, pp. 59 – 69.
9. Yakimenko K.Yu., Vengerov A.A., Brand A.E., Application of hydrodynamic cavitation treatment of high-viscosity oils for the purpose of increase of efficiency of transportation (In Russ.), Fundamental'nye issledovaniya, 2016, no. 5–3, pp. 531–536.
10. Anufriev R.V., Volkova G.I., Yudina N.V., Influence of ultrasonic treatment on structural-mechanical properties of oil and sedimentation (In Russ.), Neftkimiya = Petroleum Chemistry, 2016, V. 56, no. 5, pp. 454–460.
11. Kondrasheva N.K., Baytalov F.D., Boytsova A.A., Comparative assessment of structural-mechanical properties of heavy oils of timano-pechorskaya province (In Russ.), Zapiski Gornogo instituta, 2017, V. 225, pp. 320–329.
12. Kutukov S.E., Chetvertkova O.V., Golyanov A.I., Gidravicheskaya kharakteristika truboprovoda na vysokovязкой nefi (In Russ.), Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov = Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2021, V. II, no. 1, pp. 32–39, DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-32-39