

ISSN 2411-7978
e-ISSN 2500-3526

ВЕСТНИК ТЮМЕНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ.
НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА

ENERGY

RESEARCH

R

№ 4(32)'2022
Том 8

ISSN: 2411-7978
e-ISSN: 2500-3526

ВЕСТНИК

ТЮМЕНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА

2022. Том 8. № 4 (32)

Журнал основан в 1998 г.

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-72159 выдано 29 декабря 2017 г.
(ранее: ПИ № ФС77-60410 от 29 декабря 2014 г.) Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Издание включено в Перечень рецензируемых научных изданий,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

А. Б. Шабаров, д. т. н., проф.

Заместители главного редактора:

А. А. Губайдуллин, д. ф.-м. н., проф.; *А. А. Захаров*, д. т. н., проф.;
О. В. Ахметова, д. ф.-м. н., проф.; *А. А. Кислицын*, д. ф.-м. н., проф.

Контактная информация:

Издатель: ТюмГУ-Press

Адрес издателя и редакции:

625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6
vestnik-energy-r@utmn.ru
☎ +7 (3452) 59-75-34, 59-74-81

Главный редактор *А. Б. Шабаров*:
kaf_mms@utmn.ru; ☎ +7-982-910-5225

Печатная версия журнала
распространяется по подписке:

Каталог Российской прессы (индекс ПА230)

Журнал выходит 4 раза в год

Публикация статей для авторов бесплатна.

Прием статей:

vestnik-energy-r@utmn.ru
<http://vestnik.utmn.ru>

Электронный вариант журнала
находится в открытом доступе:

<http://www.e-library.ru>; <http://vestnik.utmn.ru>

Учредитель: ФГАОУ ВО «Тюменский
государственный университет»,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6

Contact information:

Publisher: UTMN-Press

Publisher and editorial address:

6 Volodarskogo St., Tyumen, 625003, Russia
vestnik-energy-r@utmn.ru
☎ +7 (3452) 59-75-34, 59-74-81

Editor-in-chief *Alexander Shabarov*:
kaf_mms@utmn.ru; ☎ +7-982-910-5225

Subscription to the printed edition
of the journal:

No. PA230 in the Russian Post catalogue

The journal is released 4 times a year

No publication charges.

For article submission or any requests contact:

vestnik-energy-r@utmn.ru
<http://vestnik.utmn.ru>

E-version of the journal
can be accessed at:

<http://www.e-library.ru>; <http://vestnik.utmn.ru>

Founded by the University of Tyumen:
6 Volodarskogo St.,
Tyumen, 625003, Russia

© Вестник Тюменского государственного университета.

Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 2022

(Вестник Тюменского государственного университета, 1998-2014)

<http://vak.ed.gov.ru/87>



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Афанасьев Андрей Александрович	доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник Института механики МГУ им. М. В. Ломоносова (Москва)
Ахметова Оксана Валентиновна	доктор физико-математических наук, профессор кафедры общей и теоретической физики СФ БашГУ (Стерлитамак)
Баутин Сергей Петрович	доктор физико-математических наук, член NYAS и РНКТПМ, профессор кафедры высшей и прикладной математики УрГУПС (Екатеринбург)
Бровко Георгий Леонидович	доктор физико-математических наук, профессор кафедры теории упругости МГУ (Москва)
Вакулин Александр Анатольевич	доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики ТюмГУ
Губайдуллин Амир Анварович	доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник ТюмФ ИТПМ СО РАН
Гумеров Наиль Асгатович	доктор физико-математических наук, директор ЦМНДДС БашГУ, научный руководитель Лаборатории ММиИС, профессор UMIACS (США)
Гуров Валерий Игнатьевич	доктор технических наук, профессор, начальник сектора ЦИАМ (Москва)
Добронец Борис Станиславович	доктор физико-математических наук, профессор кафедры систем искусственного интеллекта СФУ (Красноярск)
Захаров Александр Анатольевич	доктор технических наук, заведующий базовой кафедрой «Безопасные ИТ умного города» ТюмГУ
Кислицын Анатолий Александрович	доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики ТюмГУ
Костюченко Сергей Владимирович	доктор технических наук, старший эксперт ООО «ТННЦ»
Лежнин Сергей Иванович	доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник ИТ СО РАН (Новосибирск)
Новиков Евгений Александрович	доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник ИВМиМГ СО РАН, заведующий кафедрой математического обеспечения дискретных устройств и систем СФУ (Красноярск)
Степанов Олег Андреевич	доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики ТИУ

Степанов Сергей Викторович	доктор технических наук, старший эксперт ООО «ТННЦ»
Стрекалов Александр Владимирович	доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ТИУ
Татосов Алексей Викторович	доктор физико-математических наук, заведующий кафедрой математического моделирования ТюмГУ
Удовиченко Сергей Юрьевич	доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, руководитель НОЦ «Нанотехнологии» ТюмГУ
Шабаров Александр Борисович	доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, профессор кафедры прикладной и технической физики ТюмГУ
Шорников Юрий Владимирович	доктор технических наук, профессор кафедры автоматизированных систем управления НГТУ (Новосибирск)
Эскин Дмитрий Исаакович	кандидат технических наук, профессор Сколковского института науки и технологий (Москва)
Ягов Виктор Владимирович	доктор технических наук, профессор кафедры инженерной теплофизики МЭИ (Москва)
Нестерова Ольга Андреевна	кандидат технических наук, доцент кафедры информационной безопасности ТюмГУ — ответственный секретарь

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

- Ахатов Искандер Шаукатович доктор физико-математических наук, профессор, директор Центра проектирования производственных технологий и материалов Scoltech (Россия, США)
- Вараксин Алексей Юрьевич доктор физико-математических наук, профессор, заведующий отделением ОИВТ РАН, заведующий кафедрой МГТУ, член-корреспондент РАН (Москва)
- Губайдуллин Дамир Анварович доктор физико-математических наук, профессор, директор ИММ КазНЦ РАН, член-корреспондент РАН (Казань)
- Зыонг Нгок Хай доктор физико-математических наук, профессор, вице-президент ВАНТ (Вьетнам)
- Ивашко Александр Григорьевич доктор технических наук, профессор, директор ИМиКН ТюмГУ
- Леонтьев Александр Иванович доктор технических наук, профессор, советник ректора МГТУ им. Н.Э. Баумана, академик РАН (Москва)
- Нанди Камал Канти M. Sc., Ph. D. (Индийский технологический институт Мадраса), профессор математики, Северо-Бенгальский университет (Индия)
- Нигматулин Роберт Искандерович доктор физико-математических наук, профессор, заведующий кафедрой газовой и волновой динамики МГУ, академик РАН (Москва)
- Филяровский Александр Иванович доктор химических наук, профессор, факультет химии, Вроцлавский университет (Польша)
- Фомин Василий Михайлович доктор физико-математических наук, профессор, научный руководитель ИТПМ СО РАН, заместитель председателя СО РАН, академик РАН (Новосибирск)
- Шайдуров Владимир Владимирович доктор физико-математических наук, профессор, член-корреспондент РАН (Красноярск)

ISSN: 2411-7978
e-ISSN: 2500-3526

TYUMEN STATE UNIVERSITY

HERALD

PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODELING.
OIL, GAS, ENERGY

2022. Vol. 8. No. 4 (32)

The journal was founded in 1998

The certificate of registration PI No. FS77-72159 issued on 29 December 2017
(prev. PI No. FS77-60410 on 29 December 2014) by RF Press Committee

This journal is included in the list of leading peer-reviewed journals published
in the Russian Federation disseminating the most notable findings of postgraduate research

EDITOR-IN-CHIEF:

A. B. Shabarov, Dr. Sci. (Tech.), Prof.

Deputy Editors-in-Chief:

A. A. Gubaidullin, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.; *A. A. Zakharov*, Dr. Sci. (Tech.), Prof.;
O. V. Akhmetova, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.; *A. A. Kislytsyn*, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.

EDITORIAL BOARD

A. A. Afanasyev, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.
S. P. Bautin, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof. (Yekaterinburg)
G. L. Brovko, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof. (Moscow)
A. A. Vakulin, Dr. Sci. (Tech.), Prof.
N. A. Gumerov, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof. (USA)
V. I. Gurov, Dr. Sci. (Tech.), Prof. (Moscow)
B. S. Dobronets, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof. (Krasnoyarsk)
S. V. Kostyuchenko, Dr. Sci. (Tech.)
S. I. Lezhnin, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof. (Novosibirsk)
E. A. Novikov, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof. (Krasnoyarsk)
O. A. Stepanov, Dr. Sci. (Tech.), Prof.
S. V. Stepanov, Dr. Sci. (Tech.), Prof.
A. V. Strekalov, Dr. Sci. (Tech.), Prof.
A. V. Tatosov, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.
S. Yu. Udovichenko, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.
Yu. V. Schornikov, Dr. Sci. (Tech.), Prof. (Novosibirsk)
D. I. Eskin, Cand. Sci. (Tech.), Prof. (Moscow)
V. V. Yagov, Dr. Sci. (Tech.), Prof. (Moscow)
O. A. Nesterova, Cand. Sci. (Tech.) — executive secretary

EDITORIAL COUNCIL

I. Sh. Akhatov, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.
A. Yu. Varaksin, Dr. Sci. (Phys-Math.),
RAS corr. member (Moscow)
D. A. Gubaidullin, Dr. Sci. (Phys-Math.),
RAS corr. member (Kazan)
Duong Ngoc Hai, Dr. Sci. (Phys-Math.), Prof.
(Vietnam)
A. G. Ivashko, Dr. Sci. (Tech.), Prof.
A. I. Leontyev, Dr. Sci. (Tech.), Prof.
(Moscow)
K. K. Nandi, M. Sc., Ph. D.
R. I. Nigmatulin, Dr. Sci. (Phys-Math.),
RAS academician (Moscow)
A. I. Filarowski, Dr. Sci., Prof.
V. M. Fomin, Dr. Sci. (Phys-Math.),
RAS academician (Novosibirsk)
V. V. Shaidurov, Dr. Sci. (Phys-Math.),
RAS corr. member (Krasnoyarsk)

© Tyumen State University Herald.
Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 2022
(Tyumen State University Herald, 1998-2014)
<http://vak.ed.gov.ru/87>



<p>В НОМЕРЕ:</p> <p>ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА</p> <p>Ездин Б. С., Каляда В. В., Васильев С. А., Шабиев Ф. К., Пахаруков Ю. В., Сафаргалиев Р. Ф. Исследование термодинамических условий для пиролиза моносилана в циклическом реакторе сжатия8</p> <p>Гильманов А. Я., Шевелёв А. П., Родионова А. В. Расчет расходных характеристик теплоносителя в стволе скважины с учетом режимов течения21</p> <p>Шабаров А. Б., Игошин Д. Е., Ростенко П. М., Садыкова А. П. Массоперенос фаз при течении нефтевогазовой смеси в масштабе керна40</p> <p>Велижанин А. А., Григорьев Б. В., Никулин С. Г., Важенин Д. А., Вахнина Д. В. Разработка установки для изучения течения жидкости в микрокапиллярах66</p> <p>МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ПЛАЗМЫ</p> <p>Зарипов Ф. А., Павлов Г. И., Накоряков П. В., Ситников О. Р. Экспериментальное исследование колебательного процесса в цилиндрических трубах, заполненных газопузырковой жидкостью 81</p>	<p>Семихина Л. П., Коровин Д. Д., Семихин Д. В. Анализ теоретических методов интерпретации экспериментальных данных по вязкости неньютоновских жидкостей95</p> <p>Филиппов А. И., Ахметова О. В., Зеленова М. А. Поле давления в пласте и скважине с учетом динамического уровня при отборе и последующей остановке .111</p> <p>МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ</p> <p>Бекман А. Д. Улучшение качества картирования пластового давления за счет регуляризации задачи адаптации модели CRMP-ТМ 125</p> <p>Дубровин М. Г., Вокина В. Р., Ядрышников О. А. О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей 144</p> <p>Ибрагим А. Х. А., Удовиченко С. Ю. Алгоритмы для построения и моделирования работы больших электрических цепей с мемристорно- диодными кроссбарами в биоморфном нейропроцессоре 163</p> <p>ЮБИЛЕИ, НАУЧНЫЕ СОБЫТИЯ, РЕЦЕНЗИИ</p> <p>Памяти профессора В. М. Дерябина (22.09.1922-28.02.2009). К 100-летию со дня рождения 179</p>
--	---

CONTENTS

**THERMAL PHYSICS
AND THERMOLOGY**

Yezdin B. S., Kalyada V. V.,
Vasiliev S. A., Shabiev F. K.,
Pakharukov Yu. V., Safargaliev R. F.
**Research on the thermodynamic
conditions for the pyrolysis
of monosilane in a cyclic
compression reactor**8

Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P.,
Rodionova A. V.
**Calculation of the flow
characteristics of the heat carrier
in the well considering
the flow modes**21

Shabarov A. B., Igoshin D. E.,
Rostenko P. M., Sadykova A. P.
**Mass transfer of phases in the flow
of oil-water-gas mixture
on the core scale**.....40

Velizhanin A. A., Grigorev B. V.,
Nikulin S. G., Vazhenin D. A.,
Vakhnina D. V.
**Development of an installation
for studying the flow of liquid
in microcapillaries**.....66

**FLUID, PLAZMA,
AND GAS MECHANICS**

Zaripov F. A., Pavlov G. I.,
Nakoryakov P. V., Sitnikov O. R.
**Experimental study of the oscillatory
process in cylindrical pipes
filled with gas-bubble liquid**.....81

Semikhina L. P., Korovin D. D.,
Semikhin D. V.
**Analysis of theoretical methods
for interpretation the non-Newtonian
fluids viscosity experimental data**.....95

Filippov A. I., Akhmetova O. V.,
Zelenova M. A.
**Pressure field in the reservoir and well,
taking into account the dynamic level
during the selection and subsequent
shutdown** 111

**MATHEMATICAL MODELING,
NUMERICAL METHODS
AND SOFTWARE SYSTEMS.
INFORMATION TECHNOLOGIES**

Beckman A. D.
**Improving the quality
of reservoir pressure gridding
by regularizing the CRMP-TM
history matching problem** 125

Dubrovin M. G., Vokina V. R.,
Yadryshnikova O. A.
**On the application of the LET-model
for the approximation of core
relative phase permeabilities**..... 144

Ebrahim A. H. A., Udovichenko S. Yu.
**Algorithms for building and operation
modeling of large electrical circuits
with memristor-diode crossbars
in a biomorphic neuroprocessor** 163

**ANNIVERSARIES, SCIENTIFIC
EVENTS, REVIEWS**

**To the memory of Professor
V. M. Deryabin (22.09.1922-28.02.2009).
A dedication to the 100th birthday** 179

ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА

Борис Семенович ЕЗДИН¹
Валерий Владимирович КАЛЯДА²
Сергей Александрович ВАСИЛЬЕВ³
Фарид Канафеович ШАБИЕВ⁴
Юрий Вавилович ПАХАРУКОВ⁵
Руслан Фаридович САФАРГАЛИЕВ⁶

УДК 533.24, 54.057

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ПИРОЛИЗА МОНОСИЛАНА В ЦИКЛИЧЕСКОМ РЕАКТОРЕ СЖАТИЯ*

¹ кандидат физико-математических наук, доцент, Отдел прикладной физики, Физический факультет, Новосибирский государственный университет
bse@nsu.ru; ORCID: 0000-0003-4563-9265

² ведущий электроник, Отдел прикладной физики, Физический факультет, Новосибирский государственный университет
v.kalyada@nsu.ru; ORCID: 0000-0003-2739-5017

³ ведущий инженер, Отдел прикладной физики, Физический факультет, Новосибирский государственный университет
svasiljev@mail.ru; ORCID: 0000-0003-0076-9445

⁴ кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
faridshab@mail.ru; ORCID: 0000-0003-0551-3836

* Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (проект № FSUS-2020-0039). Исследования проведены на оборудовании ЦКП «Прикладная физика» НГУ. Измерения проведены на оборудовании ЦКП «Высокие технологии и аналитика наносистем», отдела АТИЦ «Высокие технологии и наноструктурированные материалы» Физического факультета НГУ.

-
- ⁵ доктор физико-математических наук, профессор,
кафедра прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
pacharukovyu@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-3937-4937
- ⁶ ассистент, Тюменский индустриальный университет
ruslan.safargaliev@mail.ru; ORCID: 0000-0002-4799-8651
-

Цитирование: Ездин Б. С. Исследование термодинамических условий для пиролиза моносилана в циклическом реакторе сжатия / Б. С. Ездин, В. В. Каляда, С. А. Васильев, Ф. К. Шабиев, Ю. В. Пахаруков, Р. Ф. Сафаргалиев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 8-20.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-8-20

Аннотация

В работе представлены результаты исследования структуры наночастиц кремния, полученных пиролизом моносилана в условиях адиабатического сжатия в циклическом химическом реакторе в атмосфере аргона. Для создания термодинамических условий, необходимых для пиролиза моносилана, применяется циклический реактор сжатия. Реактор представляет собой тепловую машину, позволяющую получать высокие давления и температуру в сжимаемых газах. Показано, что для содержания моносилана в буферном газе не более 20% полный пиролиз происходит в диапазоне пиковых давлений выше 2,5 МПа. Разложение моносилана на кремний и водород сопровождается синтезом кремниевых наночастиц. Просвечивающая электронная микроскопия показала, что наночастицы имеют в основном сферическую форму с размерами от 10 до 150 нм. Максимум размеров частиц приходится на 50-60 нм. Размеры частиц подчиняются логнормальному распределению, что свидетельствует в пользу механизма роста за счет слияния частиц более мелких размеров. Для исследования структурных особенностей частиц использовался метод рентгенофазового анализа. Область когерентного рассеяния частиц составила 4-20 нм.

Ключевые слова

Пиролиз, наноразмерные порошки, адиабатическое сжатие, моносилан, кремний.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-8-20

Введение

Интерес к порошкам с размерами частиц несколько нанометров (нанопорошкам), к изучению их свойств, к методам их получения обуславливается потенциальными и уже имеющимися применениями этих порошков в различных технологиях как производства новых материалов с задаваемыми наперед свойствами, так и модификации поверхностей существующих материалов.

Нанопорошки кремния интересны своими свойствами в области фотолюминесценции [4], т. е. возможностью использования их в качестве люминофоров для преобразования излучения ультрафиолетового диапазона в видимый свет, электролюминесценции [2] — возможностью излучать свет видимого диапазона при пропускании электрического тока. Эти свойства нанопорошков могут быть использованы для миниатюризации устройств передачи данных — светоизлучающих диодов, фотоприемников, световодов — и для их применения в устройствах обработки сигналов — интегральных микросхемах. Широкое применение нанопорошки кремния получили в технологиях изготовления сенсорных элементов для химических, биологических датчиков, работа которых обусловлена изменением физических свойств в случае появления маркера в контролируемой среде [10].

Для получения нанопорошков кремния используются плазмохимический синтез, анодное электрохимическое травление, химико-термическая обработка [1, 3, 5]. В качестве сырья используются диоксид и монооксид кремния. Дорогостоящее уникальное оборудование, трудность масштабирования, малая производительность существенно увеличивают себестоимость порошков и являются недостатками этих методов. Имеет место значительный разброс наночастиц по размерам (от единиц до сотен нанометров) и высокое содержание примесей в получаемом продукте. Сложным моментом этих подходов является контроль и влияние исходных параметров на полидисперсность и морфологию получаемых порошков.

Другой широко используемой техникой получения наноразмерного кремния является термическое разложение газа моносилана на кремний и водород, что возможно осуществить несколькими способами: продувкой газовой смеси моносилана и аргона через горячий (1 000 °С) трубчатый реактор [12], с помощью газоразрядной плазмы [3, 5], лазерно-индуцированным методом [11]. К минусам этих способов относятся высокая энергоемкость, большая полидисперсность получаемых порошков вследствие неоднородности условий в реакторном объеме, а также, как было указано выше, высокая себестоимость полученного продукта. В работе [6] предложен способ получения наноразмерного кремния термическим разложением моносилана при нагревании его сжатием в адиабатическом процессе. Предложенный метод не является непрерывным, и поэтому его применение не представляется возможным для промышленной выработки нанопорошков.

Материалы и методы

В настоящей работе используется метод сжатия исходного сырья в газовой фазе в объеме циклического реактора сжатия. Пиролиз исходных продуктов и последующий синтез происходят в реакторном объеме в циклах сжатия-разрежения пары «поршень — цилиндр». Метод обеспечивает однородность условий и высокую температуру протекания реакции во всем реакторном объеме. После завершения рабочего цикла сжатия-разрежения и отбора полученного порошка получается готовый продукт, не требующий дальнейшего технологического передела.

Используемый химический реактор сжатия (рис. 1) достаточно полно описан в работе [9]. Сжатие реактивов происходит внутри цилиндра поршнем,

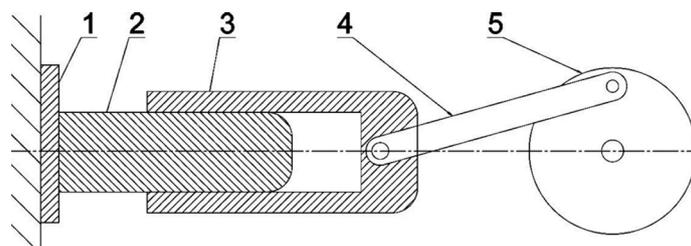


Рис. 1. Схема химического реактора сжатия: 1 — тензодатчик, 2 — поршень, 3 — цилиндр, 4 — шатун, 5 — маховик электродвигателя

Fig. 1. Scheme of a chemical compression reactor: 1 — strain gauge, 2 — piston, 3 — cylinder, 4 — connecting rod, 5 — electric motor flywheel

поверхности которых посредством термоэлектрохимического окислирования [7] покрыты защитным керамическим слоем на основе оксида алюминия. Покрытие выдерживает многократное термоциклирование, обеспечивая при этом малое трение. Коэффициент трения близок к 0,01, что позволяет минимизировать зазор между трущимися поверхностями. Поэтому для работы пары «поршень — цилиндр» не требуется смазка, а следовательно, не вносятся загрязнения и дополнительные химические примеси в реакторный объем.

В эксперименте в качестве химических реагентов использовалась смесь газов, моносилана и аргона. Аргон применялся для увеличения показателя адиабаты смеси. Сжатие смеси происходило с частотой, близкой к 10 Гц. Полученный продукт накапливался в дополнительной емкости системы сбора продуктов и исследовался методами рентгеновской дифрактометрии и методом просвечивающей электронной микроскопии высокого разрешения (ПЭМВР).

Прохождение реакции пиролиза моносилана $\text{SiH}_4 \rightarrow \text{Si} + 2\text{H}_2$ контролировалось в режиме online универсальным газовым анализатором UGA-200 (Stanford Research Systems, США). Появление большего количества водорода указывало на прохождение реакции пиролиза, а исчезновение или малое количество исходных реагентов (SiH_4) — на полноту прохождения реакции переработки.

В таблице 1 приведены условия получения исследовавшихся образцов кремниевых наночастиц. Температура рассчитывалась по максимальному давлению в адиабатическом приближении с усредненным показателем адиабаты $\gamma = 1,61$.

Таблица 1

Условия пиролиза моносилана в циклическом реакторе сжатия

Table 1

Conditions for the pyrolysis of monosilane in a cyclic compression reactor

Образец	Содержание SiH_4 в смеси с аргоном, %	Максимальное давление, МПа	Расчетная максимальная температура, К
1	18	2,5	780
2	18	3	830

Результаты и обсуждения

Исследование полученных образцов методом ПЭМВР проводилось на электронном микроскопе JEM-2010 (JEOL, Япония) с ускоряющим напряжением 200 кВ и разрешающей способностью 0,14 нм. Частицы наносили диспергированием взвеси образца в спирте на медную подложку с использованием ультразвукового диспергатора. Локальный анализ элементного состава образцов проводили с использованием энергодисперсионного спектрометра QUANTAX 200-TEM (Bruker, Германия) с XFlash-детектором и разрешением по энергии порядка 130 эВ. Цифровую обработку полученных электронно-микроскопических изображений с расчетом наблюдаемых межплоскостных расстояний по Фурье-анализу области проводили в программе DigitalMicrograph (Gatan, США). На рис. 2 показаны SEM-изображения образцов 1 и 2.

Изображения, представленные на рис. 2, были проанализированы на предмет распределения частиц по размерам. На рис. 3 представлены соответствующие гистограммы.

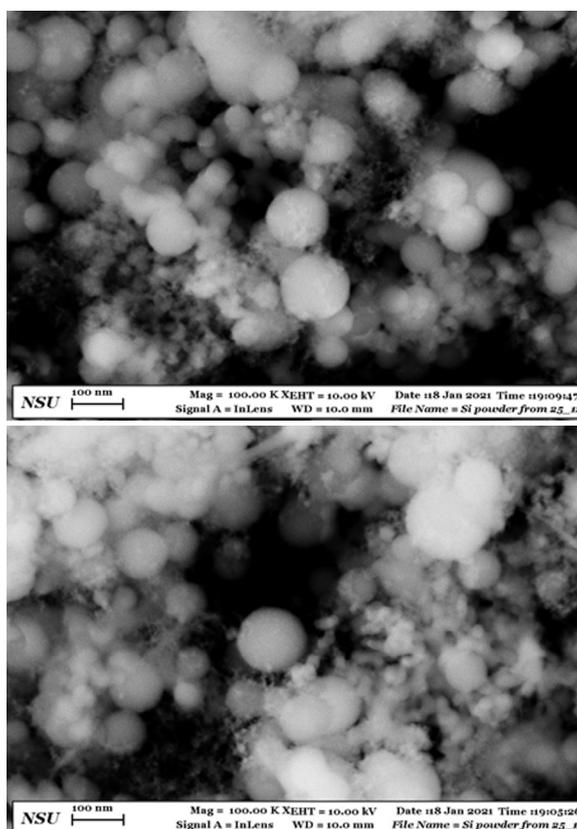


Рис. 2. SEM-изображения частиц нанопорошков кремния: сверху — образец 1, снизу — образец 2

Fig. 2. SEM-images of particles of silicon nanopowders: above — sample 1, below — sample 2

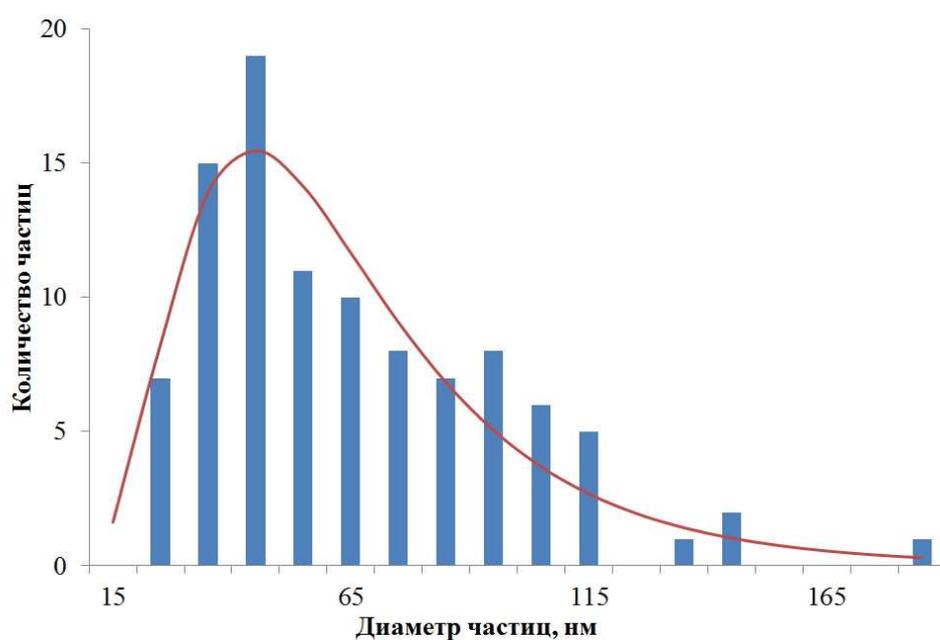
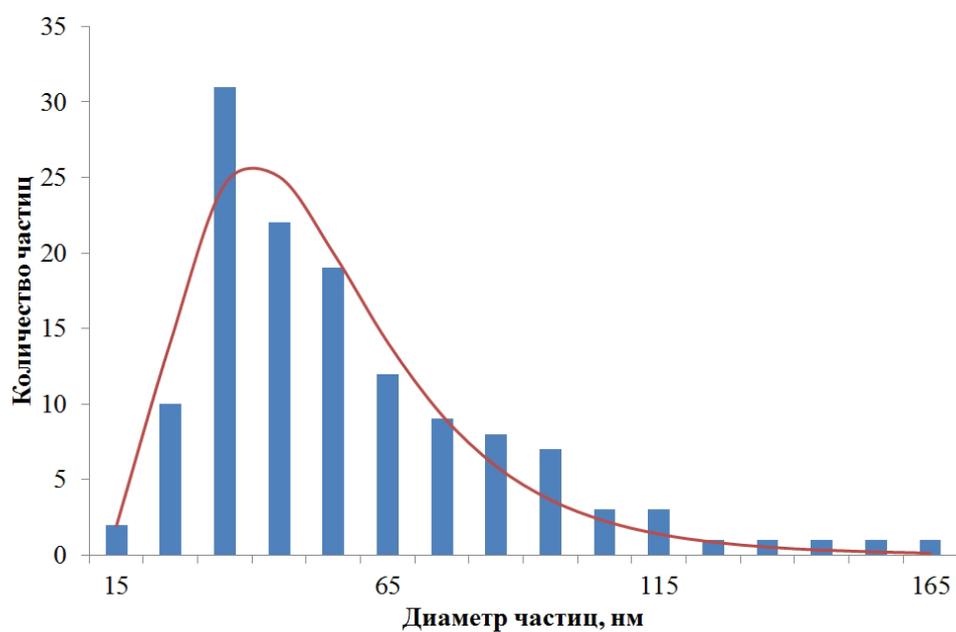


Рис. 3. Гистограммы распределения наночастиц кремния по размерам: сверху — образец 1, снизу — образец 2. Красными линиями показаны аппроксимирующие логнормальные распределения

Fig. 3. Size distribution histograms of silicon nanoparticles: above — sample 1, below — sample 2. The red lines show the approximating lognormal distributions

Распределения аппроксимировались логнормальным законом:

$$f(x) \sim \frac{1}{x\sigma} \cdot e^{-\frac{(\ln x - \ln \mu)^2}{2\sigma^2}}.$$

Для образца 1: $\mu = 48,6$ и $\sigma = 0,43$. Для образца 2: $\mu = 57,4$ и $\sigma = 0,51$. Стандартное отклонение для образцов 1 и 2 составило 5,6 и 9,4 соответственно. Логнормальное распределение указывает на то, что на рост частиц оказывают влияние не только термодинамические случайные факторы, но и частицы меньших размеров, что свидетельствует в пользу механизма роста наночастиц путем слияния более мелких частиц.

Рис. 4. Изображение частиц образца 1, полученных методом просвечивающей электронной микроскопии высокого разрешения

Fig. 4. Image of sample particles 1 obtained by high-resolution transmission electron microscopy

Из рис. 4 видно, что межплоскостные расстояния 3,04 и 3,06 Å соответствуют направлению 111 для структуры кремния.

Для рентгенофазового анализа использовался порошковый рентгеновский дифрактометр D8 Advance (вертикальный гониометр $\theta/2\theta$ -геометрии) (Bruker, Германия). Прибор оснащен линейным полупроводниковым энергодисперсионным детектором Lynx-Eye. Источником излучения являлась рентгеновская трубка с медным анодом. Средняя длина волны излучения $\text{CuK}\alpha = 0,154184$ нм ($\text{CuK}\alpha_1 = 0,15406$ нм, $\text{CuK}\alpha_2 = 0,154439$ нм), ток генератора — 35 мА, напряжение — 35 кВ. Диапазон съемки — $10-70^\circ$ по 2θ , шаг — $0,075^\circ$, время накопления в точке — 4 сек.

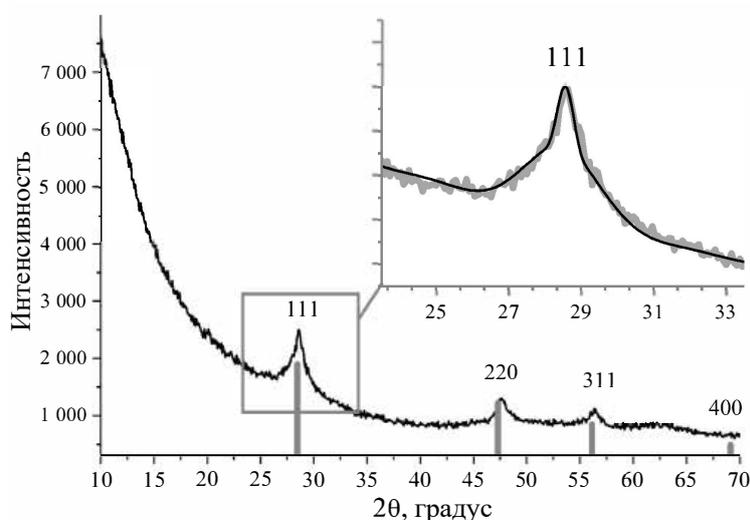


Рис. 5. Дифракционные данные для образца 1, штрих-диаграмма — фаза кремния (PDF 00-027-1402). На вставке представлены модельные расчеты для сферических кристаллитов размерами 4-20 нм

Fig. 5. Diffraction data for sample 1, bar cart — silicon phase (PDF 00-027-1402). The inset shows model calculations for spherical crystallites 4-20 nm in size

На рис. 5 представлена дифракционная картина для образца 1. Штрих-диаграммой показан кремний из базы данных PDF (карточка 00-027-1402).

Видно, что образец является однофазным, наблюдаются пики только кристаллического кремния. Других фаз, соответствующих материалу камеры или покрытию поршня, не обнаружено. У дифракционных пиков наблюдается характерная форма: узкий носик и широкое основание (наиболее выражено для рефлекса 111). Модельные расчеты показали, что пик 111 наилучшим образом описывается сферическими кристаллитами с распределением по диаметрам 4-20 нм.

Выводы

Показано, что в реакторе циклического сжатия в атмосфере аргона обеспечиваются термодинамические условия, достаточные для полного разложения моносилана до водорода и кремния при давлениях выше 2,5 МПа, что соответствует температуре в зоне реакций 780 К и выше. Частота циклов сжатия-разрежения 10 Гц обеспечивает необходимые времена как для пиролиза моносилана, так и для синтеза кремниевых наночастиц размером 10-150 нм. Логнормальность распределения частиц по размерам указывает на механизм образования более крупных наночастиц в результате слияния более мелких.

Показано, что метод пиролиза моносилана в присутствии аргона путем циклического сжатия в проточном реакторе позволяет получать порошки наночастиц Si высокой степени чистоты. Получаемый продукт химически чистый

и определяется только степенью очистки исходных реагентов. Технологические процессы не вносят в состав продукта дополнительных загрязнений. Получаемый продукт не требует дальнейшей обработки, например химического травления, как в большинстве предлагаемых методов, и его можно использовать для получения материалов с заданными наперед функциональными свойствами, в том числе для модификации структуры и свойств металлов и сплавов [3, 8].

В работе были определены оптимальные режимы работы химического реактора пиролиза моносилана для получения наноразмерного Si с размерами кристаллитов 4-20 нм. Достигнута высокая повторяемость по составу и размерам синтезируемого продукта в зависимости от основных входных параметров — химического состава смеси, давления в реакторной зоне и т. д. Показано, что предложенный метод обеспечивает высокую степень переработки исходных реагентов.

Предлагаемый метод получения наноразмерного кремния удобен для технологического исполнения в промышленном производстве высокочистого нанопорошка кремния.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аньшаков А. С. Синтез нанопорошков карбида кремния в двухструйном плазмохимическом реакторе / А. С. Аньшаков, Э. К. Урбах, А. Э. Урбах, В. А. Фалеев, В. С. Чередниченко // Теплофизика и аэромеханика. 2017. Том 24. № 3 (105). С. 473-482.
2. Вандышев Е. Н. Фотолюминесценция кремниевых нанокристаллов под действием электрического поля / Е. Н. Вандышев, А. М. Гилинский, Т. С. Шамирзаев, К. С. Журавлев // Физика и техника полупроводников. 2005. Том 39. № 11. С. 1365-1369.
3. Гусев А. И. Наноматериалы, наноструктуры, нанотехнологии / А. И. Гусев. М.: Физматлит, 2005. 410 с.
4. Ефремов М. Д. Видимая фотолюминесценция нанопорошков кремния, созданных испарением кремния мощным электронным пучком / М. Д. Ефремов, В. А. Володин, Д. В. Марин, С. А. Аржанникова, С. В. Горяйнов, А. И. Корчагин, В. В. Черепков, А. В. Лаврухин, С. Н. Фадеев, Р. А. Салимов, С. П. Бардаханов // Письма в Журнал экспериментальной и теоретической физики. 2004. Том 80. № 8. С. 619-622.
5. Ищенко А. А. Нанокремний: свойства, получение, применение, методы исследования и контроля / А. А. Ищенко, Г. В. Фетисов, Л. А. Асланов. М.: Физматлит, 2011. 647 с.
6. Поздняков Г. А. Получение наноразмерных порошков кремния разложением моносилана в адиабатическом процессе / Г. А. Поздняков, В. Н. Яковлев, А. И. Сапрыкин // Доклады Академии наук. 2014. Том 456. № 1. С. 60-63. DOI: 10.7868/S0869565214130143
7. Способ микродугового оксидирования: пат. 2389830 Рос. Федерация: МПК С25D 11/02 / А. А. Никифоров. № 2008115739/02; заявл. 21.04.2008; опубл. 20.05.2010, Бюл. № 14.

8. Черепанов А. Н. Модификация структуры и свойств никелевых сплавов наноструктурированными композиционными порошками / А. Н. Черепанов, В. Е. Овчаренко, Г. Лю, Л. Цао // Теплофизика и аэромеханика. 2015. Том 22. № 1. С. 131-136.
9. Ezdin B. S. Fast cyclic compression installation for conversion of light hydrocarbons / B. S. Ezdin, A. E. Zarvin, A. S. Yaskin, V. V. Kalyada, S. A. Kononov // Chemical and Petroleum Engineering. 2016. Vol. 52. No. 1. Pp. 26-28. DOI: 10.1007/s10556-016-0141-5
10. Morales-Sánchez A. Topographic analysis of silicon nanoparticles-based electroluminescent devices / A. Morales-Sánchez, J. Barreto, C. Domínguez, M. Aceves, K. M. Leyva, J. A. Luna-López, J. Carrillo, J. Pedraza // Materials Science and Engineering: B. 2010. Vol. 174. No. 1-3. Pp. 123-126. DOI: 10.1016/j.mseb.2010.03.030
11. Vladimirov A. Synthesis of luminescent Si Nanoparticles using the laser-induced pyrolysis / A. Vladimirov, S. Korovin, A. Surkov, E. Kelm, V. Pustovoy // Laser Physics. 2011. Vol. 21. No. 4. Pp. 830-835. DOI: 10.1134/S1054660X11080032
12. Wiggers H. Silicon particle formation by pyrolysis of silane in a hot wall gasphase reactor / H. Wiggers, R. Starke, P. Roth // Chemical Engineering & Technology. 2001. Vol. 24. No. 3. Pp. 261-264. DOI: 10.1002/1521-4125(200103)24:3<261::AID-CEAT261>3.0.CO;2-K

Boris S. YEZDIN¹
Valerii V. KALYADA²
Sergey A. VASILIEV³
Farid K. SHABIEV⁴
Yuri V. PAKHARUKOV⁵
Ruslan F. SAFARGALIEV⁶

UDC 533.24, 54.057

**RESEARCH ON THE THERMODYNAMIC CONDITIONS
FOR THE PYROLYSIS OF MONOSILANE
IN A CYCLIC COMPRESSION REACTOR***

¹ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Applied Physics Division,
Department of Physics, Novosibirsk State University
bse@nsu.ru; ORCID: 0000-0003-4563-9265

² Leading Electronics Engineer, Applied Physics Division,
Department of Physics, Novosibirsk State University
v.kalyada@nsu.ru; ORCID: 0000-0003-2739-5017

³ Leading Engineer, Applied Physics Division,
Department of Physics, Novosibirsk State University
svasiljev@mail.ru; ORCID: 0000-0003-0076-9445

⁴ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
faridshab@mail.ru; ORCID: 0000-0003-0551-3836

⁵ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
pacharukovyu@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-3937-4937

* The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSUS-2020-0039). The studies were carried out on the equipment of the Center for Collective Use “Applied Physics” of Novosibirsk State University. The measurements were carried out on the equipment of the Center for Collective Use “High Technologies and Nanosystems Analytics” a department of the Analytical and Technological Research Center “High Technologies & Nanostructured Materials” of the Physics Department of Novosibirsk State University.

⁶ Assistant, Tyumen Industrial University
ruslan.safargaliev@mail.ru; ORCID: 0000-0002-4799-8651

Citation: Yezdin B. S., Kalyada V. V., Vasiliev S. A., Shabiev F. K., Pakharukov Yu. V., Safargaliev R. F. 2022. "Research on the thermodynamic conditions for the pyrolysis of monosilane in a cyclic compression reactor". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 8-20.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-8-20

Abstract

In this work the pyrolysis of monosilane under adiabatic compression conditions in an argon atmosphere is investigated. Cyclic compression reactor is used to create thermodynamic conditions required for monosilane pyrolysis. It is shown that for the monosilane content in the buffer gas not exceeding 20% the complete pyrolysis occurs in the peak pressure range above 2.5 MPa. The monosilane decomposition into silicon and hydrogen is accompanied by the synthesis of silicon nanoparticles sized 10-150 nm. The maximum size of the particles occurs at 50-60 nm. The particle sizes follow the lognormal distribution which points in favour of the growth mechanism due to the fusion of smaller particles.

Keywords

Pyrolysis, nanosized powders, adiabatic compression, monosilane, silicon.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-8-20

REFERENCES

1. Anshakov A. S., Urbakh E. K., Urbakh A. E., Faleev V. A., Cherednichenko V. S. 2017. "Synthesis of silicon carbide nanopowders in a two-jet plasma-chemical reactor". Thermophysics and Aeromechanics, vol. 24, no. 3, pp. 459-467.
DOI: 10.1134/S0869864317030131
2. Vandyshev E. N., Gilinskii A. M., Shamirzaev T. S., Zhuravlev K. S. 2005. "Photoluminescence of silicon nanocrystals under the effect of an electric field". Semiconductors, vol. 39, no. 11, pp. 1319-1322. DOI: 10.1134/1.2128458
3. Gusev A. I. 2005. Nanomaterials, nanostructures, nanotechnologies. Moscow: Fizmatlit. 410 p. [In Russian]
4. Efremov M. D., Volodin V. A., Marin D. V., Arzhannikova S. A., Goryainov S. V., Korchagin A. I., Cherepkov V. V., Lavrukhin A. V., Fadeev S. N., Salimov R. A., Bardakhanov S. P. 2004. "Visible photoluminescence from silicon nanopowders produced by silicon evaporation in a high-power electron beam". Journal of Experimental and Theoretical Physics Letters, vol. 80, no. 8, pp. 544-547.
DOI: 10.1134/1.1846116
5. Ishchenko A. A., Fetisov G. V., Aslanov L. A. 2011. Nanocremni: Properties, preparation, application, methods of research and control. Moscow: Fizmatlit. 647 p. [In Russian]

6. Pozdnyakov G. A., Yakovlev V. N., Saprykin A. I. 2014. "Production of nanosized silicon powders by monosilane decomposition in an adiabatic process". *Doklady Physical Chemistry*, vol. 456, no. 1, pp. 67-70. DOI: 10.1134/S0012501614050029
7. Nikiforov A. A. 2010. The method of microarc oxidation: Pat. 2389830 Russian Federation: MPCC25D11/02. No. 2008115739/02; declared 21 April 2008; published 20 May 2010; bull. no. 14. [In Russian]
8. Cherepanov A. N., Ovcharenko V. E., Liu G., Cao L. 2015. "Modifying structure and properties of nickel alloys by nanostructured composite powders". *Thermophysics and Aeromechanics*, vol. 22, no. 1, pp. 127-132. DOI: 10.1134/S0869864314010114
9. Ezzdin B. S., Zarvin A. E., Yaskin A. S., Kalyada V. V., Kononov S. A. 2016. "Fast cyclic compression installation for conversion of light hydrocarbons". *Chemical and Petroleum Engineering*, vol. 52, no. 1, pp. 26-28. DOI: 10.1007/s10556-016-0141-5
10. Morales-Sánchez A., Barreto J., Domínguez C., Aceves M., Leyva K. M., Luna-López J. A., Carrillo J., Pedraza J. 2010. "Topographic analysis of silicon nanoparticles-based electroluminescent devices". *Materials Science and Engineering: B*, vol. 174, no. 1-3, pp. 123-126. DOI: 10.1016/j.mseb.2010.03.030
11. Vladimirov A., Korovin S., Surkov A., Kelm E., Pustovoy V. 2011. "Synthesis of luminescent Si Nanoparticles using the laser-induced pyrolysis". *Laser Physics*, vol. 21, no. 4, pp. 830-835. DOI: 10.1134/S1054660X11080032
12. Wiggers H., Starke R., Roth P. 2001. "Silicon particle formation by pyrolysis of silane in a hot wall gasphase reactor". *Chemical Engineering and Technology*, vol. 24, no. 3, pp. 261-264. DOI: 10.1002/1521-4125(200103)24:3<261::AID-CEAT261>3.0.CO;2-K

Александр Янович ГИЛЬМАНОВ¹
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ²
Анна Васильевна РОДИОНОВА³

УДК 532.5.013.3

РАСЧЕТ РАСХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ

¹ кандидат физико-математических наук, старший преподаватель
кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.y.gilmanov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-7115-1629

² кандидат физико-математических наук, доцент, профессор
кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.p.shevelev@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-0017-4871

³ студент кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
stud0000230197@study.utmn.ru

Аннотация

Актуальную в настоящее время проблему истощения ресурсов легкоизвлекаемых нефтей можно решить с помощью вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым в том числе относятся высоковязкие нефти. Для разработки таких месторождений используют тепловые методы обработки, и их задача заключается в снижении вязкости нефти, увеличении притока к добывающим скважинам и повышении продуктивности скважин. Среди таких методов в наиболее

Цитирование: Гильманов А. Я. Расчет расходных характеристик теплоносителя в стволе скважины с учетом режимов течения / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв, А. В. Родионова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 21-39.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-21-39

полной степени использует закачанное тепло в пласт пароциклическое воздействие. Одной из основных проблем в ходе применения этого метода является необходимость доставки пара на забой скважины. Указанная проблема является актуальной, поскольку ряд месторождений имеет в результате пароциклической обработки обводненную продукцию, что свидетельствует о конденсации пара еще в стволе скважины. В статье описано построение физико-математической модели нагнетания теплоносителя (пар — вода) в пласт, исходя из движения теплоносителя по стволу скважины, потерь тепла через стенки скважины и режимов течения, которые впервые принимаются во внимание. Целью работы является определение влияния технологических параметров на характеристики теплоносителя в стволе скважины с учетом режимов течения. Разработанная в статье математическая модель основана на законах сохранения массы, импульса и энергии; потери напора на трение рассчитываются с использованием эмпирических формул для различных режимов течения. Получено распределение сухости пара по глубине скважины, проанализировано влияние технологических параметров (паросодержания, давления, устьевого расхода теплоносителя и теплопроводности теплоизоляции) на устье скважины на параметры теплоносителя (глубину конденсации пара и расход теплоносителя) на забое скважины. Показано, что с ростом коэффициента теплопроводности теплоизоляции пар конденсируется выше по стволу скважины. Определено, что чем выше расход теплоносителя на устье, тем глубже проникает пар по стволу скважины.

Ключевые слова

Увеличение нефтеотдачи, тепловые методы, пароциклическое воздействие, высоковязкие нефти, режимы течения, скорость теплоносителя, сухость пара, расход пароводяной смеси.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-21-39

Введение

Нетрадиционные запасы нефти составляют более 70% от всех залежей углеводородов [11], среди которых высоковязкие нефти представляют значительную часть. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяют нагреть нефть, снизить ее вязкость и увеличить скорость притока [14]. Пароциклическое воздействие, относящееся к тепловым МУН, не требует бурения отдельной нагнетательной скважины, и в таком случае наиболее эффективно используется закачанное тепло, что и обуславливает применение этого метода по всему миру [10, 17]. В России технология активно применяется в Республиках Татарстан [7] и Коми [5]. Одной из проблем в ходе применения технологии является необходимость доставки теплоносителя с как можно более высоким содержанием пара на забой скважины. В ином случае продукция будет сильно обводнена, а значительное количество теплоты, которое выделится при фазовом переходе первого рода, рассеется в окружающие породы вне нефтенасыщенного интервала.

Подбор параметров работы скважины и прогноз забойных параметров теплоносителя осуществляется с помощью математического моделирования. Простейшая математическая модель основана только на использовании уравнения теплового баланса и корреляционных зависимостей плотности и вязкости флюидов от температуры [18]. Однако такая модель всё равно учитывает многослойность трубы, состоящей из нескольких обсадных колонн. Результатом расчетов является распределение температуры по стволу скважины.

Более подробные подходы используют классическую систему уравнений механики многофазных систем [13, 15, 16], состоящую из законов сохранения массы, импульса и энергии теплоносителя в стволе скважины. Модели [13, 15, 16] позволяют рассчитать давление, температуру и расход теплоносителя вдоль всего ствола скважины, однако они не учитывают массовой доли пара в теплоносителе. При этом известно, что трубы, из которых изготавливаются обсадные колонны скважин, являются шероховатыми, из-за чего возникает гидравлическое сопротивление [9] и потери давления на трение, что должно быть учтено в законе сохранения импульса [2]. В модели [13] учитывается возможность ламинарного и турбулентного режимов течения, причем турбулентный режим учитывается с помощью корреляции Нин Син Чена [12]. Однако обычно для турбулентного режима течения используются традиционные формулы Никкурадзе [3] и Альтшуля [1]. Модель [13] также не позволяет использовать известное распределение температуры, полученное по данным кратковременных динамических температурных исследований.

Кроме того, существующие модели не принимают в расчет режимы течения многофазной системы, среди которых наиболее распространенными являются пробковый (снарядный) [4], пузырьковый и кольцевой [8], причем течение может быть как ламинарным, так и турбулентным. Между различными режимами течения возможен переход в ходе движения по трубе [6], т. е. по стволу скважины. Обычно для определения режимов течения используют специальные эмпирические карты [8]. В каждом из этих режимов течения гидравлическое сопротивление вычисляется по-разному [1, 4]. Поэтому установление характеристик теплоносителя в данных условиях является актуальной задачей.

Целью работы является определение влияния технологических параметров на характеристики теплоносителя в стволе скважины с учетом режимов течения. Впервые предлагается математическая модель, учитывающая движение теплоносителя по стволу скважины, потери тепла через стенки скважины и режимы течения.

Методы

Рассматриваемая задача разбивается на две: внутреннюю и внешнюю. Внутренняя задача предполагает расчет движения теплоносителя от устья до забоя вдоль ствола скважины, а внешняя — распространение тепла от внутренней стенки скважины вдоль радиальной координаты. Для внутренней задачи вводятся следующие допущения:

- используется односкоростная модель, пар не проскальзывает относительно воды;
- температура пароводяной смеси в горизонтальном сечении скважины одинакова;
- в уравнении сохранения импульса учитывается влияние только массовых сил;
- рассматривается двухфазное приближение: в скважине имеются пар и вода;
- система находится на линии насыщения;
- нестационарные эффекты не рассматриваются;
- задача решается в одномерном приближении с вертикальной осью координат z , причем эта ось направлена вниз, а начало отсчета находится на устье скважины.

Для решения внутренней задачи используется классическая система уравнений механики многофазных систем. Закон сохранения массы теплоносителя имеет вид:

$$\frac{d}{dz}((\rho_s C + (1 - C)\rho_w)v) = 0, \quad (1)$$

где ρ_s и ρ_w — плотность пара и воды; C — сухость пара; v — скорость теплоносителя.

При описании внутренней задачи учитываются режимы двухфазного потока жидкости. Критерии перехода между режимами течения по скорости были взяты на основе карты режимов двухфазного потока в малых каналах, разработанной Микио Суо и П. Гриффит (рис. 1) [8].

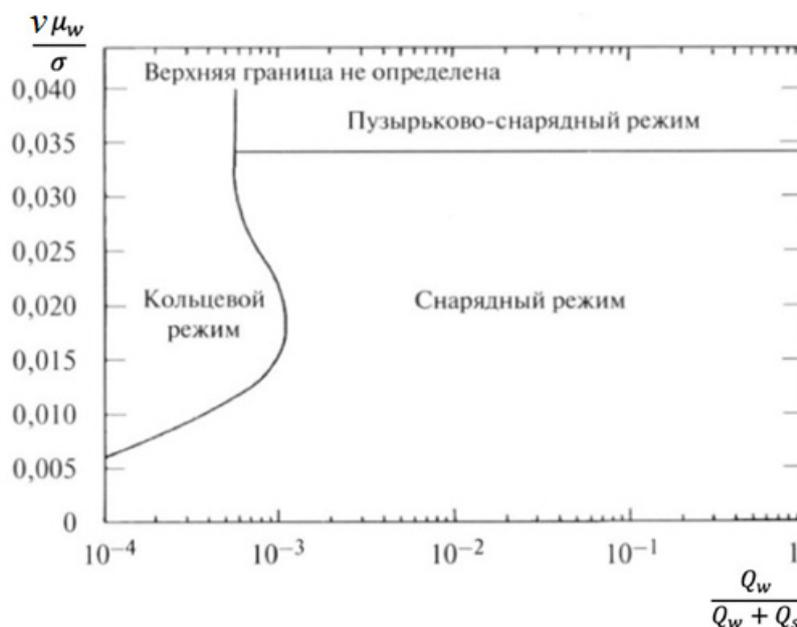


Рис. 1. Карта режимов двухфазного потока в малых каналах [8]

Fig. 1. Map of two-phase flow regimes in small channels [8]

Здесь μ_w — динамическая вязкость жидкости; $Q_w = G_w/\rho_w$ — объемный расход жидкости, где $G_w = (1 - C)G$ — массовый расход жидкости, $G = Q_m \rho_m$ — массовый расход закачиваемой смеси, $\rho_m = (\rho_s \rho_w)/(C\rho_w + \rho_s(1 - C))$ — плотность смеси, Q_m — объемный расход смеси; Q_s — объемный расход газа; σ — поверхностное натяжение, которое рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \left(r - \frac{RT_s}{M} \left(1 - \frac{\rho_s}{\rho_w} \right) \right) \frac{M^{1/3} \rho_w^{2/3}}{6N_A^{1/3}},$$

где r — теплота парообразования воды; R — универсальная газовая постоянная; T_s — температура пара; M — молярная масса воды; N_A — число Авогадро.

Для пузырькового режима закон сохранения импульса записывается в следующем виде:

$$\frac{dP}{dz} = (\rho_s C + (1 - C)\rho_w) \left(g - \frac{C_d v^2}{2d} \right), \quad (2)$$

где P — давление; C_d — потери напора из-за сил трения потока о стенки скважины; d — внутренний диаметр насосно-компрессорных труб; g — ускорение свободного падения.

Для турбулентного режима определим потери напора по формуле Альтшуля [1]:

$$C_d = 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \varepsilon \right)^{0,25}, \quad (3)$$

где $\text{Re} = vd/\mu$ — число Рейнольдса; μ — вязкость пара; $\varepsilon = k_3/d$ — относительная шероховатость труб; k_3 — эквивалентная шероховатость труб.

Формула (3) используется при $\text{Re} \geq 2300$. При $\text{Re} < 2300$ вместо (3) используется формула Стокса для ламинарного режима течения:

$$C_d = \frac{64}{\text{Re}}.$$

Для кольцевого режима закон сохранения импульса записывается аналогично, однако потери напора из-за сил трения потока о стенки скважины для турбулентного режима определяются как

$$C_d = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_3}{d} \right)^{0,2}.$$

Для ламинарного режима формула остается прежней.

Для пробкового (снарядного) режима можно воспользоваться работой М. В. Лурье [4], в которой выражение для потерь давления на трение P_f рассчитывается как

$$\frac{dP_f}{dz} = C_d \frac{1}{2\beta + (1-\beta)(1-\sigma_1)} \frac{(1-\beta)}{\sigma_1^2} \frac{(1-\sigma_1)^3}{\sigma_1^2} \rho_w g,$$

$$\sigma_1 = \frac{2}{1 + \frac{\bar{q}_w}{1-\beta} + \sqrt{\left[1 + \frac{\bar{q}_w}{1-\beta}\right]^2 - 4\bar{q}_w}},$$

где $\beta = \frac{\bar{q}_s}{\bar{q}_s + \bar{q}_w}$ — расходное объемное газосодержание; $\bar{q}_w = \frac{Q_w}{\sqrt{gdd}}$ и $\bar{q}_s = \frac{Q_s}{\sqrt{gdd}}$ — приведенные расходы воды и пара.

Тогда закон сохранения импульса примет вид:

$$\frac{dP}{dz} = (\rho_s C + (1-C)\rho_w)g - \frac{dP_f}{dz}. \quad (4)$$

Закон сохранения энергии используется в виде:

$$\frac{d}{dz} ((\rho_s C i_s + (1-C)\rho_w i_w)v) = -\frac{2Q}{Sr_w}, \quad (5)$$

где i_s и i_w — удельные энтальпии пара и воды; Q — тепловой поток через стенку скважины; r_w — внутренний радиус насосно-компрессорных труб; S — площадь боковой поверхности цилиндра, равная $S = 2\pi r_w h$, где h — глубина скважины. Множитель «2» перед тепловым потоком указывает, что потери тепла происходят в обе стороны от скважины. Для замыкания полученной системы уравнений используются следующие материальные соотношения:

$$\rho_s = \rho_{s0}P - \rho_{s1}, \quad P \leq P',$$

$$\rho_s = \rho_{s0}P - \rho_{s2}, \quad P > P',$$

$$\rho_w = \rho_{w1}P + \rho_{w2},$$

$$\rho_w = \rho_{w3}P + \rho_{w4},$$

$$i_s = i_{s1}T_s + i_{s2},$$

$$i_w = i_{w1}T_s - i_{w2}.$$

где ρ_{s0} , ρ_{s1} , ρ_{s2} , ρ_{w1} , ρ_{w2} , ρ_{w3} , ρ_{w4} , i_{s1} , i_{s2} , i_{w1} , i_{w2} — постоянные коэффициенты; P' — предельное значение давления. Удельные энтальпии и плотности фаз вычисляются

по линейным эмпирическим корреляциям от температуры насыщенного пара T_s и давления P .

Измерения температурного профиля с помощью кратковременных динамических температурных исследований (КДТИ) позволяют более точно определить распределение давления из решения системы уравнений. Пусть данные КДТИ аппроксимированы линейным трендом:

$$T_s = \frac{T_{s1} - T_{s0}}{h} z + T_{s0}, \quad (6)$$

где $T_{s0} = 626$ К и $T_{s1} = 621$ К — известные постоянные.

Граничными условиями для внутренней задачи являются следующие соотношения:

$$z = 0: v = \frac{Q_s}{\pi r_w^2}, C = C_0, P = P_0, \quad (7)$$

где Q_s — расход нагнетаемой пароводяной смеси на устье; C_0 — сухость пара на устье; P_0 — устьевое давление.

Искомыми переменными в исследуемой системе уравнений (1), (2), (4), (5) с граничными условиями (7) являются v , C , Q и P . Расчет ведется по всей глубине скважины. Для замыкания системы необходимо задать один из параметров. Задание теплового потока по закону Фурье будет являться краевым условием, связывающим внутреннюю и внешнюю задачи. Для описания внешней задачи вводятся следующие допущения:

- пренебрегается конвективным теплообменом;
- нестационарные эффекты не рассматриваются;
- задача решается в одномерном приближении с радиальной осью координат r .

Решение внешней задачи осуществляется с помощью уравнения теплопроводности:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) = 0, \quad (8)$$

где λ — коэффициент теплопроводности, различный для разных слоев стенки скважины и пористой среды; T — температура в точке с координатой r .

С учетом закона Фурье и уравнения (8) тепловой поток вычисляется по известной формуле:

$$Q = \frac{2\pi h(T_s - T_r)}{\frac{1}{\lambda_{st}} \ln \frac{r_{s1}}{r_w} + \frac{1}{\lambda_{tep}} \ln \frac{r_{tep}}{r_{s1}} + \frac{1}{\lambda_{wat}} \ln \frac{r_{wat}}{r_{tep}} + \frac{1}{\lambda_{st}} \ln \frac{r_{s2}}{r_{wat}} + \frac{1}{\lambda_r} \ln \frac{r_{ef}}{r_{s2}}}, \quad (9)$$

где λ_{st} — коэффициент теплопроводности стали; λ_{tep} — коэффициент теплопроводности теплоизоляции; λ_{wat} — коэффициент теплопроводности воды;

λ_r — коэффициент теплопроводности породы; r_{s1} — внешний радиус насосно-компрессорных труб; r_{tep} — внешний радиус теплоизоляции; r_{wat} — внутренний радиус обсадной колонны; r_{s2} — внешний радиус обсадной колонны; r_{ef} — эффективный радиус, на котором в пласте устанавливается значение невозмущенной температуры T_r (рис. 2).

T_s зависит от глубины по формуле (6), T_r меняется с глубиной по геотермическому градиенту:

$$T_r = \Gamma(z - z^*) + T^*, \quad (10)$$

где Γ — геотермический градиент, равный 0,03 К/м; T^* — значение температуры на опорной глубине z^* .

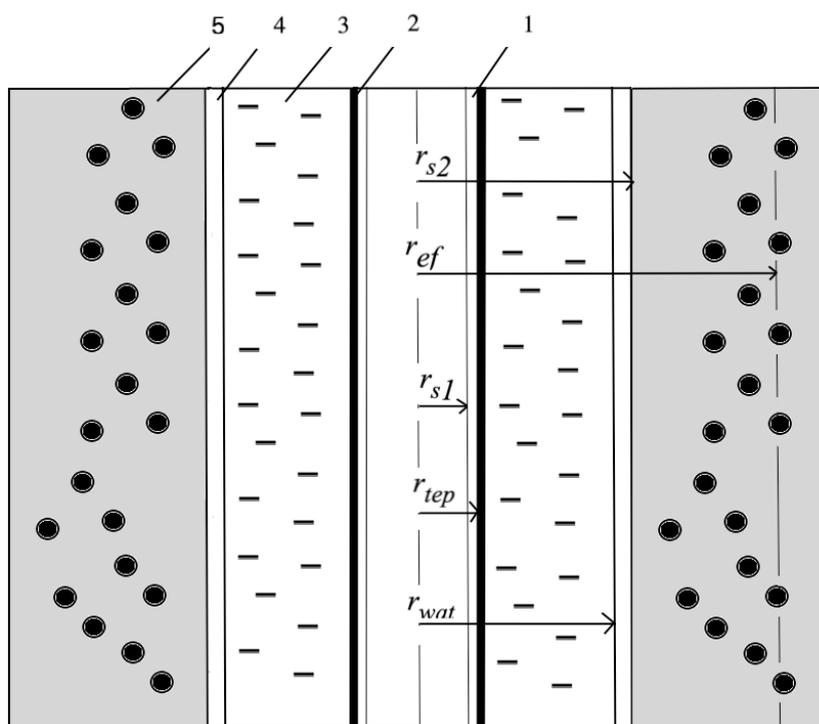


Рис. 2. Схематическая структура конструкции скважины: 1 — труба НКТ; 2 — слой теплоизоляции; 3 — затрубное пространство, заполненное водой; 4 — обсадная колонна; 5 — окружающая порода

Fig. 2. Schematic structure of the well design: 1 — tubing pipe; 2 — thermal insulation layer; 3 — annular space filled with water; 4 — casing string; 5 — surrounding rock

Решение полученной системы уравнений ищется с помощью метода Эйлера с шагом по координате $\Delta z = 0,01$ м. Так, расписав каждое уравнение системы по методу Эйлера, получим следующую систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{j+1} = P_j + \Delta z(\rho_s C_j + (1 - C_j)\rho_w) \left(g - \frac{C_d v_j^2}{2d} \right), \\ (\rho_{s_{j+1}} C_{j+1} + (1 - C_{j+1})\rho_{w_{j+1}}) v_{j+1} = (\rho_{s_j} C_j + (1 - C_j)\rho_{w_j}) v_j, \\ (\rho_{s_{j+1}} C_{j+1} l_{s_{j+1}} + (1 - C_{j+1})\rho_{w_{j+1}} l_{w_{j+1}}) v_{j+1} = \\ = (\rho_{s_j} C_j l_{s_j} + (1 - C_j)\rho_{w_j} l_{w_j}) v_j - \frac{2Q_j \Delta z}{S r_w}, \end{array} \right.$$

где j — индекс узла по вертикальной координате.

Ее решение позволяет определить скорость теплоносителя, паросодержание, давление и расход нагнетаемой пароводяной смеси вдоль всего ствола скважины.

Результаты и обсуждение

Установлено, что при малом расходе теплоносителя режим течения либо пузырьковый, либо снарядный; однако пузырьковый возможен только в условиях высокой скорости жидкости ($v > 2,45$ м/с), при которой расход теплоносителя приравнивается значению $0,012$ м³/с, что недостижимо в существующих устьевых парогенераторах. В связи с этим далее рассматривается постоянно снарядный (пробковый) режим течения. Снарядное течение достигается при высокой концентрации пузырьков, когда происходит их слияние. Диаметр пузырьков приближается к диаметру канала, а сами пузырьки приобретают снарядообразную форму, как показано на рис. 3. Исходные данные для расчетов приведены в таблице 1.



Рис. 3. Снарядный (пробковый) режим течения жидкости

Fig. 3. Slug regime of fluid flow

Таблица 1

Исходные данные для расчетов

Table 1

Initial data for calculations

Параметр	Значение
Внешний радиус насосно-компрессорных труб r_{s1} , м	0,045
Внешний радиус обсадной колонны r_{s2} , м	0,11
Внешний радиус теплоизоляции $r_{тер}$, м	0,085
Внутренний радиус насосно-компрессорных труб r_w , м	0,04
Внутренний радиус обсадной колонны r_{wa} , м	0,1
Вязкость пара μ , мкПа · с	26,6
Геотермический градиент Γ , К/м	0,03
Глубина скважины h , м	1 500
Давление смеси на устье P_0 , МПа	15
Динамическая вязкость жидкости μ_j , Па · с	10^{-3}
Коэффициент i_{s1} в корреляции для удельной энтальпии, Дж/(кг · К)	-513,12
Коэффициент i_{s2} в корреляции для удельной энтальпии, Дж/кг	3 000 000
Коэффициент i_{w1} в корреляции для удельной энтальпии, Дж/(кг · К)	4 987,3
Коэффициент i_{w2} в корреляции для удельной энтальпии, Дж/кг	125 518
Коэффициент ρ_{s0} в корреляции для плотности, кг/(м ³ · Па)	10^{-5}
Коэффициент ρ_{s1} в корреляции для плотности, кг/м ³	57,242
Коэффициент ρ_{s2} в корреляции для плотности, кг/м ³	67,624
Коэффициент ρ_{w1} в корреляции для плотности, кг/(м ³ · Па)	$2 \cdot 10^{-6}$
Коэффициент ρ_{w2} в корреляции для плотности, кг/м ³	575,38
Коэффициент ρ_{w3} в корреляции для плотности, кг/(м ³ · Па)	$3 \cdot 10^{-6}$
Коэффициент ρ_{w4} в корреляции для плотности, кг/м ³	565,58
Коэффициент теплопроводности воды λ_w , Вт/(м · К)	0,683
Коэффициент теплопроводности породы λ_r , Вт/(м · К)	4
Коэффициент теплопроводности стали λ_{st} , Вт/(м · К)	60
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции $\lambda_{тер}$, Вт/(м · К)	0,001
Массовый расход теплоносителя на устье Q_s , т/ч	3,2
Молярная масса воды M , кг/моль	0,018
Опорная глубина z^* , м	0

Окончание таблицы 1

Table 1 (end)

Параметр	Значение
Предельное значение давления P' , Па	$20 \cdot 10^6$
Расстояние от скважины в пласте, где устанавливается невозмущенная температура r_{ef} , м	10
Сухость пара на устье C_0	0,7
Температура породы на поверхности T^* , К	293
Температура теплоносителя на забое T_{s1} , К	621
Температура теплоносителя на устье T_{s0} , К	626
Удельная теплота парообразования воды r , Дж/кг	2 300 000
Универсальная газовая постоянная R , Дж/(моль · К)	8,314
Ускорение свободного падения g , м/с ²	9,81
Число Авогадро N_A , моль ⁻¹	$6 \cdot 10^{23}$
Эквивалентная шероховатость стенки трубы k_s , мм	0,15

Анализ влияния начальных характеристик на параметры теплоносителя на забое скважины

Для анализа влияния величины начальных характеристик на параметры на забое скважины можно использовать диаграмму «торнадо». Этот тип диаграммы позволяет провести анализ чувствительности, т. е. сравнить степень влияния различных параметров. На горизонтальной оси находится базовый параметр, влияние на который оценивается, на вертикальной — влияющие параметры, значение которых изменяется. Синим цветом показано изменение базового параметра (в %) при увеличении влияющего параметра на 20%, а красным — при уменьшении его же на 20%. Начальные значения влияющих параметров соответствуют исходным данным.

Влияние теплоносителя на устье и коэффициента теплопроводности теплоизоляции на массовый расход теплоносителя на забое скважины приведено на рис. 4; влияние начального паросодержания, устьевого давления, расхода теплоносителя на устье и коэффициента теплопроводности теплоизоляции на глубину конденсации пара, на которой сухость пара равна нулю, — на рис. 5.

Как видно из диаграммы (рис. 4), большее влияние на массовый расход на забое оказывают расход пара на устье и начальное давление. Что очевидно, ведь чем больше расход пара на устье, тем больше он и на забое. С уменьшением начального давления на фазовой диаграмме происходит попадание в область пара, за счет чего увеличивается расход теплоносителя на забое скважины. С ростом сухости пара количество пара тоже увеличивается, соответственно,

пар легче закачивается и его расход на забое увеличивается. Коэффициент теплопроводности теплоизоляции в малой степени влияет на расход теплоносителя на забое, однако с ростом коэффициента теплопроводности возрастают тепловые потери, больше пара конденсируется, что снижает общий расход смеси.

Чем выше начальная сухость пара, тем дольше пар будет конденсироваться, а значит, глубина его проникновения z_c увеличится (рис. 5). С ростом устьевого давления глубина конденсации увеличивается, поскольку пар в этом случае движется быстрее. Зависимости глубины конденсации пара от коэффициента теплопроводности и расхода теплоносителя на устье представлены на рис. 6 и 7, на которых показано распределение сухости пара по глубине скважины при различных коэффициентах теплопроводности и расходах теплоносителя на устье скважины.

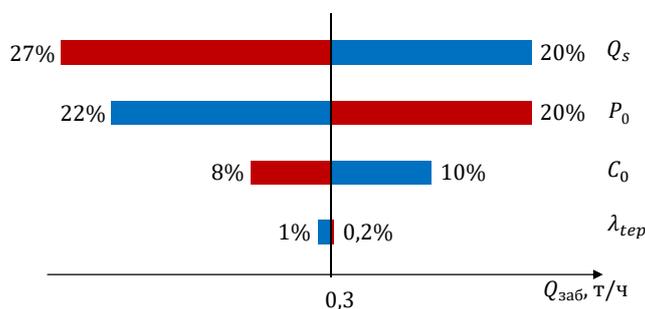


Рис. 4. Диаграмма влияния начального паросодержания, устьевого давления, расхода теплоносителя на устье и коэффициента теплопроводности теплоизоляции на массовый расход теплоносителя на забое скважины

Fig. 4. Diagram of the influence of the initial steam quality, wellhead pressure, heat carrier flow rate at the wellhead and thermal insulation coefficient of thermal insulation on the heat carrier mass flow rate at the bottomhole of the well

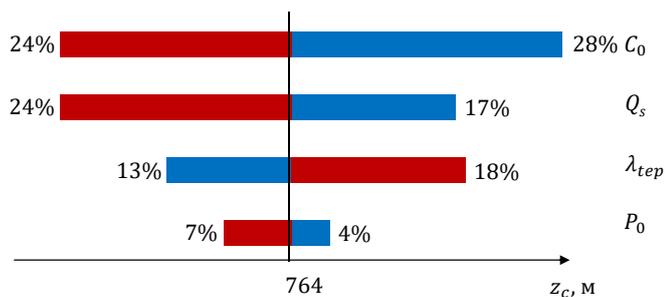


Рис. 5. Диаграмма влияния начального паросодержания, устьевого давления, расхода теплоносителя на устье и коэффициента теплопроводности теплоизоляции на глубину конденсации пара

Fig. 5. Diagram of the effect of the initial steam quality, wellhead pressure, heat carrier flow rate at the wellhead and thermal conductivity coefficient of thermal insulation on the depth of steam condensation

Анализ влияния характеристик теплоизоляции и расхода теплоносителя на распределение сухости пара

Расчет распределения сухости пара по глубине скважины показывает (рис. 6, 7), что с увеличением вертикальной координаты (ось z направлена вниз) из-за тепловых потерь пар постепенно конденсируется, его сухость снижается и на глубине z_c (глубине конденсации) становится равной нулю.

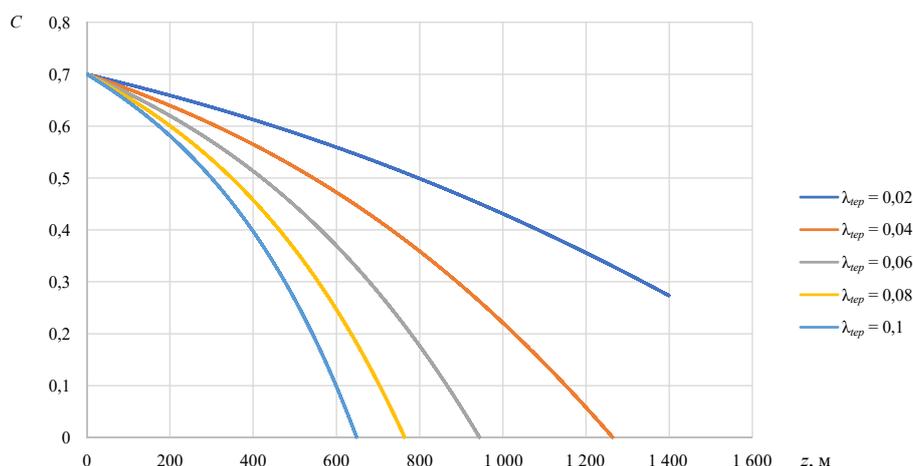


Рис. 6. Влияние коэффициента теплопроводности теплоизоляции (Вт/(м · К)) на распределение сухости пара по глубине скважины

Fig. 6. Influence of thermal conductivity coefficient of thermal insulation (W/(m · K)) on steam quality distribution along the well depth

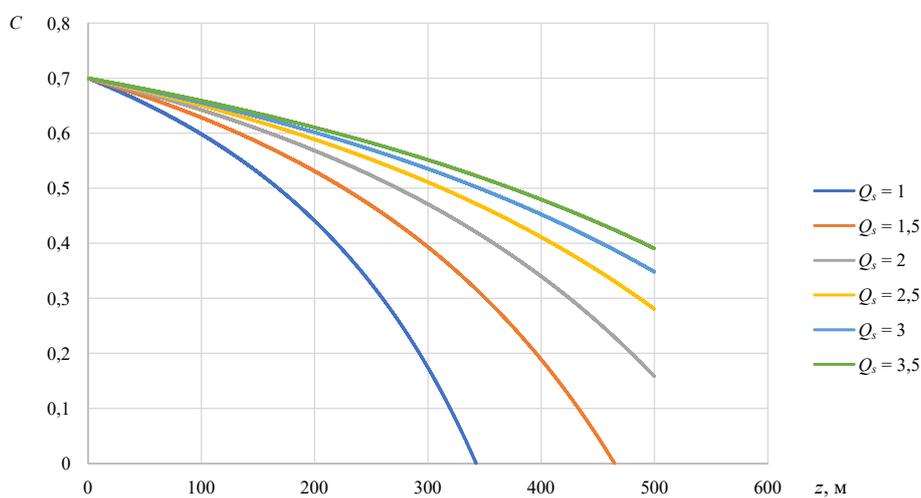


Рис. 7. Влияние расхода пароводяной смеси (т/ч) на распределение сухости пара по глубине скважины

Fig. 7. Influence of steam-water mixture flow rate (ton/hr) on steam quality distribution along the well depth

Установлено, что с увеличением коэффициента теплопроводности теплоизоляции сухость пара в стволе скважины снижается быстрее (рис. 6). Это связано с тем, что с увеличением коэффициента теплопроводности теплоизоляции увеличиваются и тепловые потери, а значит, пар остывает быстрее, и глубина его конденсации уменьшается.

Как видно из графика (рис. 7), с увеличением расхода нагнетаемой пароводяной смеси на устье сухость пара снижается медленнее. Чем больше количество нагнетаемого пара, тем дольше пар будет конденсироваться, что и подтверждает проведенный выше анализ чувствительности (рис. 5).

Заключение

Решена задача о распространении теплоносителя (пар — вода) в стволе скважины с учетом потерь тепла через стенки скважины и режимов течения жидкости.

Произведен расчет паросодержания и расхода теплоносителя вдоль всего ствола скважины. Проанализировано влияние начального паросодержания, устьевого давления и расхода теплоносителя на параметры теплоносителя на забое скважины, а именно на сухость пара, расход нагнетаемой пароводяной смеси и глубину проникновения пара.

Установлено, что наибольшее влияние на глубину конденсации пара оказывают начальная сухость пара, коэффициент теплопроводности теплоизоляции и расход теплоносителя на устье. Расход пара на забое зависит от начального расхода и давления на устье.

Выявлено, что, независимо от изменения начальных параметров, режим течения жидкости всегда снарядный (пробковый).

Показано, что с ростом коэффициента теплопроводности теплоизоляции пар конденсируется выше по стволу скважины, свидетельствуя о менее высоком качестве теплоизоляции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альтшуль А. Д. Гидравлические сопротивления / А. Д. Альтшуль. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1982. 224 с.
2. Кострыкин С. В. Режимы стационарных течений в задаче об интенсивной ветровой циркуляции в тонком слое вязкой вращающейся жидкости / С. В. Кострыкин // Журнал экспериментальной и теоретической физики. 2018. Том 154. № 1 (7). С. 193-205. DOI: 10.1134/S0044451018070167
3. Лапин Ю. В. Полуэмпирические модели турбулентности для пристенных течений. Установившееся течение в круглой трубе с гладкими стенками / Ю. В. Лапин, О. А. Нехамкина, М. Х. Стрелец // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 1990. № 2. С. 31-36.
4. Лурье М. В. Механика пробкового течения газа и жидкости в горизонтальном трубопроводе / М. В. Лурье // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7-8. С. 106-111.

5. Савчик М. Б. Повышение эффективности пароциклических обработок скважин верхнепермской залежи Усинского месторождения на основе гидродинамической модели / М. Б. Савчик, Д. В. Ганеева, А. В. Распопов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Том 20. № 2. С. 137-149. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.4
6. Скуратов А. С. Ламинарно-турбулентный переход пограничного слоя за неровностью на линии растекания скользящего цилиндра в сверхзвуковом потоке / А. С. Скуратов, А. В. Фёдоров // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 1991. № 6. С. 28-35.
7. Хисамов Р. С. Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / Р. С. Хисамов, Е. Ф. Захарова, Д. М. Гумерова, В. А. Саяхов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 10. С. 68-71. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-10-68-71
8. Ховалыг Д. Методы расчета градиента давления двухфазного потока при течении в малых каналах / Д. Ховалыг, А. В. Бараненко // Вестник Международной академии холода. 2012. № 1. С. 3-10.
9. Чефранов С. Г. Энергетически оптимальные нестационарные режимы течения вязкой несжимаемой жидкости / С. Г. Чефранов // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2017. № 2. С. 36-49. DOI: 10.7868/S0568528117020074
10. Al Yousef Z. An overview of steam injection projects in fractured carbonate reservoirs in the Middle East / Z. Al Yousef, H. AlDaif, M. Al Otaibi // Journal of Petroleum Science Research. 2014. Vol. 3. No. 3. Pp. 101-152. DOI: 10.14355/jpsr.2014.0303.01
11. Basta G. Semi-analytical model to predict the performance of cyclic steam stimulation oil wells / G. Basta, M. A. El Ela, A. El-Banbi, S. El-Tayeb, S. E.-D. M. Desouky, M. H. Sayyoub // Journal of Petroleum Exploration and Production. 2021. No. 11. Pp. 1993-2007. DOI: 10.1007/s13202-021-01111-7
12. Chen N. H. An explicit equation for friction factor in pipe / N. H. Chen // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1979. Vol. 18. Pp. 296-297. DOI: 10.1021/i160071a019
13. Moradi B. Calculation of temperature profile in injection wells / B. Moradi, M. Ayoub, M. Bataee, E. Mohammadian // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. Pp. 687-697. DOI: 10.1007/s13202-019-00763-w
14. Pang Z. Experiments and analysis on development methods for horizontal well cyclic steam stimulation in heavy oil reservoir with edge water / Z. Pang, Y. Jiang, B. Wang, G. Cheng, X. Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 188. Art. 106948. Pp. 1-13. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.106948
15. Sun F. Numerical simulation of superheated steam flow in dual-tubing wells / F. Sun, Y. Yao, X. Li // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. Vol. 8. Pp. 925-937. DOI: 10.1007/s13202-017-0390-7
16. Sun F. The heat and mass transfer characteristics of superheated steam in horizontal wells with toe-point injection technique / F. Sun, Y. Yao, X. Li // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. Vol. 8. Pp. 1295-1302. DOI: 10.1007/s13202-017-0407-2

17. Swadesi B. Optimizing the development strategy of combined steam flooding & cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling / B. Swadesi, S. A. Muraji, A. Kurniawan, I. Widiyaningsih, R. Widiyaningsih, A. Budiarto, B. M. Aslam // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. Vol. 11. Pp. 4415-4427.
DOI: 10.1007/s13202-021-01301-3
18. Xiao D. Research on wellbore temperature control and heat extraction methods while drilling in high-temperature wells / D. Xiao, Y. Hu, Y. Meng, G. Li, T. Wang, W. Chen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 209. Art. 109814. Pp. 1-17. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109814

Alexander Ya. GILMANOV¹
Alexander P. SHEVELEV²
Anna V. RODIONOVA²

UDC 532.5.013.3

**CALCULATION OF THE FLOW CHARACTERISTICS
OF THE HEAT CARRIER IN THE WELL
CONSIDERING THE FLOW MODES**

- ¹ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Lecturer,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
a.y.gilmanov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-7115-1629
- ² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
a.p.shevelev@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-0017-4871
- ³ Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
stud0000230197@study.utmn.ru

Abstract

Currently, the problem of depletion of easily recoverable oil reserves is urgent. Such a problem can be solved by involving in the development of fields with hard-to-recover reserves, which include high-viscosity oils. For the development of such deposits, thermal enhanced oil recovery methods are used to reduce the viscosity of oil, increase the inflow into producers. Among such methods, the cyclic steam stimulation is fully used the injected heat into the reservoir. One of the main problems of this method is the need to supply steam

Citation: Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P., Rodionova A. V. 2022. "Calculation of the flow characteristics of the heat carrier in the well considering the flow modes". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 21-39. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-21-39

to the bottom of the well. This problem is relevant, since production with high water cut is formed in a number of fields as a result of cyclic steam stimulation, which indicates steam condensation even in the borehole. The article describes the construction of a physical and mathematical model of the injection of a heat carrier (steam — water) into the reservoir, considering the movement of it along the wellbore, heat loss through the walls of the well and flow modes for the first time. The aim of the work is to determine the influence of technological parameters on the characteristics of the heat carrier in the well, considering the flow modes. The mathematical model developed in the article is based on the laws of conservation of mass, momentum and energy, the friction pressure losses are calculated using empirical formulas for various flow regimes. The distribution of steam quality over the depth of the well, the influence of technological parameters on the wellhead (steam quality, pressure, heat carrier flow rate at the wellhead and thermal conductivity of thermal insulation) on the parameters of the coolant at the bottom of the well (steam condensation depth and heat carrier flow rate at the bottom) are obtained and analyzed. It is shown that with an increase in the thermal conductivity coefficient of thermal insulation, steam condenses higher along the borehole. It is determined that the higher the flow rate of the heat coolant at the wellhead, the deeper the steam penetrates through the well.

Keywords

Enhanced oil recovery, thermal methods, cycling steam stimulation, high-viscosity oils, flow modes, heat carrier velocity, steam quality, steam-water mixture flow rate.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-21-39

REFERENCES

1. Altshul A. D. 1982. Hydraulic resistances. 2nd ed., revised. Moscow: Nedra. 224 p. [In Russian]
2. Kostykin S. 2018. “Steady flow regimes in the problem of intense wind-driven circulation in a thin layer of viscous rotating fluid”. *Journal of Experimental and Theoretical Physics*, vol. 127, no. 1, pp. 167-177. DOI: 10.1134/S1063776118070087
3. Lapin Yu. V., Nekharakina O. A., Strelets M. Kh. 1990. “Semiempirical models of turbulent boundary flow. Steady-state flow in a smooth-walled circular tube”. *Fluid Dynamics*, no. 25, pp. 189-194. DOI: 10.1007/BF01058966
4. Lurie M. V. 2017. “Mechanics of horizontal two-phase slug flow in pipeline”. *Oil and Gas Territory*, no. 7-8, pp. 106-111. [In Russian]
5. Savchik M. B., Ganeeva D. V., Raspopov A. V. 2020. “Improvement of the efficiency of cyclic steam stimulation of wells in the Upper Permian deposit of the Usinskoye field based on the hydrodynamic model”. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, vol. 20, no. 2, pp. 137-149. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.4 [In Russian]
6. Skuratov A. S., Fedorov A. V. 1991. “Supersonic boundary layer transition induced by roughness on the attachment line of a yawed cylinder”. *Fluid Dynamics*, no. 26, pp. 816-822. DOI: 10.1007/BF01056780

7. Khisamov R. S., Zakharova E. F., Gumerova D. M., Sayakhov V. A. 2018. "An integrated approach to the research of the composition and properties of bituminous oil at the Ashalchinskoye field". *Neftyanoe hozyajstvo*, no. 10, pp. 68-71. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-10-68-71 [In Russian]
8. Khovalyg D. M., Baranenko A. V. 2012. "Methods for calculating the pressure gradient of a two-phase flow through small-diameter conduits". *Journal International Academy of Refrigeration*, no. 1, pp. 3-10. [In Russian]
9. Chefranov S. G. 2017. "Energy-optimal time-dependent regimes of viscous incompressible fluid flow". *Fluid Dynamics*, no. 2, pp. 36-49. DOI: 10.7868/S0568528117020074 [In Russian]
10. Al Yousef Z., AlDaif H., Al Otaibi M. 2014. "An overview of steam injection projects in fractured carbonate reservoirs in the Middle East". *Journal of Petroleum Science Research*, vol. 3, no. 3, pp. 101-152. DOI: 10.14355/jpsr.2014.0303.01
11. Basta G, El Ela M. A., El-Banbi A., El-Tayeb S., Desouky S. E. D. M., Sayyoub M. H. 2021. "Semi-analytical model to predict the performance of cyclic steam stimulation oil wells". *Journal of Petroleum Exploration and Production*, no. 11, pp. 1993-2007. DOI: 10.1007/s13202-021-01111-7
12. Chen N. H. 1979. "An explicit equation for friction factor in pipe". *Industrial and Engineering Chemistry Fundamental*, vol. 18, pp. 296-297. DOI: 10.1021/i160071a019
13. Moradi B., Ayoub M., Bataee M., Mohammadian E. 2020. "Calculation of temperature profile in injection wells". *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 10, pp. 687-697. DOI: 10.1007/s13202-019-00763-w
14. Pang Z., Jiang Y., Wang B., Cheng G., Yu X. 2020. "Experiments and analysis on development methods for horizontal well cyclic steam stimulation in heavy oil reservoir with edge water". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 188, art. 106948, pp. 1-13. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.106948
15. Sun F., Yao Y., Li X. 2018. "Numerical simulation of superheated steam flow in dual-tubing wells". *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 8, pp. 925-937. DOI: 10.1007/s13202-017-0390-7
16. Sun F., Yao Y., Li X. 2018. "The heat and mass transfer characteristics of superheated steam in horizontal wells with toe-point injection technique". *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 8, pp. 1295-1302. DOI: 10.1007/s13202-017-0407-2
17. Swadesi B., Muraji S. A., Kurniawan A., Widiyaningsih I., Widiyaningsih R., Budiarto A., Aslam B. M. 2021. "Optimizing the development strategy of combined steam flooding and cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling". *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 11, pp. 4415-4427. DOI: 10.1007/s13202-021-01301-3
18. Xiao D., Hu Y., Meng Y., Li G., Wang T., Chen W. 2022. "Research on wellbore temperature control and heat extraction methods while drilling in high-temperature wells". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 209, art. 109814, pp. 1-17. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109814

Александр Борисович ШАБАРОВ¹
Дмитрий Евгеньевич ИГОШИН²
Полина Михайловна РОСТЕНКО³
Анастасия Петровна САДЫКОВА⁴

УДК 532.546.3

МАССОПЕРЕНОС ФАЗ ПРИ ТЕЧЕНИИ НЕФТЕВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В МАСШТАБЕ КЕРНА

¹ доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
a.b.shabarov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

² кандидат физико-математических наук, профессор
кафедры фундаментальной математики и механики,
Институт математики и компьютерных наук,
Тюменский государственный университет
d.e.igoshin@utmn.ru; ORCID: 0000-0001-5432-296X

³ аспирант кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
stud003991636@study.utmn.ru; ORCID: 0000-0001-8030-4634

⁴ аспирант, ассистент кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
a.p.sadykova@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-1679-7793

Аннотация

Исследование трехфазной фильтрации флюидов в поровом пространстве является одной из актуальных задач в разработке нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. При исследовании трехфазных течений на практике используются полуэмпирические методы расчета относительных фазовых проницаемостей, которые не учитывают структуры порового пространства и фундаментальных уравнений гидродинамики.

Цитирование: Шабаров А. Б. Массоперенос фаз при течении нефтеводогазовой смеси в масштабе керна / А. Б. Шабаров, Д. Е. Игошин, П. М. Ростенко, А. П. Садыкова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 40-65.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

В работе предложена и обоснована физико-математическая модель массопереноса при фильтрационном течении нефтегазовой смеси в пористой среде. Модель структуры порового пространства основана на распределении пор по диаметрам, полученном из кривых капиллярного давления. В керне выделены кластеры, состоящие из большого канала, по которому в четочном режиме движутся нефть, вода и газ, а также из средних по диаметру каналов, заполненных водой и газом, и каналов малого радиуса, в которых движется газ. Приведена и решена система уравнений, определяющая распределение по каналам и фазам движущихся объемов и объемных расходов. При определении потерь давления в системе поровых каналов учтены потери на трение, местные потери и потери на межфазное взаимодействие. Впервые на основе гидродинамической модели получены аналитические выражения для определения относительных фазовых проницаемостей для нефти, воды и газа. Расчетно-экспериментальный метод опирается на три модельных эксперимента, по результатам которых определяются свойства каналов кластера по отношению отдельно фильтрующихся фаз. Показано, что разработанная теория и методика расчета, в частности для нефтеводяной смеси, совпадают с представленной ранее теорией двухфазной фильтрации в масштабе керна.

Ключевые слова

Трехфазная фильтрация, нефтегазовая смесь, гидродинамическая цифровая модель керна, пространственная кластерная модель порового пространства, приближенные аналитические зависимости ОФП.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

Введение

Определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) является важным и необходимым этапом в разработке цифровой гидродинамической модели (ГДМ). На достоверность ГДМ в большинстве случаев оказывает влияние адекватность используемых в модели функций ОФП.

Целью работы является создание гидродинамической модели, метода расчета массопереноса при течении нефтегазовой смеси в образце керна, а также получение аналитических выражений ОФП. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств пород, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле над разработкой залежей [15]. Характер движения флюидов в пористой среде также оказывает преобладающее воздействие на фазовую проницаемость.

Методы определения фазовых проницаемостей

В 1950 г. авторами работы [33] при помощи выражений, связанных с коэффициентами извилистости поровых каналов, были выведены формулы для расчета абсолютной и фазовой проницаемости. На основе этого исследования А. Т. Кори (А. Т. Corey)

в 1954 г. [34] была найдена линейная зависимость, выражающая связь между капиллярным давлением и водонасыщенностью, благодаря чему он смог усовершенствовать представленные в [33] уравнения. Используя их, в 1964 г. Р. Х. Брукс (R. H. Brooks) и А. Т. Кори [32] получили величину эффективной насыщенности.

Первые попытки анализа, описания и моделирования явлений, определяющих двухфазный поток в поровом масштабе, восходят к 1980-м гг. В 1990-е гг. были разработаны симуляторы, охватывающие сотни и тысячи пор (сетевой масштаб). Подробному изучению истории развития теории стационарного параллельного двухфазного течения в пористой среде DeProF (Decomposition in Prototype Flows) уделил в своих публикациях М. С. Валаванидес (M. S. Valavanides) [45, 46]. Он не только рассмотрел теоретическую сторону вопроса, но также описал текущее состояние исследований в данной области и указал на необходимость решения оставшихся задач.

Теория DeProF позволила выявить три элементарных потока. Модель DeProF для стационарного течения в макроскопических однородных средах является экспериментальной и может быть использована для исследования кривых ОФП.

Кривые ОФП, как правило, замеряют в лабораторных условиях и адаптируют по истории разработки нефтяных залежей: ведется наблюдение статистики предшествующих показателей результатов расчетов с фактическими данными по добыче нефти, закачки жидкости и других показателей. При многофазной фильтрации на характеристики породы-коллектора существенно влияют строение порового пространства, смачиваемость поверхности каналов фильтрации, химический состав и свойства жидкости на границах раздела фаз [20].

Экспериментальное получение трехфазных диаграмм является намного более сложным и длительным процессом, чем измерение двухфазных относительных проницаемостей, и в связи с этим авторы работы [10] модернизировали программно-измерительный комплекс ПИК-ОФП/ЭП-3 [9] для нахождения функций ОФП при фильтрации газожидкостной смеси.

Оценка влияния скорости фильтрации на поведение кривых ОФП была исследована в работе [17] на установке для многофазной фильтрации AutoFlood AFS-300. Авторы подробно описывают применение установки для физического моделирования процессов двухфазной фильтрации и вычисления показателей вытеснения и проницаемости при ограничивающем давлении и температуре.

К аналитическим методам определения ОФП можно отнести расчеты, при которых кривые ОФП получены с использованием промысловых входных данных или данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Например, работа С. В. Степанова [21] посвящена определению ОФП с использованием данных месторождения.

Кроме аналитических методов расчета кривых ОФП существуют еще сеточные (численные) модели. При таком подходе ОФП тесно связаны со структурой пористой среды [27], потому что от нее зависят характеристики течения. Так, И. Фэтт (I. Fatt) [37] показал тождественность модели по сходству расчетных и экспериментальных кривых ОФП и относительного удельного сопротивления.

Д. Е. Игошин, А. С. Губкин, А. А. Губайдуллин в работе [8] рассмотрели двухфазное течение в пористой среде, представив структуру среды ромбоэдрической системой решетки. Далее с использованием подхода осреднения по времени объемных расходов фаз, осуществленного в [38] с учетом сжимаемости газовой фазы, определены кривые ОФП. В отмеченной работе и в публикациях [7, 8] моделирование реализовано в программе OpenFOAM. В [3] Р. Т. Ахметовым, В. В. Мухаметшиным, Л. С. Кулешовой создана гантельная модель пустотного пространства, в которой каждый поровый канал представлен чередованием пор и межпоровых сужений. По результатам исследования авторами показано, что при использовании гантельной модели вместо простой капиллярной точность прогноза абсолютной проницаемости увеличивается.

В работе [28] показана цифровая кластерная модель порового пространства в масштабе зерна, ставшая основой для рассматриваемого метода расчета массопереноса фаз при течении нефтегазовой смеси. Аналогичная геометрическая модель пористой среды при двухфазной фильтрации и методика определения кривых ОФП использовалась в публикациях [16, 22, 25, 27], в которых расчеты потерь трения и местных сопротивлений выполнены по уравнениям гидродинамики, данным в работе [24].

А. Б. Шабаров с соавторами в статье [26] провели аналитический обзор литературы по существующим методикам определения функций ОФП и составили схему их классификации. Согласно предложенной авторами схеме, к расчетно-экспериментальным методикам относятся вычисление тех кривых ОФП, что определены по моделям порового пространства. Например, квазиодномерная модель порового пространства основана на распределении пор по диаметрам, вычисляемом из кривых капиллярных давлений (ККД) [1, 11, 22, 27, 28]. А. Е. Алтуниным и его коллегами [1] реализован расчетный метод получения ОФП, который можно считать золотой серединой между аналитическими методами расчета ОФП и прямым гидродинамическим расчетом.

Статьи [10, 20, 27] посвящены разработке расчетно-экспериментальной методики интегрального учета потерь, возникающих при совместной фильтрации нефти и воды через поровые каналы, отличающейся низкой вычислительной сложностью и использующей в качестве входных данных результаты мало-затратных по времени и широко применяемых в России экспериментов. Кроме того, расчетный метод определения функции межфазного взаимодействия (ФМВ) для четочного (капельного) течения описан в [20]. Суть ФМВ состоит в том, что она описывает только те потери давления при течении многофазной жидкости в пористой среде, что обусловлены межфазным взаимодействием, т. е. за исключением вызванных вязким трением и местными сопротивлениями [22].

Выше рассмотрены расчетно-экспериментальные методы определения ОФП при двухфазной фильтрации. Поскольку двухфазное течение является частным случаем многофазной фильтрации, то исследование массопереноса фаз при течении нефтегазовой смеси является более сложным и трудоемким процессом определения ОФП.

Изучение трехфазной фильтрации, в случае совместной фильтрации нефти, воды и газа в нефтегазоносных пластах при снижении давления, имеет большое практическое применение. Следовательно, исследование и построение кривых ОФП является актуальной задачей, т. к. использование экспериментального исследования ОФП по нефти, воде и газу требует специальных дорогостоящих установок и существенных временных затрат, при этом также отсутствуют достаточно точные методы расчета массопереноса фаз при течении нефтегазовогазовой смеси в масштабе керна.

Из опубликованных работ, посвященных экспериментальному изучению трехфазной фильтрации, наиболее значительной является [41]. Авторы представили результаты исследования в виде тернарных диаграмм, которые используются и в настоящее время.

Известно несколько моделей трехфазной фильтрации. Так, в [4] рассматривается история развития моделей Стоуна и Бейкера для трехфазной фильтрации. К примеру, модель Стоун-I [44] была основана на среднем геометрическом двухфазной относительной проницаемости в следующей форме для расчета трехфазной:

$$k_{row} = \frac{S_o^*}{(1 - S_g^*)(1 - S_w^*)} k_{rog} k_{rw},$$

где S_o^* , S_w^* , S_g^* — нормированные нефте-, водо- и газонасыщенности; k_{row} — двухфазная относительная проницаемость нефти в системе «нефть — вода»; k_{rog} — двухфазная относительная проницаемость нефти в системе «нефть — газ».

Данная модель была создана только для прогнозирования трехфазной относительной проницаемости нефти, поэтому она часто дополнялась новыми параметрами как самим Стоуном, так и другими исследователями (Х. Азиз, Э. Сеттари [30]). Применяв теорию вероятности, Стоун преобразовал вид полученной ранее формулы в [43]: $k_{ro} = [(k_{rog} + k_{rg})(k_{row} + k_{rw}) - k_{rw} - k_{rg}]$. В зарубежной литературе представлены и другие модели расчета ОФП при трехфазном течении флюида [31, 35, 40].

Изучением трехфазной фильтрации также занимались И. В. Афанаскин, Л. А.-Л. Бенсон, Ш. А. Гафаров, М. Г. Ложкин, С. Г. Рассохин и др. [2, 4, 5, 12, 19]. Однако результаты расчетов, выполненных на предложенных моделях, для большого ряда пород и флюидов, в сравнении с данными лабораторных исследований, приводят к ошибочным прогнозам ОФП, что указывает на узкую область их применения [35, 36, 42].

Таким образом, особенности трехфазного течения следует изучать на основе уравнений гидрогазодинамики, включая уравнения баланса расхода фаз и уравнений движения фаз в форме обобщенных уравнений Бернулли, как это было предложено в работах [11, 26, 27], но уже только для трехфазной фильтрации.

Предложенный в данной работе метод определения ОФП по нефти, газу и воде относится к расчетно-экспериментальным. Определение ККД, пористости, теплофизических свойств, вязкости, поверхностного натяжения компонентов, а также

предельной проницаемости насыщенного флюидами керна при поочередной подаче воды, нефти и газа проводятся экспериментально стандартными методами [1].

Расчет движущихся объемов флюидов в кластере

При расчете ОФП в качестве начальных данных используются диаметры поровых каналов кластера, м: d_B — диаметр больших (B — big) каналов, d_A — диаметр средних (A — average), d_S — диаметр маленьких (S — small) каналов. Эти параметры каналов вычислены из кривых капиллярного давления: $V_{\text{ккд}} = (V_B + \beta V_A + \beta\beta_1 V_S)N_C$, где N_C — количество кластеров в керна, β и β_1 — координационные числа [27, 28], безразмерные величины (б/б). С использованием уравнения Лапласа найдены среднеплощадные диаметры d_{middle} [28] (по аналогии с двухфазным течением [11, 27]). Далее вычислены объемы «чистых» каналов в кластере V_B, V_A, V_S (м³).

Объем пор, по которому движутся флюиды вдоль оси кластера: $\tilde{V} = V_{\text{ккд}}(1 - S_r)$, где $S_r = S_{Or} + S_{Wr} + S_{Gr}$ — доля объема пор, занятых остаточными флюидами и застрявшими (сносящимися потоком) каплями, с пленками нефти и воды (д. ед.). Полагаем, что остаточные вода и газ распределяются в порах пропорционально занимаемым ими объемам.

Следовательно, объемы движущихся флюидов в B -, A - и S -каналах кластера определяются как разность геометрического объема соответствующего канала и объема остаточного флюида в нем:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_B &= V_B - V_{POR} \left(S_{Or} + S_{Wr} \frac{V_B}{V_{POR} - 2\beta\beta_1 V_S} + S_{Gr} \frac{V_B}{V_{POR}} \right), \\ \tilde{V}_A &= V_A - V_{POR} \left(S_{Wr} \frac{V_A}{V_{POR} - 2\beta\beta_1 V_S} + S_{Gr} \frac{V_A}{V_{POR}} \right), \\ \tilde{V}_S &= V_S(1 - S_{Gr}). \end{aligned} \quad (1)$$

По B -каналу с диаметром в «чистом» виде d_B движутся нефть, вода и газ с объемными расходами Q_{BO}, Q_{BW}, Q_{BG} (м³/сут) (рис. 1). По A -каналу с диаметром d_A текут вода и газ с расходами Q_{SW}, Q_{SG} , а по S -каналу с диаметром d_S движется газ с расходом Q_{MG} . Движущиеся фазы занимают в кластере объемы $\tilde{V}_{BO}, \tilde{V}_{BW}, \tilde{V}_{BG}, \tilde{V}_{AW}, \tilde{V}_{AG}, \tilde{V}_{SG}$ соответственно. Суммарный расход флюидов в большом канале находится по формуле $Q_B = Q_{BO} + Q_{BW} + Q_{BG}$; расход движущихся флюидов в среднем канале кластера состоит из расхода воды и газа $Q_A = Q_{AW} + Q_{AG}$; в малом канале движется только газ, поэтому расход газа в нем $Q_S = Q_{SG}$. Для расчета объемов движущихся фаз в большом, среднем и малом канале выражения выглядят следующим образом: $\tilde{V}_B = \tilde{V}_{BO} + \tilde{V}_{BW} + \tilde{V}_{BG}$, $\tilde{V}_A = \tilde{V}_{AW} + \tilde{V}_{AG}$, $\tilde{V}_S = \tilde{V}_{SG}$; объемы движущихся флюидов в перемычках между большим и средним каналами определены как $V_{PERA} \cong V_A$, а между средним и малым каналами — $V_{PERS} \cong V_S$ [28].

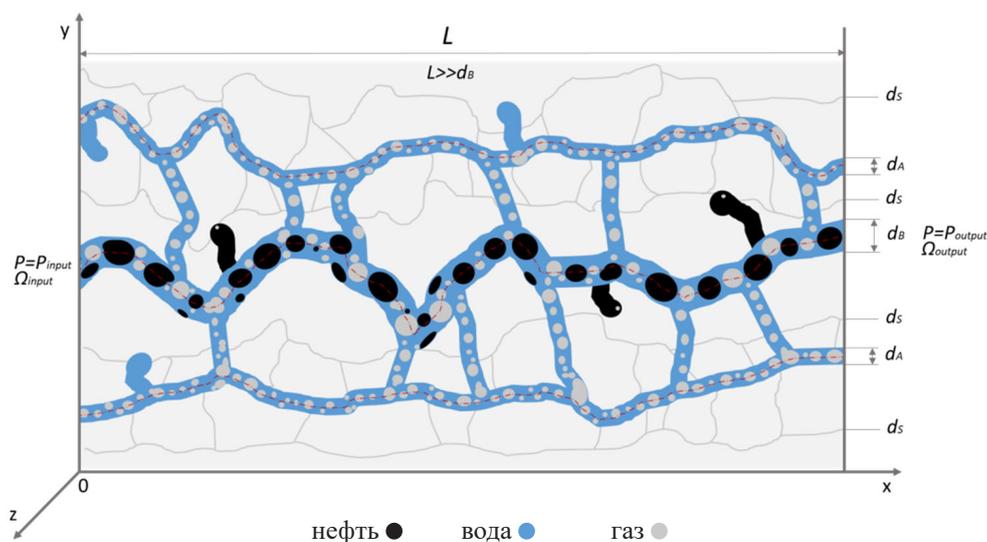


Рис. 1. Схема движения нефти, воды и газа по капиллярным каналам кластера

Fig. 1. Scheme of the movement of oil, water and gas through the capillary channels of the cluster

Из определения насыщенности фазами следует, что:

— нефтенасыщенность (доля порового объема, занятого нефтью):

$$S_O \equiv \frac{V_O}{V_{POR}} = \frac{\tilde{V}_O + V_{POR}S_{Or}}{V_{POR}};$$

— водонасыщенность (доля воды в объеме пор):

$$S_W \equiv \frac{V_W}{V_{POR}} = \frac{\tilde{V}_{BW} + \tilde{V}_{AW} + V_{PERAW} + V_{POR}S_{Wr}}{V_{POR}};$$

— газонасыщенность (доля газа в объеме пор):

$$S_G = 1 - S_O - S_W.$$

Для определения баланса объемов фаз в каналах кластера в первом приближении примем, что скорость движения воды и газа в поперечных перемычках гораздо меньше, чем скорость в каналах. Эти перетоки учитываются далее во втором приближении.

Объем движущейся нефти в B-каналах вычислен из первого уравнения (1):

$$\tilde{V}_O = V_{POR}(S_O - S_{Or}). \quad (2)$$

Объем всей движущейся воды рассчитан как сумма объемов движущейся воды в большом и среднем каналах кластера:

$$\tilde{V}_W = \tilde{V}_{BW} + \tilde{V}_{AW} = V_{POR}(S_W - S_{Wr}) - V_{PERAW}. \quad (3)$$

Объем движущегося газа в B -, A - и S -каналах:

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_{BG} + \tilde{V}_{AG} + \tilde{V}_{SG} = V_{POR}(S_G - S_{Gr}) - V_{PERAG} - V_{PERSG}. \quad (4)$$

Баланс объемов фаз в B -канале рассчитан в виде:

$$V_B = \tilde{V}_O + V_{POR}S_{Or} + \tilde{V}_{BW} + V_B S_{Wr} + \tilde{V}_{BG} + V_B S_{Gr}. \quad (5)$$

Баланс объемов фаз в A -канале вычислен по формуле:

$$V_A = \tilde{V}_{AW} + V_A S_{Wr} + \tilde{V}_{AG} + V_A S_{Gr}. \quad (6)$$

Система уравнений (2)-(6) содержит неизвестные \tilde{V}_{BW} , \tilde{V}_{AW} , \tilde{V}_{BG} , \tilde{V}_{SG} . Уравнения линейно зависимы, т. к. основной определитель этой системы равен нулю. Поэтому уравнение (6) заменяется соотношением для объемных концентраций газа в B - и A -каналах:

$$\frac{\tilde{V}_{AG}}{V_A} = k_G \frac{\tilde{V}_{BG}}{V_B}. \quad (7)$$

Решением данной системы являются следующие выражения:

$$\tilde{V}_{BG} = \frac{V_A(1 - S_{Wr} - S_{Gr})}{1 + 2 \frac{V_A}{V_B}}, \quad \tilde{V}_{AG} = \tilde{V}_{BG} \frac{V_A}{V_B}, \quad (8)$$

$$\tilde{V}_{AW} = V_A(1 - S_{Wr} - S_{Gr}) - \tilde{V}_{AG},$$

$$\tilde{V}_{BW} = V_{POR}(S_G - S_{Gr}) - \tilde{V}_{SG} - 2\tilde{V}_{AG}.$$

Лемма

При установившемся движении N жидкостей (фаз) с одинаковыми скоростями отношение объемных расходов каждой фазы к суммарному расходу равно отношению объемов, занимаемых этими фазами, к объему канала.

Доказательство. Схема движения двух жидкостей показана на рис. 2. Пусть длина канала L (м), площадь сечения F (м²), объем $V = L \cdot F$ (м³). Время движения в канале $\tau = L/V$, где $V = Q/F$, Q — объемный расход смеси.

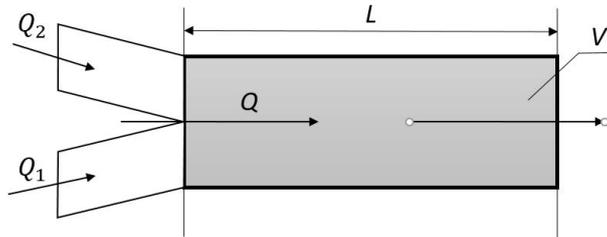


Рис. 2. Схема движения двух жидкостей

Fig. 2. Scheme of the movement of two fluids

Расход смеси в канале равен сумме расходов фаз: $Q = \sum_{i=1}^N Q_i$. За время τ в канал поступают объемы фаз $V_i = Q_i \cdot \tau$, тогда объем канала $V = \sum_{i=1}^N V_i = \tau \sum_{i=1}^N Q_i$. Следовательно, отношение объема каждой жидкости к объему канала равно $V_i / \sum_{i=1}^N V_i = Q_i / Q$, что и требовалось доказать.

Следствие. Для нефтеводогазовой среды ($O + W + G$, большие и средние каналы):

$$\frac{Q_O}{Q} = \frac{V_O}{V}, \quad \frac{Q_W}{Q} = \frac{V_W}{V}, \quad \frac{Q_G}{Q} = \frac{V_G}{V}.$$

Сетевая гидродинамическая модель течения нефтеводогазовой смеси

В модели принимаются следующие упрощающие допущения: течение установившееся, квазиодномерное, режим течения нефти, воды и газа в B -каналах — четочный [27], плотность фаз на участках $[i, i + 1]$ постоянная. На рис. 3 показана схема блока сети B -, A - и S -каналов.

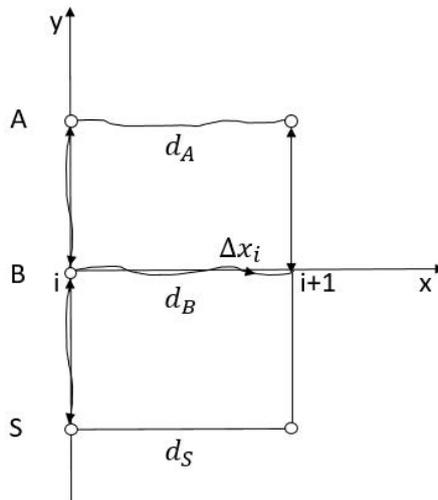


Рис. 3. Схема блока сети B -, A - и S -каналов (сечения i и $i + 1$)

Fig. 3. Block diagram of the network B -, A - and S -channels (sections i and $i + 1$)

Постановка задачи о расчете течения нефтегазодожговой смеси в масштабах керна заключается в следующем: во входном и выходном сечении давления заданы $P_{B1} = P_{A1} = P_{S1} = P_1, P_{BN} = P_{AN} = P_{SN} = P_N$ (Па) и температура T (°C), при которых по справочным данным найдены теплофизические параметры фаз: плотность ρ (кг/м³) и вязкость (μ , Па · с). Заданы насыщенности керна нефтью S_O , водой S_W и газом S_G , при этом для них справедливо равенство $S_O + S_W + S_G = 1$. Используя перечисленные параметры, необходимо рассчитать расходы фаз в каналах и ОФП керна по нефти \bar{f}_O , воде \bar{f}_W и газу \bar{f}_G при различных насыщенностях (д. ед.).

Расчетная система уравнений состоит из уравнений расходов на отдельных участках $[i, i + 1]$ В-, А- и S-каналов с подводом и отводом массы флюидов и уравнений импульсов в форме обобщенного уравнения Бернулли [27], определяющих давление в узлах с учетом потерь трения, местных сопротивлений и потерь от межфазного взаимодействия на каждом участке [1, 10]. Расчет ведется от входного $i = 1$ до выходного $i = N$ сечения. Общая схема расчета: в первом приближении пренебрегаем расходами через поперечные перемычки, т. к. перепады давления на единицу длины каналов в направлении оси образца керна $\Delta p / \Delta \tilde{l}$ гораздо больше, чем в поперечных направлениях $\Delta p_{PER} / \Delta \tilde{l}_{PER}$. Рассчитываются потери давления на участках $[i, i + 1]$, давления в сечениях $i = [2, N - 1]$, расходы через В-, А- и S-каналы; данные уточняются итерациями по начальным условиям из постановки задачи. Во втором приближении определяются расходы и давления в сечениях с учетом малых поправок, т. е. расходов через перемычки.

При переходе от i -го к $(i + 1)$ -му сечению записываются уравнения сохранения массы в форме балансовых уравнений объемных расходов отдельных фаз при допущении о постоянстве плотности каждой фазы.

Уравнения баланса объемных расходов фаз в В-канале, воды и газа в А-канале, газа в S-канале имеют вид:

$$Q_{BO}^{i+1} = Q_{BO}^i, \quad Q_{BW}^{i+1} = Q_{BW}^i + Q_{ABW}^i, \quad Q_{BG}^{i+1} = Q_{BG}^i + Q_{ABG}^i + Q_{SBG}^i,$$

$$Q_{AW}^{i+1} = Q_{AW}^i - Q_{ABW}^i, \quad Q_{AG}^{i+1} = Q_{AG}^i - Q_{ABG}^i, \quad Q_{SG}^{i+1} = Q_{SG}^i - Q_{SBG}^i.$$

В первом приближении принимается, что $Q_{ABW}^i = Q_{ABG}^i = Q_{SBG}^i = 0$; во втором приближении после вычисления давлений в сечениях расходы через перемычки с учетом их знаков находятся по уравнениям импульсов в форме уравнений Бернулли с учетом потерь энергии для участков перемычек [27].

Расходы воды и газа через перемычки между В- и А-каналами найдены по следующим выражениям:

$$Q_{ABW}^i = C_A \tilde{V}_{AW} \Delta p_{AB}^i, \quad Q_{ABG}^i = C_A \tilde{V}_{AG} \Delta p_{AB}^i,$$

$$\text{где } C_A = \frac{\pi d_A^2 \beta}{128 \tilde{L}_{PERBA} M_{es} (1 + K_{Alocal})}, \quad M_{es} = M_W \tilde{V}_{AW} + M_G \tilde{V}_{AG}.$$

Аналогично записаны формулы для вычисления расхода газа через перемычки между B - и S -каналами:

$$Q_{BSG}^i = C_S \tilde{V}_{SG} \Delta p_{BS}^i,$$

$$\text{где } C_S = \frac{\pi d_S^2 \beta \beta_1}{128 \tilde{L}_{PER_{BS}} M_G (1 + K_{S_{local}})}.$$

Потери давления из-за межфазного взаимодействия нефти, воды и газа в каналах кластера

Потери давления при четочном квазиодномерном течении флюида в B -, A -, S -каналах кластера складываются из трех составляющих [11, 27]: потерь трения, местных потерь и потерь из-за межфазного взаимодействия.

Для нефтеводогазовой смеси в B -канале: $p_1 - p_2 = \Delta p_{B_{fr}} + \Delta p_{B_{local}} + \Delta p_{B_{ip}}$.

Для водогазовой смеси в среднем A -канале: $p_1 - p_2 = \Delta p_{A_{fr}} + \Delta p_{A_{ip}}$.

Для газа в малом S -канале: $p_1 - p_2 = \Delta p_{S_{fr}} + \Delta p_{S_{ip}}$.

Здесь индексами обозначаются следующие понятия: fr — трение (от англ. friction), $local$ — местный, ip — межфазный (от англ. interphase).

Ниже представлены отдельные составляющие для уравнений потерь давления в соответствующих каналах кластера.

Потери на трение:

$$\begin{aligned} \Delta p_{B_{fr}} &= \frac{128 \mu_{Be} \tilde{L}_B}{\pi d_B^4} Q_{BC}, \\ \Delta p_{A_{fr}} &= \frac{128 \mu_{Ae} \tilde{L}_A}{\pi d_A^4} Q_{AC}, \\ \Delta p_{S_{fr}} &= \frac{128 \mu_{Ge} \tilde{L}_S}{\pi d_S^4} Q_{SC}. \end{aligned} \quad (9)$$

Местные потери:

$$\begin{aligned} \Delta p_{B_{local}} &= K_{B_{local}} \cdot \Delta p_{B_{fr}}, \\ \Delta p_{A_{local}} &= K_{A_{local}} \cdot \Delta p_{A_{fr}}, \\ \Delta p_{S_{local}} &= K_{S_{local}} \cdot \Delta p_{S_{fr}}. \end{aligned} \quad (10)$$

Эффективные вязкости:

$$\begin{aligned} \mu_{Be} &= \mu_O \cdot \tilde{S}_{BO} + \mu_W \cdot \tilde{S}_{BW} + \mu_G \cdot \tilde{S}_{BG}, \\ \mu_{Ae} &= \mu_W \cdot \tilde{S}_{AW} + \mu_G \cdot \tilde{S}_{AG}. \end{aligned} \quad (11)$$

После элементарных математических преобразований выражения для потерь давления в соответствующих каналах кластера примут вид:

$$\begin{aligned}
 p_1 - p_2 &= \frac{128\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B}{\pi d^4(1 - \Delta p_{ip})} Q_{BC}, \\
 p_1 - p_2 &= \frac{128\mu_{Ae}\tilde{L}_A K_A}{\pi d_A^4} Q_{AC}, \\
 p_1 - p_2 &= \frac{128\mu_{Ge}\tilde{L}_S K_S}{\pi d_S^4} Q_{SC},
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

где коэффициенты $K_B = 1 + K_{B_{local}}$, $K_A = 1 + K_{A_{local}}$, $K_S = 1 + K_{S_{local}}$ учитывают отличие потерь давления в реальных поровых каналах с учетом извилистости каналов, находятся в трех специальных модельных экспериментах при исследовании фильтрации однофазных сред — нефти, газа и воды. Эти коэффициенты могут быть обобщены по опытным данным в виде эмпирических формул.

Согласно полученным данным в работах [11, 27], установлено, что при фильтрации флюида возникают потери давления от взаимодействия фаз. Потери от межфазного взаимодействия могут быть записаны в виде [27]:

$$\begin{aligned}
 \Delta p_{ip} &= \overline{\Delta p}_{ip} \cdot \Delta p, \quad \overline{\Delta p}_{ip} = A \left[1 - \frac{1}{g(\bar{S}_W)} |\bar{S}_W - \bar{S}_{Wm}|^n \right], \\
 A &= A_0(1 - \bar{S}_g)^{n_g}, \quad \bar{S}_W = \frac{S_W}{S_W + S_O}, \quad \bar{S}_{Wm} = 0,4 + 0,157 \cdot \ln \bar{\mu}, \\
 \bar{\mu} &= \frac{\mu_O}{\mu_W}, \quad \bar{S}_G = \frac{S_G - S_{Gr}}{1 - S_{Gr}}, \quad g(\bar{S}_W) = \begin{cases} \bar{S}_{Wm} & \text{при } \bar{S}_W < \bar{S}_{Wm}, \\ 1 - \bar{S}_{Wm} & \text{при } \bar{S}_W \geq \bar{S}_{Wm}, \end{cases}
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

где $\overline{\Delta p}_{ip}$ — относительные потери от межфазного взаимодействия; Δp — перепад давления на керне; A_0 — максимальное значение величины относительных потерь давления на межфазное взаимодействие $\overline{\Delta p}_{ip}$ в области $S_* \leq S \leq S^*$ для данного керна и параметров флюидов; \bar{S}_W — доля воды в жидкой фазе. Эмпирические соотношения и значения для величин A , $g(\bar{S}_W)$, \bar{S}_{Wm} и параметров A_0 , n и n_g могут уточняться по мере накопления данных. Для смеси «нефть — газ» указанные параметры выражаются следующим образом: $A_0 = 442,0 \cdot K_O^m$, $m = -2,54$, $n = 4$, $1 \leq n_g \leq 4$. Максимальное значение функции A для системы «нефть — газ» достигается при $S_G = S_{Gr}$.

Расходы нефти, газа и воды в каналах кластера

Расчет массопереноса флюида в каналах кластера производится по следующему алгоритму. В первую очередь определяется расходы флюида в большом канале:

$$Q_{BC} = \frac{Q_{*O*}}{N_C}, \quad Q_{BO} = Q_B \tilde{S}_{BO}, \quad Q_{BW} = Q_B \tilde{S}_{BW}, \quad Q_{BG} = Q_B \tilde{S}_{BG}.$$

Далее из уравнений (12) находятся расходы фаз через каналы:

$$\begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)}{128 \mu_{Be} \tilde{L}_B K_B} (1 - \overline{\Delta p_{ip}}), \quad K_B = 1 + K_{B_{local}}; \\ Q_{AC} &= \frac{\pi d_A^4 (p_1 - p_2)}{128 \mu_{Ae} \tilde{L}_A K_A}, \quad K_A = 1 + K_{A_{local}}; \\ Q_{SGC} &= \frac{\pi d_S^4 (p_1 - p_2)}{128 \mu_{Ge} \tilde{L}_S K_S}, \quad K_S = 1 + K_{S_{local}}. \end{aligned} \quad (14)$$

С учетом следствия из леммы расход нефти, воды и газа через один B -канал в кластере выражается следующими соотношениями:

$$Q_{BOC} = Q_{BC} \tilde{S}_{BO}, \quad Q_{BWC} = Q_{BC} \tilde{S}_{BW}, \quad Q_{BGC} = Q_{BC} \tilde{S}_{BG}, \quad (15)$$

где $\tilde{S}_{BO} = \frac{\tilde{V}_{BO}}{\tilde{V}_B}$, $\tilde{S}_{BW} = \frac{\tilde{V}_{BW}}{\tilde{V}_B}$, $\tilde{S}_{BG} = \frac{\tilde{V}_{BG}}{\tilde{V}_B}$.

Расчеты расхода воды и газа через A -каналы выполнены по формуле:

$$Q_{AWC} = Q_{AC} \tilde{S}_{AW}, \quad Q_{AGC} = Q_{AC} \tilde{S}_{AG}, \quad (16)$$

где $\tilde{S}_{AW} = \frac{\tilde{V}_{AW}}{\tilde{V}_A}$, $\tilde{S}_{AG} = \frac{\tilde{V}_{AG}}{\tilde{V}_A}$.

Даны выражения для расчета расхода нефти, газа и воды через керн:

$$\begin{aligned} Q_O &= N_C Q_{BOC}, \\ Q_W &= (Q_{BWC} + \beta Q_{AWC}) N_C, \\ Q_G &= (Q_{BGC} + \beta Q_{AGC} + \beta \beta_1 Q_{SGC}) N_C. \end{aligned} \quad (17)$$

Расход растворенного в нефти газа G_{OG_i} может быть учтен по закону Генри [39]:

$$G_{OG}^i = Q_{BG}^i + Q_{OG}^i.$$

Модельные эксперименты

Из трех модельных экспериментов по изучению однофазного фильтрационного течения определены S_{Or} , S_{Wr} , S_{Gr} — остаточные насыщенности и ОФП $\bar{f}_{O^*}(S_{Wr}, S_{Gr})$ — при прокачке нефти, $\bar{f}_{W^*}(S_{Or}, S_{Gr})$ — при прокачке воды, $\bar{f}_{O^*}(S_{Or}, S_{Wr})$ — при прокачке газа. Целью данных экспериментов является определение коэффициентов K_B , K_A , K_S , входящих в выражения (14) для вычисления расходов фаз через каналы кластера. Для однофазной фильтрации $S_G = 0$ выполняется следующее: $f_O(S_{Wr} = S_W)$, $f_{W^*}(S_{Or} = 1 - S^*)$.

Модельный эксперимент 1

Определяется относительная фазовая проницаемость \bar{f}_{O^*} с остаточными водо- и газонасыщенностями S_{Wr}, S_{Gr} при прокачке нефти. При этом экспериментально определяется расход нефти $Q_{O_{exp}}$ и перепад давления на керне $(p_1 - p_2)_*$. Из формулы (12) следует:

$$(p_1 - p_2)_* = \frac{128\mu_0 L \tau_B Q_{O_{exp}} K_{B^*}}{\pi d_B^4 N_C}, \text{ при } \overline{\Delta p}_{ip_*} = 0. \quad (18)$$

Из уравнения (18) определяется $K_{B^*} = \frac{\pi d_B^4 N_C (p_1 - p_2)_*}{128\mu_0 L \tau_B Q_{O_{exp}}}$ — коэффициент потерь при течении воды и газа и остаточной нефтенасыщенности.

Модельный эксперимент 2

Проводится при прокачке воды через керн с остаточными насыщенностями S_{Or}, S_{OG}, S_{Wr} . Измеряются расход воды Q_W^* и перепад давления $(p_1 - p_2)_*$. Из формул (12) следует, что расходы воды через B- и A- каналы принимают вид:

$$Q_{BW}^* = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)}{128\mu_W \tilde{L}_B \tilde{K}_B^*}, \quad (19)$$

$$Q_{AW}^* = \frac{\pi d_A^4 (p_1 - p_2)}{128\mu_W \tilde{L}_A \tilde{K}_A^*}.$$

Измеренный расход воды через керн равен:

$$Q_{W_{exp}}^* = (Q_{BW}^* + \beta Q_{AW}^*) N_C. \quad (20)$$

Согласно соотношениям для объемных концентраций газа в B- и A- каналах, отношение расходов воды через B- и A- каналы равно:

$$\frac{Q_{BW}^*}{\beta Q_{AW}^*} = \frac{d_B^4 \tau_A K_A}{\beta d_A^4 \tau_B K_B^*}. \quad (21)$$

Поскольку $\beta Q_{AW}^* \ll Q_{BW}^*$, то Q_{AW}^* вычисляется приближенно с допущением, практически не влияющим на K_B^* и K_A . В первом приближении принято $K_B^* = K_{B^*}$, где K_{B^*} определяется из (18), а Q_{BW}^* — по формуле (19). Тогда Q_{AW}^* найдется по формуле:

$$Q_{AW}^* = \frac{1}{\beta} \left[\frac{Q_{W_{exp}}^*}{N_C} - \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)_*}{128\mu_W \tilde{L}_B \tilde{K}_B^*} \right].$$

Тогда из (20):

$$Q_{BW}^* = \frac{Q_{W_{exp}}^*}{N_C} - \beta Q_{AW}^*.$$

Коэффициенты потерь давления K_B^* и K_A при течении воды в большом и средних каналах находятся из (19):

$$K_B^* = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)^*}{128 \mu_W \tilde{L}_B Q_{BW}^*},$$

$$K_A = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)^*}{128 \mu_W \tilde{L}_A Q_{AW}^*}.$$

Модельный эксперимент 3

Третий эксперимент проводится при фильтрации газа через керн с остаточными насыщенностями S_{Or} , S_{Wr} , S_{Gr} . Здесь измеряются расход газа $Q_{G_{exp}}^*$ и перепад давления на керне $(p_1 - p_2)^*$.

Из выражения (13) имеем коэффициент потерь трения в S-каналах кластера:

$$K_S = \frac{\pi d_S^4 (p_1 - p_2)^*}{128 \mu_{Ge} \tilde{L}_S Q_{SG}^*},$$

где Q_{SG}^* — расход газа через один S-канал в кластере.

$$Q_{SG}^* = \frac{1}{\beta \beta_1} \left[\frac{Q_{G_{exp}}^*}{N_C} - Q_{BG}^* - \beta Q_{AG}^* \right].$$

Из (13) следует:

$$Q_{BG}^* = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)^* \tilde{S}_{BG}}{128 \mu_{Be} \tilde{L}_S K_B^*},$$

$$Q_{AG}^* = \frac{\pi d_A^4 (p_1 - p_2)^* \tilde{S}_{AG}}{128 \mu_{Ae} \tilde{L}_A K_A^*}.$$

Аналитические выражения для расчета ОФП \bar{f}_O , \bar{f}_W , \bar{f}_G

Результаты гидродинамических расчетов течения трехфазной смеси через керн позволяют определять ОФП фаз. По определению ОФП из обобщенного уравнения Дарси для рассмотренных фаз $w_i = \frac{k_{of_i} |p|}{\mu_i L}$, где $(i = O, W, G)$, следует:

$$\bar{f}_i = \frac{\mu_i L Q_i}{K_O F_{CORE} (p_1 - p_2)}, \quad F_{CORE} = \frac{\pi d_{CORE}^2}{4}.$$

Согласно (14), (16) и (17), выражения для расходов нефти, газа и воды примут вид:

$$Q_O = \frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BO}}{\mu_{Be}(1 + K_{B_{local}})} \frac{\pi(p_1 - p_2)N_C}{128\tilde{L}_B},$$

$$Q_W = \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BW}}{\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B} + \frac{\beta d_A^4 \tilde{S}_{AW}}{\mu_{AW}\tilde{L}_A(1 + K_{A_{local}})} \right] \frac{\pi(p_1 - p_2)N_C}{128\tilde{L}_A}, \quad (22)$$

$$Q_G = \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BG}}{\mu_{Be}\tau_B K_B} + \beta \frac{d_A^4 \tilde{S}_{AG}}{\mu_{Be}\tau_A K_A} + \beta\beta_1 \frac{d_S^4}{\mu_{Ge}\tau_S K_S} \right] \frac{\pi(p_1 - p_2)N_C}{128\tilde{L}_S},$$

где $Q_{BW} = \frac{\pi d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BW}N_C}{128\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B} (p_1 - p_2)$, $Q_{AW} = \frac{\pi\beta d_A^4 \tilde{S}_{AW}N_C}{128\mu_{AW}\tilde{L}_A(1 + K_{A_{local}})} (p_1 - p_2)$.

Таким образом, выражения ОФП по нефти, газу и воде можно записать в следующем виде:

$$\bar{f}_O = \frac{\mu_O L}{K_O F_{CORE}} \frac{\pi d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BO}N_C}{128\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B} = \frac{\pi d_B^4 \tilde{\mu}_O(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BO}N_C}{128\tau_B K_O F_{CORE} K_B},$$

$$\bar{f}_W = \frac{\pi\mu_W N_C}{128K_O F_{CORE}} \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BW}}{\mu_{Be}\tau_B K_B} + \frac{\beta d_A^4 \tilde{S}_{AW}}{\mu_{Ae}\tau_A K_A} \right], \quad (23)$$

$$\bar{f}_G = \frac{\pi N_C}{128K_O F_{CORE}} \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BG}}{\bar{\mu}_{BG}\tau_B K_B} + \frac{d_A^4 \tilde{S}_{AG}\beta}{\bar{\mu}_{AG}\tau_A K_A} + \frac{d_S^4 \beta\beta_1}{\tau_S K_S} \right],$$

где $\tilde{\mu}_{O_i}(S_i)$, $S_{BO_i} = \tilde{V}_{BO}/\tilde{V}_B = \tilde{S}_{BO}(S_{O_i})$, $\mu_O = \mu_O/\mu_{Be}$ — отношение вязкости нефти к эффективной вязкости смеси в B-канале, $1 + K_{B_{local}} = K_A = K_B$. Кроме того, $K_{B_{local}O} = K_{B_{local}W} = K_{B_{local}G} = K_{B_{local}}$ и $K_{A_{local}W} = K_{B_{local}G} = K_{A_{local}}$, $\bar{\mu}_{BG} = \mu_{Be}/\mu_{Ge}$, $\bar{\mu}_{AG} = \mu_{Be}/\mu_{Ge}$.

В данной работе расчеты ОФП, выполненные по формулам (23) с учетом замыкающих соотношений при $S_G = 0$, соответствуют представленным в [11]:

$$F_C = \frac{F_{CORE}}{N_C}, \quad \tilde{S} = \tilde{S}_{BW}, \quad \mu_{Be} = \mu_O(1 - \tilde{S}) + \mu_{WA}\tilde{S},$$

$$\mu_{Ae} = \mu_W, \quad S_{AW} = 1,$$

$$\bar{f}_O = \frac{\pi D^4}{128K_O F_C} \frac{\mu_O(1 - \tilde{S})(1 - \overline{\Delta p_{mf}})}{K_B[\mu_O(1 - \tilde{S}) + \mu_{Ws}\tilde{S}]},$$

$$\bar{f}_W = \frac{\pi D^4}{128K_O F_C} \frac{D^4 \tilde{S}(1 - \overline{\Delta p_{mf}})}{K_B \left[\frac{\mu_O}{\mu_{Ws}}(1 - \tilde{S}) + S \right]} + \frac{\beta d^4}{K_M}.$$

Результаты расчета ОФП от водонасыщенности для нефти и водного раствора ПАВ удовлетворительно соответствуют результатам расчета по формулам работы [11]. Сравнение можно наблюдать на рис. 4 в виде голубой линии.

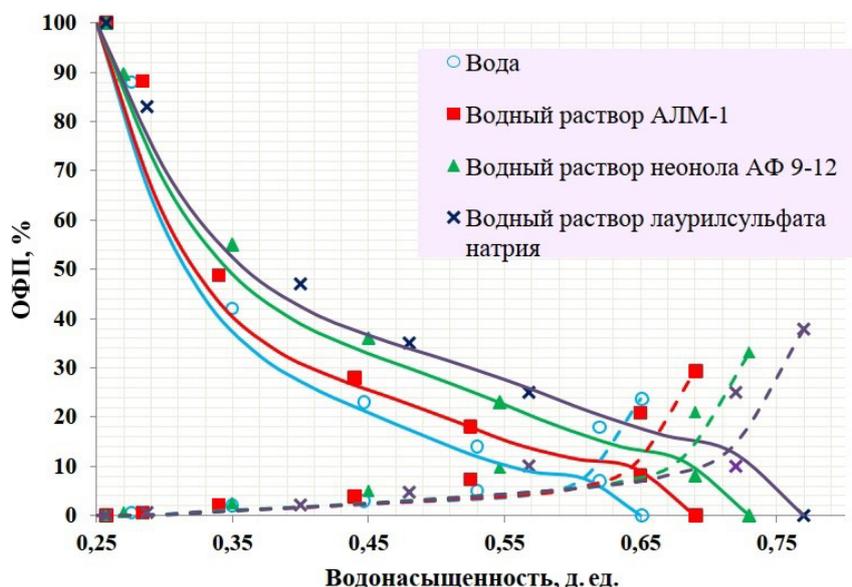


Рис. 4. Сравнение экспериментальных (точки \circ) и расчетных (голубая линия) фазовых проницаемостей по нефти и воде от водонасыщенности [11]

Fig. 4. Comparison of experimental (points \circ) and calculated (line) phase permeabilities for oil and water versus water saturation [11]

Заключение

1. Предложена и разработана кластерная сетевая гидродинамическая модель течения нефти, воды и газа в керне, основанная на уравнениях баланса массы в поровых каналах, с учетом подвода масс через перемычки и уравнения импульсов в форме обобщенного уравнения Бернулли для трехфазной смеси с потерями, включая потери от межфазного взаимодействия.
2. Разработан расчетно-экспериментальный метод определения параметров течения нефтегазодожовой смеси в керне, включающий в себя экспериментальное определение фазовых проницаемостей по нефти, воде и газу при однофазном течении (три модельных эксперимента).
3. Впервые из уравнений гидродинамики трехфазной смеси получены аналитические выражения для ОФП нефти, воды и газа при их совместном движении через керн горной породы.
4. Показано, что в частном случае отсутствия в потоке газа цифровая модель и решение задачи совпадают с известным решением и экспериментальными данными для фильтрации нефтеводяной смеси.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов / А. Е. Алтунин, С. В. Соколов, С. В. Степанов, Н. А. Черемисин, А. Б. Шабаров // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. С. 40-46.
2. Афанаскин И. В. Суперэлементная модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды с учетом работы добывающих скважин при забойном (и пластовом) давлении ниже давления насыщения нефти газом / И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, А. В. Королев, О. В. Ломакина, П. В. Ялов // Вестник кибернетики. 2018. № 1 (29). С. 9-19.
3. Ахметов Р. Т. Использование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления / Р. Т. Ахметов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 4 (328). С. 52-56.
DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56
4. Бенсон Л. А.-Л. Физико-математическая модель притока к скважине в газоконденсатном пласте: дисс. канд. техн. наук / Л. А.-Л. Бенсон. СПб., 2018. 133 с.
5. Гафаров Ш. А. Гравитационно-гидродинамический механизм фильтрации трехфазной смеси и повышение углеводородоотдачи пласта при создании подземных хранилищ газа в истощенных месторождениях нефти / Ш. А. Гафаров, Р. Р. Ибрагимов, А. Г. Лагьпов, М. Ф. Каримов, Л. М. Муллагалиева // Нефтегазовое дело. 2012. Том 10. № 3. С. 45-49.
6. Игошин Д. Е. Моделирование пористой среды регулярными упаковками пересекающихся сфер / Д. Е. Игошин, О. А. Никонова, П. Я. Мостовой // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математические науки. Информатика. 2014. № 7. С. 34-42.
7. Игошин Д. Е. Проницаемость пористой среды периодической структуры с разветвляющимися каналами / Д. Е. Игошин, О. А. Никонова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. № 2 (2). С. 131-141.
8. Игошин Д. Е. Расчет относительных фазовых проницаемостей пористой среды ромбэдрической структуры / Д. Е. Игошин, А. С. Губкин, А. А. Губайдуллин // XVI Всероссийский семинар с международным участием «Динамика многофазных сред» (30 сентября — 5 октября 2019 г., Новосибирск, Россия). 2019. С. 64-65.
9. Инструкция по эксплуатации автоматизированного программно-измерительного комплекса для петрофизического исследования кернов ПИК-ОФП/ЭП-3. Новосибирск: Геологика, 2009. 43 с.
10. Кузина О. А. Особенности модернизации петрофизического исследовательского комплекса для осуществления возможности фильтрации газа совместно с водонефтяными флюидами / О. А. Кузина, И. Р. Поточняк, Л. А. Пульдас // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 1 (29). С. 75-87.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-75-87
11. Кузина О. А. Расчетно-экспериментальный метод определения параметров фильтрации смеси «нефть — водный раствор поверхностно-активных веществ» /

- О. А. Кузина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 41-64. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-41-64
12. Ложкин М. Г. Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации / М. Г. Ложкин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7 (46). С. 51-53.
 13. Ложкин М. Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой и вытеснения нефти водой и газом / М. Г. Ложкин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 1 (40). С. 39-41.
 14. Ложкин М. Г. Экспериментальная проверка методов математического моделирования проницаемости в области трехфазной насыщенности ядра / М. Г. Ложкин // Трофимуксовские чтения — 2017: материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (8-14 октября 2017 г., Новосибирск, Россия). 2017. С. 214-217.
 15. Манасян А. Э. Методика формирования и выбора кривых относительных фазовых проницаемостей при недостаточной изученности объекта / А. Э. Манасян, А. С. Устинов, И. Г. Курапова, Р. Г. Сарваретдинов, М. Н. Мельников // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 12. С. 27-35.
 16. Овчаров В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов / В. В. Овчаров // Вестник кибернетики. 2014. № 1 (13). С. 10-16.
 17. Орлов Д. М. Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости / Д. М. Орлов, А. П. Федосеев, Н. В. Савченко, И. Ю. Корчажкина, Б. А. Григорьев, А. Е. Рыжов, Т. А. Перунова, Н. Ю. Максимова, Е. П. Калашникова // Вести газовой науки. 2015. № 3 (23). С. 8-14.
 18. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. 35 с.
 19. Рассохин С. Г. Экспериментальное исследование процессов трехфазной фильтрации в термобарических условиях аптских отложений / С. Г. Рассохин, В. М. Троицкий, А. В. Мизин и др. // Вести газовой науки. 2010. № 1 (4). С. 167-178.
 20. Степанов С. В. Вычислительная технология для определения функции межфазного взаимодействия на основе моделирования течения в капиллярном кластере / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 1. С. 63-71. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71
 21. Степанов С. В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 112-114.
 22. Степанов С. В. Исследование динамических фазовых проницаемостей на основе численного моделирования двухфазного течения в поровых каналах / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель, А. В. Шаталов // XI Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник докладов. 2015. С. 3600-3601.

23. Шабаров А. Б. Геометрическая модель порового пространства для расчета фильтрации нефти и воды / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2016. С. 172-183.
24. Шабаров А. Б. Гидрогазодинамика: учеб. пос. / А. Б. Шабаров. 2-е изд., перераб. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2013. 460 с.
25. Шабаров А. Б. Итоговый отчет по теме «Численное исследование процесса вытеснения в масштабах зерна для получения согласованных кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей» (рамочный договор ТННЦ-ТюмГУ от 16.06.2011 г.) / А. Б. Шабаров, Н. В. Саранчин, Н. Ф. Чистякова, А. В. Ширшова, Л. А. Пульдас, А. А. Ступников, И. М. Ветров, А. В. Шаталов, Г. С. Бембель, А. А. Вакулин, С. Е. Варюхин, С. В. Бердюгин, Д. Н. Медведев, Д. А. Молчанов, В. В. Воробьев. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр; Тюменский государственный университет, 2011.
26. Шабаров А. Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов, П. В. Марков, Н. В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109
27. Шабаров А. Б. Потери давления при течении водонефтяной смеси в поровых каналах / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 2. С. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72
28. Шабаров А. Б. Цифровая кластерная модель порового пространства при течении трехфазного потока в пористой среде / А. Б. Шабаров, Д. Е. Игошин, П. М. Ростенко, А. П. Садыкова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 1 (29). С. 88-108. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-88-108
29. Юрьев А. В. Определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного зерна / А. В. Юрьев, И. П. Белозеров, В. Е. Шулев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 342-345.
30. Aziz K. Petroleum Reservoir Simulation / K. Aziz, A. Settari. Applied Science Publishers, 1979. 476 p.
31. Blunt M. J. An empirical model for three-phase relative permeability / M. J. Blunt // SPE Journal. 2000. Vol. 5. No. 4. Pp. 435-445. DOI: 10.2118/67950-PA
32. Brooks R. H. Hydraulic properties of porous media / R. H. Brooks, A. T. Corey // Hydrology Papers. 1964. No. 3. 37 p.
33. Burdine N. T. Pore size distribution of petroleum reservoir rocks / N. T. Burdine, L. S. Gournay, P. P. Reichertz // Journal of Petroleum Technology. 1950. Vol. 2. No. 7. Pp. 195-204. DOI: 10.2118/950195-G
34. Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // Producers Monthly. 1954. Vol. 19. No. 1. Pp. 38-41.
35. Delshad M. Two- and three-phase relative permeabilities of micellar fluids / M. Delshad, M. Delshad, G. A. Pope // SPE Formation Evaluation. 1987. Vol. 3. No. 2. Pp. 327-337.
36. Element D. J. Assessment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data / D. J. Element, J. H. K. Masters, N. C. Sargent, A. J. Jayasekera,

- S. G. Goodyear // Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific (October 2003, Kuala Lumpur, Malaysia). 2003. Paper SPE-84903-MS. DOI: 10.2118/84903-MS
37. Fatt I. The network model of porous media / I. Fatt // AIME Petroleum Transactions. 1956. Vol. 207. Pp. 144-181. DOI: 10.2118/574-G
38. Gubkin A. S. Calculation of two-phase flow in micro-channels of variable section with account of compressibility of one phase / A. S. Gubkin, D. E. Igoshin, L. N. Filimonova // AIP Conference Proceedings. 2019. Vol. 2125. No. 1. Pp. 030111. DOI: 10.1063/1.5117493
39. Henry W. III. Experiments on the quantity of gases absorbed by water, at different temperatures, and under different pressures / W. Henry, J. Banks // Philosophical Transactions of the Royal Society of London. 1803. Vol. 93. Pp. 29-274. DOI: 10.1098/rstl.1803.0004
40. Hustad O. S. A consistent correlation for three phase relative permeabilities and phase pressures based on three sets of two phase data / O. S. Hustad, A. G. Hansen // Paper presented at the 8th European IOR — Symposium (May 16-17, 1995, Vienna, Austria). 1995. DOI: 10.3997/2214-4609.201406940
41. Leverett M. C. Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands / M. C. Leverett, W. B. Lewis // Transactions of the AIME. 1941. Vol. 142. No. 1. Pp. 107-116. DOI: 10.2118/941107-G
42. Shahverdi H. Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems / H. Shahverdi, M. Sohrabi, M. Fatemi, M. Jamiolahmady // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2011. Vol. 78. No. 3-4. Pp. 732-739. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.08.010
43. Stone H. L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data / H. L. Stone // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1973. Vol. 12. No. 4. Paper PETSOC-73-04-06. DOI: 10.2118/73-04-06
44. Stone H. L. Probability model for estimating three-phase relative permeability / H. L. Stone // Journal of Petroleum Technology. 1970. Vol. 22. No. 2. Pp. 214-218. DOI: 10.2118/2116-PA
45. Valavanides M. S. ImproDeProF project: recent advances and new challenges in the development of the DeProF tentative theory for steady-state two-phase flow in porous media / M. S. Valavanides // Paper presented at the International Conference “Science in Technology” SCinTE 2015 (5-7 November 2015, Athens, Greece). 2015.
46. Valavanides M. S. Steady-state two-phase flow in porous media: Review of progress in the development of the DeProF theory bridging pore to statistical thermodynamics scales / M. S. Valavanides // Oil & Gas Science and Technology. 2012. Vol. 67. No. 5. Pp. 787-804. DOI: 10.2516/ogst/2012056

Alexander B. SHABAROV¹
Dmitriy E. IGOSHIN²
Polina M. ROSTENKO³
Anastasia P. SADYKOVA⁴

UDC 532.546.3

**MASS TRANSFER OF PHASES IN THE FLOW
OF OIL-WATER-GAS MIXTURE
ON THE CORE SCALE**

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
a.b.shabarov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of Fundamental Mathematics and Mechanics,
Institute of Mathematics and Computer Science, University of Tyumen
d.e.igoshin@utmn.ru; ORCID: 0000-0001-5432-296X

³ Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
stud003991636@study.utmn.ru; ORCID: 0000-0001-8030-4634

⁴ Postgraduate Student, Assistant, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
a.p.sadykova@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-1679-7793

Abstract

The study of three-phase fluid filtration in the pore space is one of the urgent tasks in the development of oil and gas and gas condensate fields. In the study of three-phase flows, semi-empirical methods for calculating relative phase permeabilities (RPP) are used in practice, which do not consider the structure of the pore space and the fundamental equations of hydrodynamics.

The paper proposes and substantiates a physical and mathematical model of mass transfer in the filtration flow of an oil-water-gas mixture in a porous medium. The pore space structure model

Citation: Shabarov A. B., Igoshin D. E., Rostenko P. M., Sadykova A. P. 2022. "Mass transfer of phases in the flow of oil-water-gas mixture on the core scale". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 40-65. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

is based on the distribution of pore diameters obtained from capillary pressure curves (CCP). In the core, clusters are identified, consisting of a large channel through which oil, water and gas move in a “beaded” mode; channels of medium diameter filled with water and gas and channels of small radius in which gas moves. A system of equations is presented and solved that determines the distribution of moving volumes and volumetric flows over channels and phases. When determining pressure losses in the system of pore channels, friction losses, local losses, and also losses due to interfacial interaction are taken into account. For the first time, on the basis of a hydrodynamic model, analytical expressions were obtained to determine the RPP for oil, water and gas. The calculation-experimental method is based on three model experiments, the results of which determine the properties of the cluster channels in relation to the separately filtered phases. It is shown that the developed theory and calculation method, in the particular case of an oil-water mixture, coincide with the previously developed theory of two-phase filtration on the core scale.

Keywords

Three-phase filtration, oil-water-gas mixture, hydrodynamic digital core model, spatial cluster model of pore space, approximate analytical dependences of relative permeability.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

REFERENCES

1. Altunin A. E., Sokolov S. V., Stepanov S. V., Cheremisin N. A., Shabarov A. B. 2013. “Calculation method of receiving relative phase permeability based on solution of Bernoulli generalized equations for a system of porous channels”. *Oilfield Engineering*, no. 8, pp. 40-46. [In Russian]
2. Afanaskin I. V., Volpin S. G., Korolev A. V., Lomakina O. V., Yalov P. V. 2018. “Super-element model of three-phase filtration of oil, gas and water taking into account performance of producing wells at bottomhole (and reservoir) pressure below bubble point pressure”. *Proceedings in Cybernetics*, no. 1 (29), pp. 9-19. [In Russian]
3. Akhmetov R. T., Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S. 2019. “A dumbbell model application for the absolute permeability of reservoirs by capillary pressure curves determining”. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, no. 4 (328), pp. 52-56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56 [In Russian]
4. Benson L. A.-L. 2018. “Physical and mathematical model of inflow to a well in a gas condensate reservoir”. *Cand. Sci. (Tech.) diss. Saint-Petersburg*. 133 p. [In Russian]
5. Gafarov S. A., Ibragimov R. R., Latypov A. G., Karimov M. F., Mullagalieva L. M. 2012. “The gravityhydrodynamic filtering mechanism of three-phase mixture increasing of hydrocarbon recovery with creating underground gas storage (UGS) in depleted oil fields”. *Petroleum Engineering*, vol. 10, no. 3, pp. 45-49. [In Russian]
6. Igoshin D. E., Nikonova O. A., Mostovoy P. Ya. 2014. “Simulation of porous medium in the form of systematically packed intersecting spheres”. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Sciences. Informatics*, no. 7, pp. 34-42. [In Russian]
7. Igoshin D. E., Nikonova O. A. 2015. “The permeability of the porous medium with a periodic structure branching channels”. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 1, no. 2 (2), pp. 131-141. [In Russian]

8. Igoshin D. E., Gubkin A. S., Gubaidullin A. A. 2019. "Calculation of the relative phase permeabilities of a porous medium with a rhombohedral structure". Proceedings of the XVI All-Russian Seminar with international participation "Dynamics of Multiphase Media" (30 September — 5 October 2019, Novosibirsk, Russia), pp. 64-65. [In Russian]
9. Geologika. 2009. Operating instructions for the automated software-measuring complex for petrophysical examination of cores PIK-OFP/EP-3. Novosibirsk: Geologika. 43 p. [In Russian]
10. Kuzina O. A., Potochnyuk I. R., Poldas L. A. 2022. "Features of the modernization of the petrophysical research complex for the implementation of the possibility of gas filtration together with water-oil fluids". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 1 (29), pp. 75-87. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-75-87 [In Russian]
11. Kuzina O. A., Shabarov A. B. 2020. "Calculation and experimental method for determining the filtration parameters of the mixture 'oil — aqueous solution of surfactants'". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 41-64. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-41-64 [In Russian]
12. Lozhkin M. G. 2015. "The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration". Exposition Oil & Gas, no. 7 (46), pp. 51-53. [In Russian]
13. Lozhkin M. G. 2015. "A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas". Exposition Oil & Gas, no. 1 (40), pp. 39-41. [In Russian]
14. Lozhkin M. G. 2017. "The experimental checking of mathematical models of relative permeabilities for three-phase core saturation". Trofimuk Readings — 2017: Proceedings of the All-Russian Youth Scientific Conference (8-14 October 2017. Novosibirsk, Russia), pp. 214-217. [In Russian]
15. Manasyan A. E., Ustinov A. S., Kurapova I. G., Sarvaretdinov R. G., Melnikov M. N. 2008. "Method of formation and selection of curves of relative phase permeabilities with insufficient knowledge of the object". Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex, no. 12, pp. 27-35. [In Russian]
16. Ovcharov V. V. 2014. "Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits". Proceedings in Cybernetics, no. 1 (13), pp. 10-16. [In Russian]
17. Orlov D. M., Fedoseev A. P., Savchenko N. V., Korchazhkina I. Yu., Grigoryev B. A., Ryzhov A. Ye., Perunova T. A., Maksimova N. Yu., Kalashnikova Ye. P. 2015. "Estimation of filtration velocity influence on relative phase permeabilities using method of unsteady filtration". Vesti gazovoy nauki, no. 3 (23), pp. 8-14. [In Russian]
18. OST 39-235-89. 1989. Oil. Method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration. Moscow. [In Russian]
19. Rassokhin S. G., Troitsky V. M., Mizin A. V. et al. 2010. "Experimental study of three-phase filtration processes under thermobaric conditions of the Aptian deposits". Vesti gazovoy nauki, no. 1 (4), pp. 167-178. [In Russian]
20. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S. 2016. "Computer technology for determination of interphase interaction function based on flow simulation in capillary cluster". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 1, pp. 63-71. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71 [In Russian]

21. Stepanov S. V. 2006. "Use of oil field development data to obtain phase permeability curves". *Oil Industry*, no. 4, pp. 112-114. [In Russian]
22. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S., Shatalov A. V. 2015. "Investigation of dynamic phase permeabilities based on numerical simulation of two-phase flow in pore channels". *Proceedings of the XI All-Russian Congress on Fundamental Problems of Theoretical and Applied Mechanics*, pp. 3600-3601. [In Russian]
23. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. "Geometric model of the pore space for calculating the filtration of oil and water". *Thermophysics, Heat Engineering, Hydrogas Dynamics. Innovative Technologies*, pp. 25-36. Tyumen: University of Tyumen. [In Russian]
24. Shabarov A. B. 2013. *Hydrogas dynamics: A tutorial*. 2nd ed., revised. Tyumen: University of Tyumen. 460 p. [In Russian]
25. Shabarov A. B., Saranchin N. V., Chistyakova N. F., Shirshova A. V., Poldas L. A., Stupnikov A. A., Vetrov I. M., Shatalov A. V., Bembel G. S., Vakulin A. A., Varyukhin S. E., Berdyugin S. V., Medvedev D. N., Molchanov D. A., Vorobyov V. V. 2011. Final report on the topic "Numerical study of the displacement process on the scale of the core to obtain consistent curves of capillary pressure and relative phase permeabilities" (Framework Agreement of Tyumen Petroleum Research Center — University of Tyumen dated 16.06.2011). Tyumen: Tyumen Petroleum Research Center; University of Tyumen. [In Russian]
26. Shabarov A. B., Shatalov A. V., Markov P. V., Shatalova N. V. 2018. "Relative permeability calculation methods in multiphase filtration problems". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109 [In Russian]
27. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. "Pressure drops in water-oil mixture flow in porous channels". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72 [In Russian]
28. Shabarov A. B., Igoshin D. E., Rostenko P. M., Sadykova A. P. 2022. "Digital cluster model of pore space at flow of three-phase flow in porous medium". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 8, no. 1 (29), pp. 88-108. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-88-108 [In Russian]
29. Yuryev A. V., Belozerov I. P., Shulev V. E. 2014. "Determination of relative phase permeabilities and coefficients of oil displacement by water on full-size core samples". *Problems of Development of Deposits of Hydrocarbon and Ore Minerals*, no. 1, pp. 342-345. [In Russian]
30. Aziz K., Settari A. 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers. 476 p.
31. Blunt M. J. 2000. "An empirical model for three-phase relative permeability". *SPE Journal*, vol. 5, no. 4, pp. 435-445. DOI: 10.2118/67950-PA
32. Brooks R. H., Corey A. T. 1964. "Hydraulic properties of porous media". *Hydrology Papers*, no. 3, 37 p.
33. Burdine N. T., Gournay L. S., Reichertz P. P. 1950. "Pore size distribution of petroleum reservoir rocks". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 2, no. 7, pp. 195-204. DOI: 10.2118/950195-G
34. Corey A. T. 1954. "The interrelation between gas and oil relative permeabilities". *Producers Monthly*, vol. 19, no. 1, pp. 38-41.
35. Delshad M., Delshad M., Pope G. A. 1987. "Two- and three-phase relative permeabilities of micellar fluids". *SPE Formation Evaluation*, vol. 3, no. 2, pp. 327-337.

36. Element D. J., Masters J. H. K., Sargent N. C., Jayasekera A. J., Goodyear S. G. 2003. "Assessment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data". Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific (October 2003, Kuala Lumpur, Malaysia), paper SPE-84903-MS. DOI: 10.2118/84903-MS
37. Fatt I. 1956. "The network model of porous media". AIME Petroleum Transactions, vol. 207, pp. 144-181. DOI: 10.2118/574-G
38. Gubkin A. S., Igoshin D. E., Filimonova L. N. 2019. "Calculation of two-phase flow in micro-channels of variable section with account of compressibility of one phase". AIP Conference Proceedings, vol. 2125, no. 1, pp. 030111. DOI: 10.1063/1.5117493
39. Henry W., Banks J. 1803. "III. Experiments on the quantity of gases absorbed by water, at different temperatures, and under different pressures". Philosophical Transactions of the Royal Society of London, vol. 93, pp. 29-274. DOI: 10.1098/rstl.1803.0004
40. Hustad O. S., Hansen A. G. 1995. "A consistent correlation for three phase relative permeabilities and phase pressures based on three sets of two phase data". Paper presented at the 8th European IOR — Symposium (16-17 May 1995, Vienna, Austria). DOI: 10.3997/2214-4609.201406940
41. Leverett M. C., Lewis W. B. 1941. "Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands". Transactions of the AIME, vol. 142, no. 1, pp. 107-116. DOI: 10.2118/941107-G
42. Shahverdi H., Sohrabi M., Fatemi M., Jamiolahmady M. 2011. "Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems". Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 78, no. 3-4, pp. 732-739. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.08.010
43. Stone H. L. 1973. "Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data". Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 12, no. 4, paper PETSOC-73-04-06. DOI: 10.2118/73-04-06
44. Stone H. L. 1970. "Probability model for estimating three-phase relative permeability". Journal of Petroleum Technology, vol. 22, no. 2, pp. 214-218. DOI: 10.2118/2116-PA
45. Valavanides M. S. 2015. "ImProDeProF project: recent advances and new challenges in the development of the DeProF tentative theory for steady-state two-phase flow in porous media". Paper presented at the International Conference "Science in Technology" SCinTE 2015 (5-7 November 2015, Athens, Greece).
46. Valavanides M. S. 2012. "Steady-state two-phase flow in porous media: Review of progress in the development of the DeProF theory bridging pore to statistical thermodynamics scales". Oil & Gas Science and Technology, vol. 67, no. 5, pp. 787-804. DOI: 10.2516/ogst/2012056

Артем Александрович ВЕЛИЖАНИН¹
Борис Владимирович ГРИГОРЬЕВ²
Сергей Геннадьевич НИКУЛИН³
Денис Александрович ВАЖЕНИН⁴
Дарья Владимировна ВАХНИНА⁵

УДК 532.5.032; 532.594

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В МИКРОКАПИЛЛЯРАХ*

¹ ведущий инженер, Лаборатория новых методов моделирования, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (г. Тюмень); младший научный сотрудник, Лаборатория цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Научно-образовательный центр развития научных компетенций, Управление инновационного развития, Тюменский индустриальный университет
artem.velizhanin@mail.ru

² кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет; ведущий научный сотрудник, Лаборатория цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Научно-образовательный центр развития научных компетенций, Управление инновационного развития, Тюменский индустриальный университет
b.v.grigorev@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-2757-1386

³ инженер 2 категории кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет; старший научный сотрудник, Лаборатория цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Научно-образовательный центр развития научных компетенций, Управление инновационного развития, Тюменский индустриальный университет
s.g.nikulin@utmn.ru

* Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

- ⁴ ведущий инженер кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет;
младший научный сотрудник,
Лаборатория цифровых исследований в нефтегазовой отрасли,
Научно-образовательный центр развития научных компетенций,
Управление инновационного развития, Тюменский индустриальный университет
d.a.vazhenin@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-1487-5898
- ⁵ инженер кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
d.v.vakhnina@utmn.ru

Цитирование: Велижанин А. А. Разработка установки для изучения течения жидкости в микрокапиллярах / А. А. Велижанин, Б. В. Григорьев, С. Г. Никулин, Д. А. Вазенин, Д. В. Вахнина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 66-80.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-66-80

Аннотация

Статья посвящена созданию установки для изучения течения флюидов по микрокапиллярам. Данная установка представляет научный интерес для разработки цифровых моделей течения нефтяного флюида по поровому пространству горной породы. Уточнение параметров гидродинамического моделирования позволит более точно подбирать технологию по извлечению из недр запасов углеводородного сырья.

Целью данной работы является создание установки и отработка технологии по исследованию течений в микрокапиллярах. Для достижения поставленной цели собрана выборка томографических снимков проб керна и на основании снимков выявлено три основных формы каналов, в соответствии с которыми изготовлены микрокапилляры из цилиндрических стеклянных трубок. Выбраны флюиды для прокачки через созданные капилляры. В ходе работы собрана установка для изучения течения жидкости в микрокапиллярах, тестирование которой позволило выявить и проанализировать ее недостатки и особенности работы. Улучшение собранной установки обеспечило получение более объемных данных по происходящим процессам в исследуемом микрокапилляре. Отработана методика проведения экспериментов и фиксации регистрируемых параметров, реализован автоматизированный сбор данных с датчика перепада давления с возможностью визуального контроля с помощью персонального компьютера. Дальнейшая модернизация разработанной установки может позволить проводить исследования на пучке капилляров разных форм, имитирующей сеть каналов реальной горной породы.

Результатом данной работы является создание экспериментальной установки, позволяющей изучать течение жидкостей в микрокапиллярах различной формы. Сопоставление результатов между сериями экспериментов показало высокую степень повторяемости, что исключает погрешности проводимых измерений. Проведен анализ полученных данных и их сопоставление с теоретическими расчетами.

Ключевые слова

Расход флюида, микрокапилляр, поровые каналы, перепад давления, число Рейнольдса, двухфазное течение, экспериментальная установка.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-66-80

Введение

Изучение течения жидкости и газов по различным трубкам и капиллярам представляет интерес для различных разделов науки и техники от транспорта и медицины до нефтяной отрасли. В нефтегазовой промышленности изучение движения жидкости по капиллярным каналам особенно актуально, т. к. горная порода содержит в себе трещины и поры, размеры и формы которых определяют нефтеотдачу продуктивного пласта. Чтобы спрогнозировать рентабельность месторождения и правильно смоделировать течение флюидов в продуктивном пласте, необходимо учесть множество факторов, таких как давление пласта, физико-химические характеристики флюидов, размеры и геометрические характеристики пор, силы взаимодействия горной породы с флюидом, режим течения флюида в пласте и т. д. Получение этих качественных данных требует разработки экспериментальной установки, изучающей движение текучей среды в единичной поре.

В работах [3, 5] представлены схемы установок, позволяющих проводить изучение течения жидкостей в трубке, однако в рамках задачи исследования течения флюидов в миниатюризованных капиллярах, имитирующих сеть каналов в горной породе, они имеют ряд недочетов. В их числе измерение давления только в начале трубки, небольшой диапазон регулировок подачи жидкости, отсутствие автоматизированной записи эксперимента и визуального контроля течения из-за непрозрачности исследуемой трубки. Помимо этого, предложенные в работах [1, 4] схемы установок не предусматривают одновременную установку двух и более параллельных капилляров и использование капилляров различных геометрических форм, что позволило бы воспроизвести процессы, происходящие в нефтяном пласте в реальных условиях.

Объекты исследования

В качестве аналога порового канала горной породы использовались стандартные стеклянные капилляры с внутренним диаметром 0,7 мм и длиной 300 мм, выполненные по ГОСТ 21400-75 [2]. Применение этих капилляров обусловлено тем, что краевой угол смачивания стекла с водой и нефтью сопоставим с таковым для терригенной горной породы, представленной в большей степени зернами кварца и сопутствующими минералами группы алюмосиликатов; прозрачность стенок капилляров обеспечивает проведение визуального наблюдения за состоянием потока, а эластичность стекла при нагревании позволяет придать капилляру форму и диаметр, требуемые для решения конкретных задач.

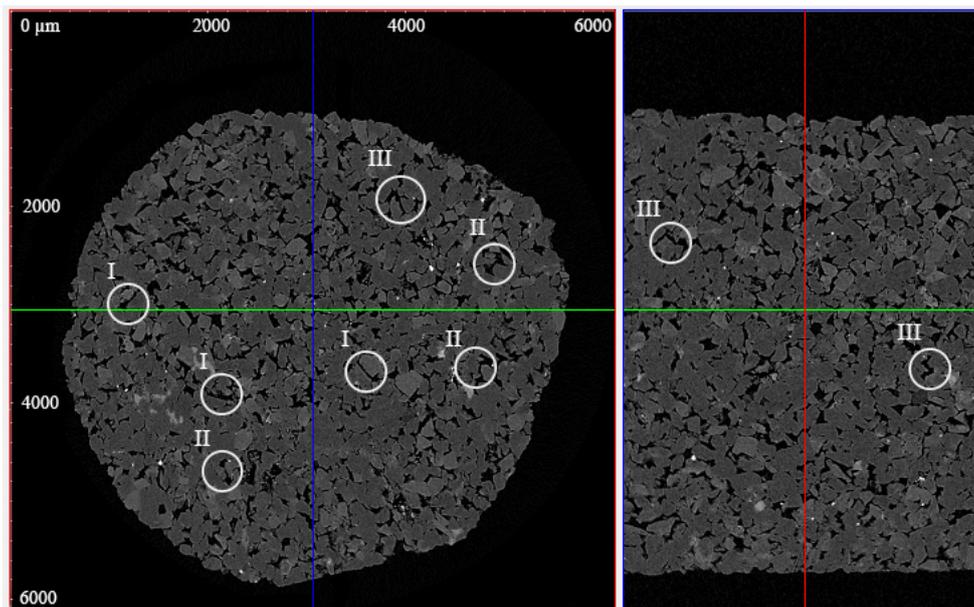


Рис. 1. Томографический снимок керна с 5-кратным увеличением, вид сверху (слева) и вид сбоку (справа). I — каналы стандартной формы, II — с сужением, III — S-образные

Fig. 1. Tomographic image of the core sample at 5× magnification, top view (left image) and side view (right image). I — pore channels with a standard shape, II — with a narrowing, III — S-shaped channels

Для определения форм каналов была проведена аналитическая оценка томографических снимков образцов керна. Из всего многообразия выявлены простейшие формы для дальнейшего изготовления капилляров, составляющие основной массив каналов: стандартные (цилиндрические), с сужением и S-образные. Примеры таких каналов изображены на рис. 1.

Подготовка капилляров

Для изготовления стеклянных капилляров, имитирующих единичные поры горной породы, собрана установка, позволяющая точно нагревать капилляр с дальнейшим приданием ему определенных геометрических параметров за счет равномерного вытягивания или изгиба в точке нагрева. Принципиальная схема установки представлена на рис. 2.

Принцип действия установки заключается в следующем: в верхнем зажиме (1) зафиксирован капилляр (2) стандартной формы, к которому подведен нагреватель (3), закрепленный в той части капилляра, которая подвергается локальному нагреву. Нижняя часть капилляра зафиксирована зажимом (4) на подъемном столике (5). После закрепления перечисленных элементов включается нагреватель, на котором устанавливается температура плавления материала капилляра.

Для придания капилляру локального сужения в момент плавления подъемный столик опускается, передвигая за собой нижний зажим и вытягивая при этом капилляр. С помощью регулировочных винтов (6) производится выравнивание всей установки во избежание искривления капилляра. В зависимости от длины капилляра высота нагревателя и верхнего зажима может регулироваться с помощью фиксаторов (7).

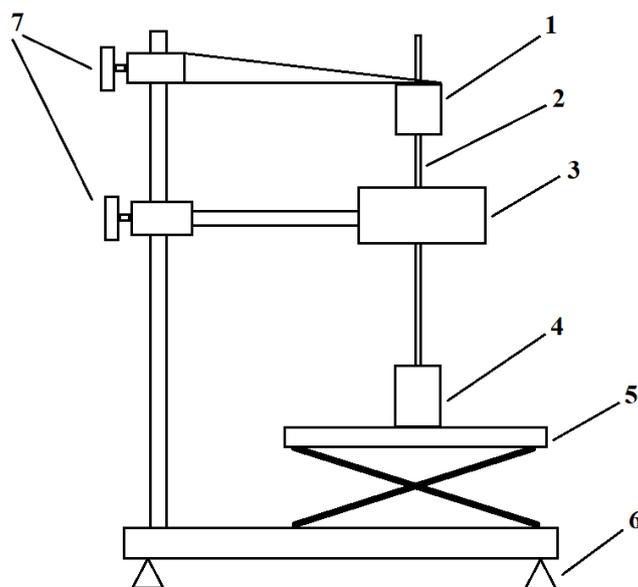


Рис. 2. Принципиальная схема установки вытягивания капилляра: 1 — верхний зажим капилляра; 2 — капилляр; 3 — нагревательный элемент; 4 — нижний зажим капилляра; 5 — подъемный столик; 6 — регулировочные винты опорного стола; 7 — фиксаторы держательных устройств

Fig. 2. Schematic diagram of capillary pulling system: 1 — upper capillary clamp; 2 — capillary; 3 — heating element; 4 — lower capillary clamp; 5 — lifting table; 6 — adjustment screws of a supporting platform; 7 — retainer of holding devices

Для придания изгиба микрокапилляру требуется зафиксировать металлический цилиндрический стержень, сделать точечный нагрев капилляра в месте предполагаемого уклона и провести изгибание капилляра вокруг стержня без прикладывания большого усилия во избежание деформации капилляра. При необходимости данную процедуру можно провести несколько раз до получения необходимого уклона. Следует избегать перегрева материала капилляра, т. к. это приведет к дополнительной пластичности, вследствие чего внутренний канал микрокапилляра может деформироваться.

В рамках разработки установки для изучения течения жидкости в микрокапиллярах изготовлены капилляры со следующими характеристиками:

- стандартный — с внутренним диаметром 0,7 мм (рис. 3а);
- с сужением — с минимальным внутренним диаметром 32 мкм (рис. 3б);
- S-образной формы — с углами сгиба 60° и внутренним диаметром 0,5 мм (рис. 3в).

Для измерения внутренних диаметров изготовленных микрокапилляров использовался микроскоп «Альтами МЕТ 8Т».

В качестве флюидов для проведения серии экспериментов использовались:

- вода дистиллированная (плотность $\rho = 997 \text{ кг/м}^3$, вязкость $\eta = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) [6];
- дизельное топливо ($\rho = 835 \text{ кг/м}^3$, $\eta = 4,19 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Представленные значения дизельного топлива измерялись в лабораторных условиях.

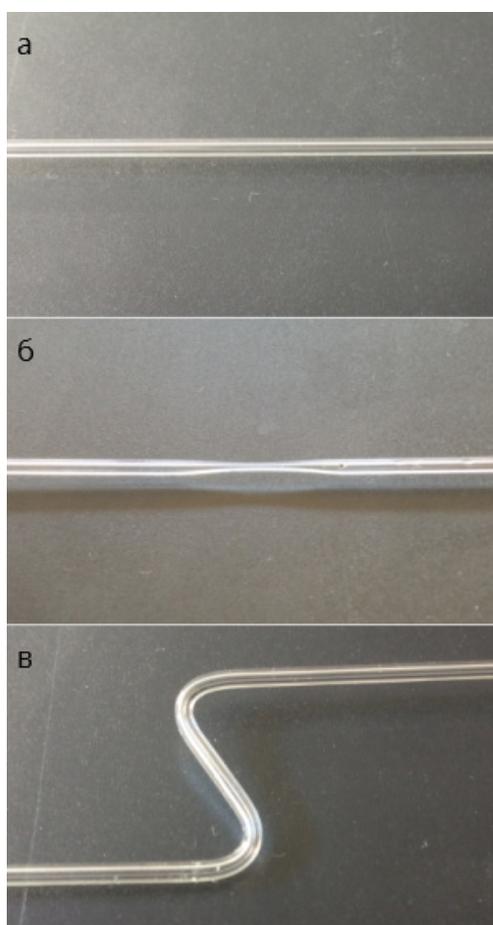


Рис. 3. Общий вид подготовленных капилляров: а — стандартная форма, б — с сужением, в — S-образная форма

Fig. 3. General view of prepared capillaries: а — a standard shape, б — with a narrowing, в — S-shape

Описание установки

Принципиальная схема установки для изучения течения жидкости в микрокапиллярах представлена на рис. 4.

Капилляр (5) закреплен горизонтально между насосом-дозатором (1) и принимающим сосудом (7) над поверхностью, которая гасит вибрации, влияющие на результат экспериментов. Насос-дозатор имеет Y-переходник, позволяющий изучать двухфазное течение в капилляре. Крепления (2) представлены в виде тройников с гайками, что позволяет при необходимости заменить капилляр длиной до 250 мм с сохранением герметичности всей системы. На тройниках установлены специальные расширительные трубки (3), не позволяющие исследуемому флюиду подняться к дифференциальному манометру (4) и вывести его из строя. Выведение флюида в принимающий сосуд происходит через отводную трубку (6). Для контроля расхода жидкости возможна установка весов с мерным цилиндром на выходе из установки.

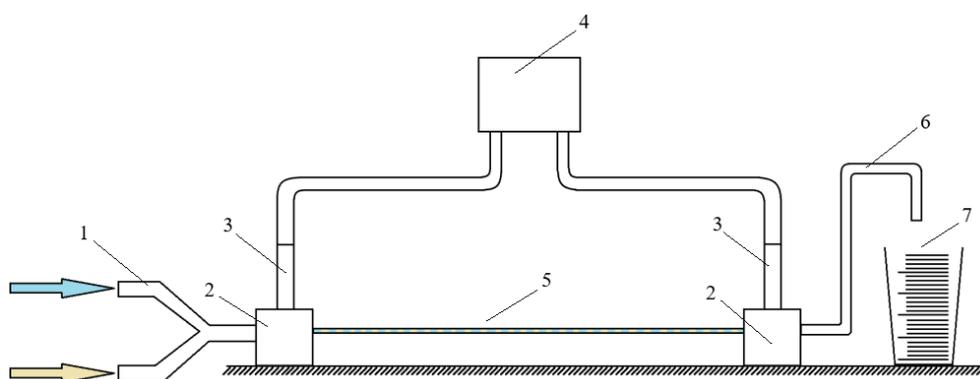


Рис. 4. Принципиальная схема установки: 1 — двухканальный насос-дозатор; 2 — крепления; 3 — расширительные трубки; 4 — дифференциальный манометр; 5 — изучаемый микрокапилляр; 6 — отводная трубка; 7 — принимающий сосуд

Fig. 4. Schematic diagram of the system: 1 — a two-channel dosing pump; 2 — mounts; 3 — expansion tubes; 4 — differential pressure sensor; 5 — the microcapillary; 6 — a drain tube; 7 — a receiving vessel

В ходе разработки первичной установки с включением традиционных приборов и при проведении на ней тестов были определены основные требования к используемому оборудованию:

- 1) возможность автоматической фиксации измерений перепада давления;
- 2) регулировка скорости одновременной подачи исследуемых флюидов;
- 3) высокое качество получаемых снимков и видеороликов, связанных с работой установки.

В качестве оборудования, удовлетворяющего заявленным требованиям, для модернизации установки использованы датчик перепада давления HDP-701, двухканальный насос-дозатор SinoMDT марки SN-50F6 и цифровой микроскоп «Микмед WiFi 2000× 5.0». Разработанная экспериментальная установка представлена на рис. 5.

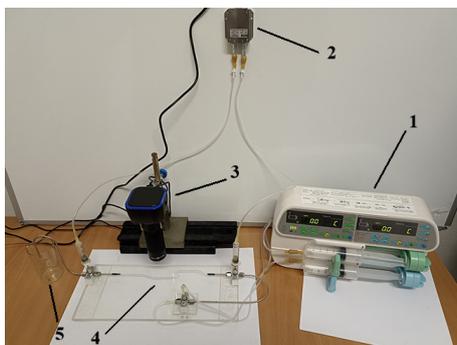


Рис. 5. Вид экспериментальной установки: 1 — двухканальный насос-дозатор марки SN-50F6; 2 — датчик перепада давления HDP-701; 3 — цифровой микроскоп «Микмед WiFi 2000× 5.0»; 4 — изучаемый микрокапилляр; 5 — принимающий мерный стакан с отводной трубкой

Fig. 5. View of the system: 1 — two-channel dosing pump SN-50F6; 2 — digital pressure sensor HDP-701; 3 — digital microscope Micmed WiFi 2000× 5.0; 4 — the microcapillary; 5 — a receiving beaker with a drain tube

Дифференциальный датчик давления HDP-701 имеет диапазон измерения в пределах 0-35 кПа с выходным токовым сигналом от 4 до 20 мА. Датчик подключен к универсальному модулю аналогового ввода С-серии NI-9219, выполняющего роль аналогово-цифрового преобразователя. Модуль встроен в шасси cDAQ-9172, обеспечивающее связь собранной системы измерения с компьютером через USB-интерфейс. Преимущество применения данной системы заключается в том, что используемый модуль аналогового ввода использует внутренние средства кондиционирования и изоляции аналогового сигнала, что повышает точность измерений.

Для автоматизированного сбора, записи и визуализации необходимых данных разработано программное обеспечение в графической среде разработки приложений LabVIEW. Функционал разработанной программы заключается в преобразовании токового сигнала в значение перепада давления (кПа) в текущий момент времени, а также в регистрации и графической визуализации получаемых данных в режиме реального времени с возможностью указания пользователем шага измерений. Полученные данные сохраняются в выбранной файловой директории в txt-файле в табличном виде.

Основным преимуществом применяемого в установке двухканального насоса-дозатора марки SN-50F6 является возможность регулирования скорости потока отдельно для каждой фазы. Аппарат обладает высокой точностью регулировки благодаря шагу настройки 0,1 мл/ч в диапазоне объемного расхода от 0,1 до 1 500 мл/ч. При необходимости одновременного подключения двух каналов подачи жидкости используется специально изготовленный Y-образный переходник.

Для осуществления визуального наблюдения за формой течения флюида используется измерительный микроскоп с возможностью проведения фото- и видеофиксации процессов внутри микрокапилляра. Микроскоп установлен на стальной рельсе, позволяющий перемещать точку наблюдения вдоль длины всего капилляра. Для получения изображения режимов течения высокого качества задействован портативный цифровой микроскоп «Микмед WiFi 2000× 5.0», имеющий возможность подключения к персональному компьютеру. Микроскоп имеет два сменных объектива с 500- и 2 000-кратным увеличением. В первичном варианте установки был использован микроскоп «МИР-3» с 32-кратным увеличением с менее удовлетворительным качеством изображения. Сравнение сделанных фотографий на двух микроскопах показано на рис. 6.

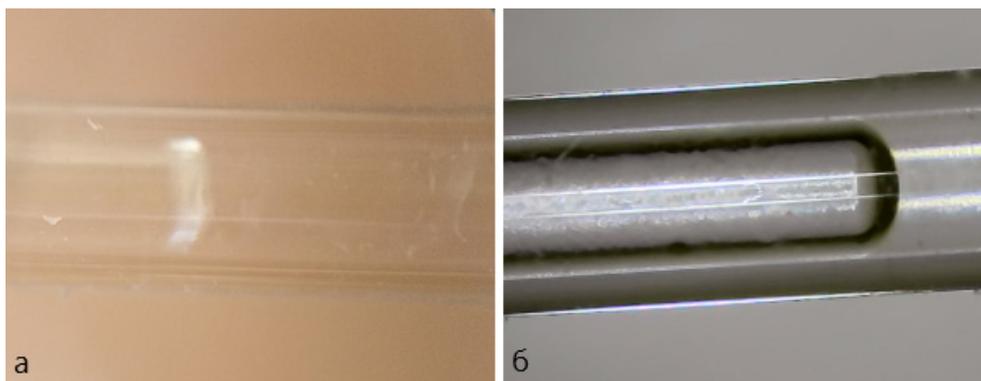


Рис. 6. Сопоставление фотографий стандартного капилляра, полученных на разных измерительных микроскопах: а — «МИР-3», б — «Микмед WiFi 2000× 5.0»

Fig. 6. A standard capillary photo comparison, taken on different microscopes: a — MIR-3, б — Micmed WiFi 2000× 5.0

Модернизированная установка исключила проблему регулировки скоростей потока отдельно для каждой фазы. Визуализация перепада давления в зависимости от времени позволяет фиксировать малейшие изменения потока флюидов, проходящих через микрокапилляр, а запись процессов внутри капилляра на персональном компьютере помогает описать эти изменения в потоке и учитывать их при формировании качественных данных для дальнейшего моделирования.

Методика эксперимента

На этапе подготовки между креплениями монтируется микрокапилляр, и вся установка заполняется исследуемым флюидом для проверки на герметичность системы и с целью удаления воздуха из него. Собранный установку нужно оставить заполненной на несколько часов для исключения внутренних перетоков и стабилизации перепада давления. На персональном компьютере запускается программа для записи и отображения перепада давления, и в течение 10 минут проверяется отсутствие факторов, которые могут повлиять на ход эксперимента. При стабильных показаниях перепада давления считается, что установка готова к началу эксперимента.

Для старта эксперимента задается расход на насосе-дозаторе, в условиях проведения эксперимента с двухфазным течением значение расхода определяется для каждой фазы отдельно. В случае изменения расхода насос-дозатор не останавливается. Параллельно запуску включается программа регистрации и записи перепада давления и времени эксперимента. Опыт проводится до установления стационарного режима по перепаду давления при заданном расходе (не менее 10 мин). Для серий экспериментов диапазон расхода составляет 1-0,2 мл/мин с шагом 0,2 и шагом 0,02 для диапазона 0,1-0,02 мл/мин. Используемые параметры расхода сопоставимы с расходами опытов, проводящихся на установках для измерения относительной фазовой проницаемости.

Для однофазного течения жидкости используется только один канал насоса с прямым подключением к микрокапилляру. Для двухфазного течения используется Y-образный переходник, соединяющий два канала насоса-дозатора с микрокапилляром.

Результаты

Для проверки работоспособности и оценки погрешности установки были проведены серии экспериментов, отраженные на рис. 7. Из графика видно, что результаты опытов для однофазного течения с точностью 95% совпадают друг с другом. Данная сходимость результатов характеризует точность фиксируемых значений, что позволяет анализировать различные серии экспериментов на собранной установке.

В результате экспериментов при прокачке однофазного потока дизельного топлива были получены результаты, представленные в таблице 1, в которой число Рейнольдса вычислялось по формуле:

$$Re = \frac{D \cdot \rho \cdot v}{\eta}, \quad (1)$$

где D — диаметр капилляра (м); ρ — плотность жидкости ($\text{кг}/\text{м}^3$); v — скорость потока (м/с); η — вязкость жидкости ($\text{Па} \cdot \text{с}$).

Из таблицы 1 можно сделать вывод, что течение в микрокапилляре при этих расходах будет соответствовать ламинарному, т. к. значения числа Рейнольдса в этом диапазоне не превышают 2 300.

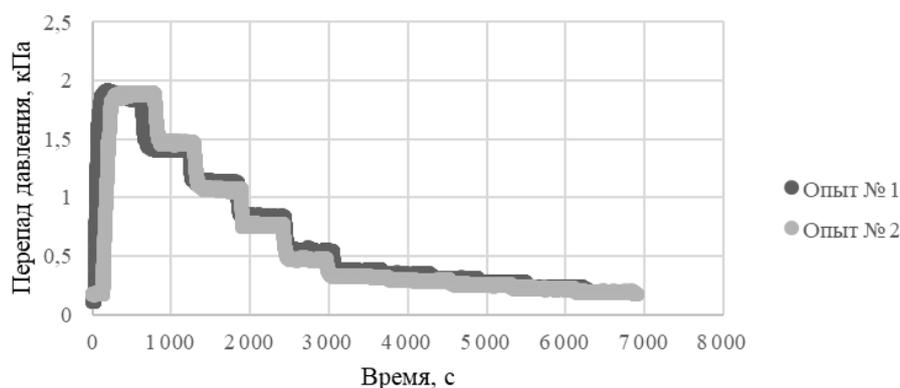


Рис. 7. Сопоставление двух опытов по прокачке дизельного топлива через стандартный микрокапилляр с внутренним диаметром 0,7 мм

Fig. 7. Comparison of two experiments on pumping diesel fuel through a standard microcapillary with an inner diameter 0.7 mm

Таблица 1

Значения числа Рейнольдса в стандартном микрокапилляре с внутренним диаметром 0,7 мм при прокачке дизельного топлива

Table 1

The values of the Reynolds number in a standard microcapillary with an inner diameter of 0.7 mm when pumping diesel fuel

Расход, м ³ /с	Скорость потока, м/с	Re
$1,66 \cdot 10^{-8}$	0,084	42,37
$1,33 \cdot 10^{-8}$	0,067	33,90
$1 \cdot 10^{-8}$	0,051	25,42
$6,66 \cdot 10^{-9}$	0,033	16,95
$3,33 \cdot 10^{-9}$	0,016	8,47
$1,66 \cdot 10^{-9}$	0,008 5	4,23
$1,33 \cdot 10^{-9}$	0,006 7	3,39
$1 \cdot 10^{-8}$	0,005 1	2,54
$6,66 \cdot 10^{-10}$	0,003 4	1,69
$3,33 \cdot 10^{-10}$	0,001 6	0,84

Заключение

Для получения качественных данных, необходимых для гидродинамического моделирования продуктивного пласта, разработана и собрана экспериментальная установка, позволяющая анализировать процесс течения флюидов по микрокапилляру.

Отработана методика проведения экспериментов с исключением внешнего воздействия на процесс течения в микрокапилляре. Выявлена сходимость результатов в сериях экспериментов. Погрешность между сериями экспериментов находится в допустимых пределах для научно-исследовательских работ. Таким образом, собранная установка позволяет проводить исследования одно- и двухфазного течений флюидов в микрокапилляре различной формы, имитирующем единичный канал горной породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Велижанин А. А. Нестационарность течения жидкости в цилиндрических капиллярах / А. А. Велижанин, О. А. Симонов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. № 2 (14). С. 17.
2. ГОСТ 21400-75. Стекло химико-лабораторное. Технические требования. Методы испытаний. М.: Стандартинформ, 2011.
3. Мазаев В. В. Двухфазная фильтрация жидкостей в пористых гидрофильных средах, модифицированных кремнийорганическими гидрофобизаторами: дисс. канд. техн. наук / В. В. Мазаев. ТюмГНГУ, 2004. 185 с.
4. Ребров Е. В. Режимы двухфазного течения в микроканалах / Е. В. Ребров // Теоретические основы химической технологии. 2010. Том 44. № 4. С. 371-383.
5. Семихин В. И. Исследование формирования структуры течения в круглых горизонтальных трубках / В. И. Семихин, Р. В. Малюгин, Д. Д. Коровин // Ползуновский вестник. 2020. № 4. С. 95-99. DOI: 10.25712/ASTU.2072-8921.2020.04.018
6. Riddick J. A. Organic Solvents: Physical Properties and Methods of Purification / J. A. Riddick, W. B. Bunger, T. K. Sakano. New York: Wiley, 1986. 1325 p.

Artem A. VELIZHANIN¹

Boris V. GRIGOREV²

Sergei G. NIKULIN³

Denis A. VAZHENIN⁴

Daria V. VAKHNINA⁵

UDC 532.5.032; 532.594

DEVELOPMENT OF AN INSTALLATION FOR STUDYING THE FLOW OF LIQUID IN MICROCAPILLARIES*

¹ Lead Engineer, Laboratory of New Modeling Methods,
West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (Tyumen);
Junior Researcher, Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry,
Scientific and Educational Center for the Development of Scientific Competencies,
Innovative Development Department, Tyumen Industrial University
artem.velizhanin@mail.ru

² Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Head of the Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen;
Leading Researcher, Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry,
Scientific and Educational Center for the Development of Scientific Competencies,
Innovative Development Department, Tyumen Industrial University
b.v.grigorev@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-2757-1386

³ 2nd Category Engineer, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen;
Senior Researcher, Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry,
Scientific and Educational Center for the Development of Scientific Competencies,
Innovative Development Department, Tyumen Industrial University
s.g.nikulin@utmn.ru

⁴ Lead Engineer, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen;
Junior Researcher, Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry,
Scientific and Educational Center for the Development of Scientific Competencies,
Innovative Development Department, Tyumen Industrial University
d.a.vazhenin@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-1487-5898

* The article was prepared under the engineering project titled “Digital Core” being implemented at a world-level transregional West-Siberian Research & Educational Center.

⁵ Engineer, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
d.v.vakhnina@utmn.ru

Citation: Velizhanin A. A., Grigorev B. V., Nikulin S. G., Vazhenin D. A., Vakhnina D. V. 2022. "Development of an installation for studying the flow of liquid in microcapillaries". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 66-80.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-66-80

Abstract

The article is dedicated to the creation of an installation for studying the flow of fluids through microcapillaries. This installation is of scientific interest for the development of digital models of the oil fluid flow through the pore space of the rock. Elaboration of the hydrodynamic modeling parameters will allow more accurate selection of technology for the extraction of hydrocarbon reserves from the bowels.

The purpose of the work is to develop an installation and a technology for studying flows in microcapillaries. To achieve this goal, a selection of tomographic images of core samples was collected and three main channel shapes were identified, based on the images, in accordance with which microcapillaries were made from cylindrical glass tubes. Fluids are selected for pumping through the created capillaries. The installation for studying the flow of liquid in microcapillaries was assembled, the testing of the installation made it possible to identify and analyze its limitations and features of exploitation. The improvement of the installation provided more extensive data on the processes occurring in the microcapillary. A technique for conducting experiments and data recording has been worked out, automated data collection from a differential pressure sensor with the possibility of visual control using a personal computer has been implemented. Further modernization of the developed installation may allow conducting research on a bundle of capillaries of various shapes, simulating a network of channels of a real rock.

The result of this work is the creation of an experimental installation that makes it possible to study the flow of liquids in microcapillaries of various shapes. Comparison of the results between series of experiments showed a high degree of repeatability, which eliminates the errors of the measurements. The obtained data were analyzed and compared with theoretical calculations.

Keywords

Fluid flow rate, microcapillary, pore space, pressure drop, Reynolds number, two-phase flow, experimental setup.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-66-80

REFERENCES

1. Velizhanin A. A., Simonov O. A. 2016. "Non-stationarity of liquid flow in cylindrical capillars". Actual Problems of Oil and Gas, no. 2 (14), p. 17. [In Russian]

2. GOST 21400-75. 2011. Chemical and laboratory glass. Technical specifications. Test methods. Moscow: Standartinform. [In Russian]
3. Mazaev V. V. 2004. "Two-phase filtration of liquids in porous hydrophilic media modified with organosilicon water repellents". Cand. Sci. (Tech.) diss. TyumGNGU. [In Russian]
4. Rebrov E. V. 2010. "Two-phase flow regimes in microchannels". Theoretical Foundations of Chemical Engineering, vol. 44, no. 4, pp. 355-367. DOI: 10.1134/S0040579510040019
5. Semikhin V. I., Malyugin R. V., Korovin D. D. 2020. "Investigation of the formation of the flow structure in round horizontal tubes". Polzunovskiy Vestnik, no. 4, pp. 95-99. DOI: 10.25712/ASTU.2072-8921.2020.04.018 [In Russian]
6. Riddick J. A., Bunger W. B., Sakano T. K. 1986. Organic solvents: Physical properties and methods of purification. New York: Wiley. 1325 p.

МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ

Фаиз Абузарович ЗАРИПОВ¹

Григорий Иванович ПАВЛОВ²

Павел Викторович НАКОРЯКОВ³

Олег Рудольфович СИТНИКОВ⁴

УДК 534-14

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА В ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ТРУБАХ, ЗАПОЛНЕННЫХ ГАЗОПУЗЫРЬКОВОЙ ЖИДКОСТЬЮ

¹ аспирант кафедры специальных технологий в образовании,
Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А. Н. Туполева — КАИ (г. Казань)
zaripovfa@mail.ru

² доктор технических наук, профессор, заведующий
кафедрой специальных технологий в образовании,
Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А. Н. Туполева — КАИ (г. Казань)
pavlov16@mail.ru

³ кандидат технических наук, доцент
кафедры специальных технологий в образовании,
Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А. Н. Туполева — КАИ (г. Казань)
nakorjakov@mail.ru

⁴ кандидат технических наук, доцент
кафедры специальных технологий в образовании,
Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А. Н. Туполева — КАИ (г. Казань)
halmer169990@mail.ru

Цитирование: Зарипов Ф. А. Экспериментальное исследование колебательного процесса в цилиндрических трубах, заполненных газопузырьковой жидкостью / Ф. А. Зарипов, Г. И. Павлов, П. В. Накоряков, О. Р. Ситников // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 81-94.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-81-94

Аннотация

На практике волновым процессам в трубопроводах гидравлических систем, как правило, не уделяют внимания. Однако при совпадении частоты пульсаций давления в гидросистеме с частотой ее собственных колебаний могут возникнуть резонансные колебания. Они являются причинами нарушения работы гидравлических систем и разрушений трубопроводов. Для борьбы с таким эффектом иногда применяют механические приспособления (насосы различных типов, аттенюаторы, демпферы, активные устройства и пр.), конструктивно усложняющие гидравлические системы.

Разработка альтернативных способов уменьшения воздействия волновых и вибрационных процессов на трубопроводы является актуальной научно-технической задачей. В работе рассмотрен метод гашения резонансных колебаний в гидросистеме путем подачи в акустический контур трубопровода пузырьков газа. Целью работы являлась разработка способа ослабления пульсаций в жидкости гидравлической системы и оценка его эффективности.

Предложенный способ проверялся практически. Для этого был разработан экспериментальный стенд, имитирующий часть трубопровода гидравлической системы, в который подавались пузырьки газов. Экспериментальным методом определены резонансные частоты и уровни звука в жидкой среде, ограниченной трубой, закрытой с одной стороны, исследовано влияние подаваемого газа с разным объемным расходом на уровень звука в трубе на резонансных частотах основных гармоник и обертонов.

Полученные в ходе исследования результаты позволяют сделать вывод, что подача газа в жидкую среду приводит к изменению свойств этой среды и, как следствие, к снижению уровня звукового давления в жидкости, на резонансных (собственных) частотах колебаний цилиндрических труб, закрытых с одного конца.

Ключевые слова

Незатухающие колебания, пульсации давления, вибрационные процессы в трубопроводах, гашение резонансных колебаний, пузырьковая жидкость, акустическая волна.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-81-94

Введение

В гидравлических системах различных механических устройств часто возникают незатухающие колебания, частоты которых совпадают с собственными частотами тракта движения жидкости [1, 5, 8, 9]. Такие колебания появляются

тогда, когда в колебательном контуре формируются источник энергии, клапан, регулирующий поступление энергии в колебательную систему, и обратная связь от колебательной системы на клапан. В большинстве случаев пульсации давления в жидкости, движущейся по гидравлическому контуру, являются вредными. Быстропеременное давление в рабочих средах может нарушить работу расходомеров, элементов автоматики и т. д. Так, в работе [11] достаточно подробно изложены результаты исследований причин возникновения колебаний, пульсаций и нарушений линейности статических характеристик гидравлических узлов систем автоматического регулирования паровых и газовых турбин. Пульсации, вызываемые действием дроссельных устройств на рабочую жидкость в проточных линиях гидроусилителей, препятствуют первичному регулированию частоты и мощности в энергосистемах. В работе уделено внимание физике возникновения этих отклонений, указаны способы подавления пульсаций давлений и золотников, спрямления статических характеристик гидроусилителей. Пульсации расхода жидкости в гидромагистрали могут инициировать гидравлический удар, последствия которого хорошо известны в виде, например, механического разрушения труб [10]. Для снижения интенсивности нежелательных колебаний в упругих средах необходимо нарушить баланс между подводимой и теряемой энергией колебательного процесса в системе. Поиск способов и методов уменьшения воздействия волновых и вибрационных процессов на трубопроводы, а также создание устройств, обеспечивающих их реализацию, является актуальной научно-технической задачей. В работе предложен оригинальный метод гашения резонансных колебаний путем подачи в акустический контур пузырьков газа. Взаимодействие пузырьковой жидкости с акустическими волнами рассмотрены во многих работах [6, 7, 12, 14] и до сих пор широко изучаются [2, 3, 13]. Но в предложенном варианте научная задача ставится впервые.

Цель работы — оценить эффективность предлагаемого метода для снижения уровня звука в воде на резонансных частотах основных гармоник и обертонов.

Задачи исследований:

- разработать экспериментальный стенд;
- экспериментальным методом определить резонансные частоты и уровни звука в жидкой среде, ограниченной трубой, закрытой с одной стороны;
- исследовать влияние подаваемого газа с разным объемным расходом на уровень звука в трубе на резонансных частотах основных гармоник и обертонов.

Материалы и методы

Экспериментальный стенд и принцип его работы

Исследования проводились на экспериментальном стенде (рис. 1), включавшем в себя объект исследования, измерительную систему, устройство генерации колебаний. Объектом исследования являлась металлическая цилиндрическая труба (3) длиной 1,5 м, прикрепленная к стойке (5).

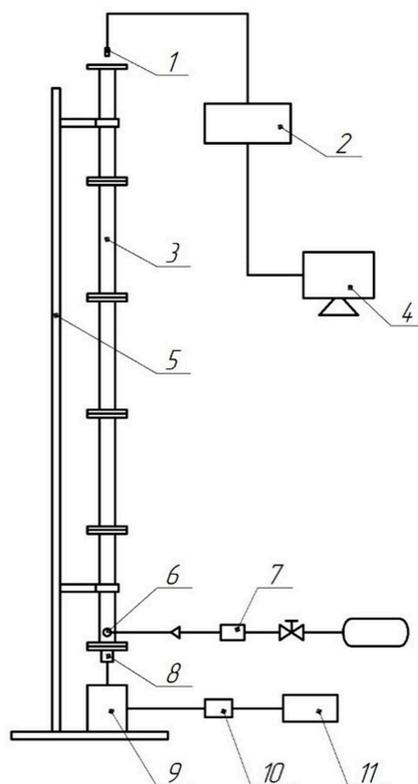


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментального стенда:
 1 — акустический датчик;
 2 — измерительный комплекс «Экофизика»; 3 — труба металлическая;
 4 — персональный компьютер с программой обработки данных «Сигнал+»; 5 — стойка;
 6 — пористый керамический распылитель; 7 — расходомер;
 8 — поршень; 9 — вибростол вибрационной установки;
 10 — усилитель сигнала;
 11 — генератор электрических сигналов

Fig. 1. Schematic diagram of the experimental stand: 1 — acoustic sensor; 2 — measuring complex “Ecophysics”; 3 — metal pipe;
 4 — personal computer with data processing program “Signal +”; 5 — rack; 6 — porous ceramic sprayer;
 7 — flow meter; 8 — piston;
 9 — vibrating table of vibration installation; 10 — amplifier;
 11 — generator of electrical signals

Труба заполнялась водой. Открывался кран на баллоне со сжатым газом. Включался измеритель расхода газа (7). Редуктором устанавливался определенный расход газа, который контролировался по скорости газа, измеряемой на входе в распылитель. Подводимый газ смешивался с водой, образуя двухфазную среду: жидкость + газ. Полидисперсность пузырьков формировалась керамическим распылителем (6), имеющим поры разных размеров. Керамический распылитель

располагался в нижней части трубы вблизи поршня. Содержание газа в трубе определялось объемным методом. С генератора (11) переменный электрический сигнал подавался на усилитель (10). В соответствии с заданным сигналом вибростол (9) передавал на поршень (8) механические колебания. Колеблющийся поршень генерировал в жидкости возмущения давления, пропорциональные электрическому сигналу. Усилитель (10) с генератором электрических сигналов (11) позволяли формировать в жидкости звуковые колебания различной частоты и амплитуды. Путем подбора частоты колебания поршня в полости трубы добивались резонансных колебаний. Регистрация параметров колебаний в жидкости осуществлялась акустическим датчиком (1), положение которого в трубе относительно верхнего среза трубы можно было менять. Сигнал с датчика передавался на измерительный комплекс «Экофизика» (2) с подключенным к нему персональным компьютером (4).

Результаты и обсуждение

Исследования проводились в два этапа. Задачей первого этапа исследований являлось установление зависимости разности уровней звукового давления на резонансных частотах (основной и обертонах) от объемного расхода газа. Необходимость проведения этих исследований обусловлена тем, что в гидравлическом тракте в зависимости от местоположения источника колебания относительно пучностей давления резонансные колебания максимальной амплитуды могут возникать на любой из резонансных частот, не обязательно на основной. Известно большое количество статей по исследованию распространения звуковых колебаний в смеси жидкости и газа (некоторые из них приведены выше). Авторы в своих работах исследовали в основном бегущие звуковые волны в различных средах, в том числе в смеси воды и воздуха. Публикации, связанные с изучением стоячих волн в жидкости при вводе в нее газов, крайне редки [10]. Получение новых данных о стоячих волнах в цилиндрической трубе, заполненной смесью газа и жидкости, является актуальной научной задачей. Задачи, сформулированные авторами данной статьи, решались экспериментальным методом. Исследования проводились как на чистой воде, так и на смеси воды с газом при неподвижном положении поршня и при его колебаниях. В качестве газа использовался азот, подаваемый в жидкость с разным расходом: $0,2 \cdot 10^{-4}$, $0,4 \cdot 10^{-4}$ и $0,6 \cdot 10^{-4}$ м³/с. При подаче газа в жидкость на выходе из керамического распылителя образовывались полидисперсные пузырьки. Пузырьки газа распространялись во всем объеме жидкости, образуя двухфазную среду. Содержание газа в жидкости определялось объемным методом. Для трубы длиной 1,5 м и диаметром 0,05 м объемное соотношение воды и азота $V_r/V_{ж}$ при неподвижном положении поршня для разных скоростей газа в трубке подачи воздуха перед керамическим распылителем составляло: 0,1, 0,28 и 0,42. Следует отметить любопытный факт, что при фиксированном значении расхода газа соотношение азота и воды зависит от частоты резонансных колебаний. Характер этой зависимости отражен в числовых данных, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Соотношение объемного содержания газа и жидкости в трубе в зависимости от частоты колебаний

Объемный расход газа, м ³ /с	Поршень неподвижен	Резонансные частоты		
		242 Гц	761 Гц	1 220 Гц
$0,2 \cdot 10^{-4}$	0,10	0,06	0,13	0,13
$0,4 \cdot 10^{-4}$	0,28	0,12	0,27	0,29
$0,6 \cdot 10^{-4}$	0,42	0,20	0,39	0,40

Table 1

The ratio of the volume content of gas and liquid in the pipe depending on the frequency of vibrations

Объемное соотношение газа и жидкости при неподвижном положении поршня (без колебаний среды) выше, чем в колеблющейся на основной гармонике среде. Причем влияние колебания среды на объемное соотношение наблюдается лишь на основной резонансной частоте. Колебание среды на обертонах на содержание газа в жидкости практически не влияет. Это наблюдается на всех расходах. Из полученных результатов можно сделать вывод, что в исследованном диапазоне изменения расхода газа объемное соотношение газа и жидкости в трубе зависит от основной резонансной частоты колебания среды. Ранее такие данные в литературе не публиковались. Анализ результатов измерений уровня звукового давления в смеси газа и жидкости показал, что его максимальное значение также находится в зоне расположения поршня. Но его значение существенно меньше, чем значение уровня звукового давления в жидкой среде. С удалением местоположения акустического датчика от поршня уровень звукового давления в среде резко падает. Разница в значениях уровней звукового давления зависит как от количества подводимого газа, так и от резонансных частот, что показано в таблице 2.

Таблица 2

Разность уровней звукового давления на резонансных частотах в зависимости от объемного расхода газа

Объемный расход газа, м ³ /с	Разность уровней звукового давления на резонансных частотах, дБ		
	242	761	1 220
$0,22 \cdot 10^{-4}$	14,0	23,0	19,6
$0,44 \cdot 10^{-4}$	19,0	24,0	22,4
$0,70 \cdot 10^{-4}$	24,0	28,0	23,0

Table 2

The difference in sound pressure levels at resonant frequencies depending on the volume flow of gas

Влияние расхода газа на снижение уровня звукового давления на основной гармонике заметнее, чем на обертонах. Чем больше объемный расход газа, тем больше звуковой энергии рассеивается в двухфазной среде. Диссипация акустической энергии в пузырьковых жидкостях отмечалась и другими авторами. Подача газа в жидкую среду способствует изменению свойств среды — упругости и плотности, а следовательно — изменению скорости звука, из-за которого меняется собственная частота трубы, что в нашем случае приводит к рассогласованию частот колебаний поршня и собственной частоты трубы, т. е. к нарушению резонанса. В то же время экспериментально установлено, что при малых объемных соотношениях картина чуть иная: характерная эпюра давления для стоячей волны сохраняется, хотя уровень звукового давления по длине трубы сильно падает. На обертонах резонансные колебания практически полностью глушатся.

Из табличных данных также можно заметить, что акустическая энергия в двухфазной среде наиболее интенсивно рассеивается на резонансной частоте 761 Гц. Это можно объяснить следующим. Керамический распылитель при подаче на него газа генерирует полидисперсные газовые пузырьки. В работе [10] отмечено, что в пузырьковой среде может существовать низкочастотная резонансная дисперсия звука. Максимальный коэффициент затухания энергии в области резонансных частот обусловлен возрастанием вязких потерь при резонансе деформационно-поступательных колебаний пузырьков. Одним из главных параметров, определяющих область резонансной дисперсии, является радиус пузырьков. Авторами данной работы экспериментально установлена зависимость области резонансной дисперсии звука от частот колебания среды при различных средних размерах пузырьков. Например, резонансная дисперсия звука для газожидкостной среды радиусом пузырьков около 1 мм имеет место при частоте волны 60 Гц, что соответствует половине собственной частоты сфероидальных колебаний пузырька. В нашем случае, скорее всего, на выходе из керамического распылителя образуются более мелкие пузырьки, собственные частоты которых кратны резонансной частоте 761 Гц.

Второй этап исследований посвящался установлению экспериментальных зависимостей объемного соотношения газа и жидкости и снижения уровня звукового давления в жидкости после добавления газа от основных резонансных частот колебаний труб разных длин. В экспериментах использовались длины труб: 0,6, 0,9, 1,2 и 1,5 м. Абрис для исследования приведен на рис. 2.

Для вышеприведенных длин труб, заполненных водой (и закрытых с одного конца), рассчитывались основные резонансные частоты: 636, 548, 316 и 253 Гц. В ходе экспериментов возникновение резонанса в трубе с жидкостью контролировалось по значению уровня звукового давления, которое регистрировалось пьезодатчиком, расположенным в пучности давления. При необходимости расчетные значения частот корректировались по уровню звукового давления изменением частоты колебаний поршня с целью добиться максимального его значения. В экспериментах расход газа, подаваемого в жидкость, оставался постоянным

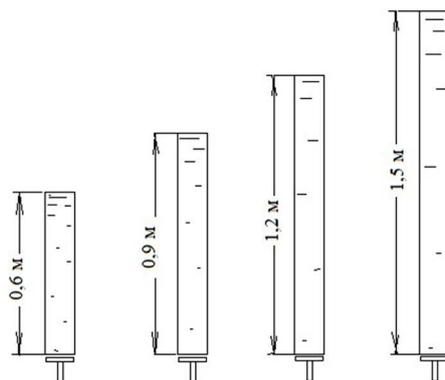


Рис. 2. Абрис труб, использованных при проведении экспериментов

Fig. 2. Outline of the pipes used in the experiments

и равнялся $V = 4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$. После прекращения подачи газа измерялись высота газового столба и уровень жидкости в трубе. Далее по этим значениям определялось объемное соотношение газа и жидкости. В экспериментах уровень газопузырьковой жидкости поддерживался постоянным и соответствовал верхнему срезу трубы. На всех длинах труб экспериментально определялось объемное соотношение газа и жидкости при неподвижном положении поршня и при его колебаниях, при этом частота поршня соответствовала основной резонансной частоте трубы, как и уровень звукового давления в жидкости на основной резонансной частоте после подачи газа в жидкость. По полученным экспериментальным данным построены графики зависимостей объемного соотношения «газ — жидкость» и снижения уровня звукового давления в жидкости после подачи в нее газа от основной частоты резонансных колебаний (рис. 3 и 4). Замечено, что отношение объема газа и жидкости $V_{\text{г}}/V_{\text{ж}}$ в стоячих волнах, возникающих в четвертьволновых трубах, в сильной степени зависит от частоты (рис. 3). В то же время следует отметить, что в неколеблущейся жидкости количество остающегося в ней газа практически одинаково и не зависит от длины трубы.

Из графика (рис. 3) также видно, что на низких (основных) частотах содержание газовой фазы в жидкости в 2,7 раза меньше, чем при отсутствии колебательных процессов. По мере повышения резонансных частот труб значения объемных соотношений газа и жидкости выравниваются с соответствующими значениями без пульсаций. На исследованных диапазонах частот это значение соответствует 636 Гц или самой короткой длине трубы. Выявленный эффект может иметь большой практический интерес в механике жидкости и газа: используя колебательные процессы в четвертьволновых трубах, можно управлять соотношением газа и жидкости в пузырьковых жидкостях. График зависимости снижения уровня звукового давления в жидкости подачей в нее азота от резонансных частот труб (рис. 4) строился на основе результатов обработки акустических сигналов, записанных пьезодатчиком в зоне расположения поршня (пучности давления стоячих волн для четвертьволновых резонаторов).

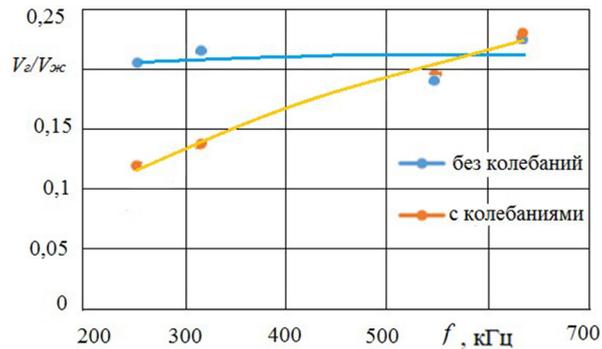


Рис. 3. График зависимости отношения объема газа и жидкости $V_g/V_{ж}$ от резонансных (собственных) частот колебания цилиндрических труб, закрытых с одного конца

Fig. 3. Graph of the dependence of the ratio of the volume of gas and liquid $V_g/V_{ж}$ on the resonant (natural) oscillation frequencies of cylindrical pipes closed at one end

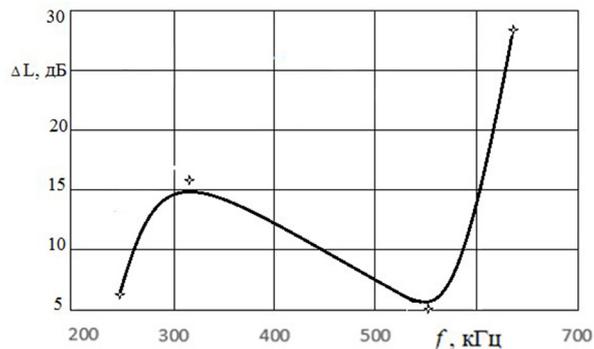


Рис. 4. График зависимости снижения уровня звукового давления в жидкости при подаче азота от резонансных (собственных) частот колебания цилиндрических труб, закрытых с одного конца

Fig. 4. Graph of the dependence of the decrease in the sound pressure level in a liquid when nitrogen is supplied on the resonant (natural) oscillation frequencies of cylindrical pipes closed at one end

Построенный на рис. 4 график свидетельствует о том, что при подаче в колеблющуюся жидкость газовой фазы (при постоянстве объемного расхода) снижение уровня звукового давления имеет немонотонный характер с двумя максимумами. Первый максимум соответствует частоте 316 Гц, второй — частоте 636 Гц. Легко заметить, что эти частоты кратны друг другу. При этом второй максимум по своему значению почти в два раза больше первого. Такую аномалию можно объяснить. Так, например, в работах [4, 10] отмечается, что газовый пузырек в жидкости обладает высокой эффективностью рассеяния энергии. Чем больше содержание газа в жидкости, тем больше эффект рассеяния энергии волны.

Выше было отмечено (рис. 3), что на частоте 636 Гц в жидкости содержится наибольшее количество азота. Результаты хорошо согласуются с данными работы [10]. Кроме того, как уже указывалось ранее, пузырек в воде является препятствием, имеющим и другую плотность, и другую сжимаемость, чем среда. Поэтому он создает дипольное рассеяние волны, вызываемое его поступательными колебаниями как целого относительно жидкости. Наибольшее рассеяние волны достигается в области резонансных частот пузырьков, зависящих главным образом от его радиуса. Есть основание предполагать, что из-за полидисперсности газовых пузырьков на выходе керамического распылителя существуют пузыри, удовлетворяющие этим условиям. Этим же можно объяснить максимум на графике, соответствующий частоте 316 Гц, которая кратна частоте 636 Гц. Содержание азота в воде, колеблющейся с этой частотой, существенно меньше, чем содержание азота в жидкости, колеблющейся с частотой 636 Гц. Следствием этого является существенно меньшее снижение уровня звукового давления.

В вертикально расположенной цилиндрической трубе с открытым концом содержание газа в газопузырьковой жидкости зависит не только от расхода подаваемого газа, но и от частоты резонансных колебаний. Впоследствии в стоячей волне в жидкости это сказывается на значениях уровня звукового давления. График зависимости снижения уровня звукового давления в жидкости при подаче азота от резонансных (собственных) частот колебания цилиндрических труб, открытых с одного конца, может иметь несколько максимумов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреева С. А. Инновационные методы диагностики тепловых сетей / С. А. Андреева // Новости теплоснабжения. 2017. № 4 (200). С. 22-38.
2. Губайдуллин Д. А. Акустические волны в вязкоупругих пузырьковых средах / Д. А. Губайдуллин, Р. Н. Гафиятов // Теплофизика высоких температур. 2019. Том 57. № 1. С. 150-153. DOI: 10.1134/S0040364419010290
3. Губайдуллин Д. А. Отражение и прохождение акустической волны через многофракционный пузырьковый слой / Д. А. Губайдуллин, Р. Н. Гафиятов // Теплофизика высоких температур. 2020. Том 58. № 1. С. 97-100. DOI: 10.31857/S0040364420010081
4. Исакович М. А. Общая акустика: учеб. пос. / М. А. Исакович. М.: Наука, 1973. 495 с.
5. Молочников В. М. Переход к турбулентности в канале при отрыве потока за поперечными выступами / В. М. Молочников, О. А. Душина, А. А. Паерелий, С. А. Колчин // Вестник Нижегородского университета им. Н. И. Лобачевского. 2011. № 4-3. С. 988-990.
6. Накоряков В. Е. Распространение волн в газо- и парожидкостных средах / В. Е. Накоряков, Б. Г. Покусаев, И. Р. Шрейбер. Новосибирск: Ин-т теплофизики, 1983. 237 с.
7. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред: в 2 ч. / Р. И. Нигматулин. М.: Наука, 1987. Ч. 1. 464 с.

8. Роскин А. Б. Устройства для стабилизации колебаний давления и расхода в тепловых сетях / А. Б. Роскин // *Новости теплоснабжения*. 2004. № 2. С. 23-31.
9. Сунчари Р. А. Неустойчивость и автоколебания в гидравлических следящих приводах / Р. А. Сунчари, М. А. Машков, А. В. Матросов // *Динамика и виброакустика*. 2018. Том 4. № 3. С. 16-25. DOI: 10.18287/2409-4579-2018-4-3-16-25
10. Федотовский В. С. Низкочастотная резонансная дисперсия звука в пузырьковых средах / В. С. Федотовский, Т. Н. Верещагина // *Теплофизика и аэромеханика*. 2007. Том 14. № 3. С. 445-448.
11. Чернявский Л. И. Автоматическое регулирование паровых и газовых турбин: повышение надежности и точности систем с проточными гидроусилителями / Л. И. Чернявский. СПб.: Энерготех, 2003. 183 с.
12. Шагапов В. Ш. Особенности преломления и отражения звука на границе пузырьковой жидкости / В. Ш. Шагапов, В. В. Сарапулова // *Акустический журнал*. 2015. Том 61. № 1. С. 40-48. DOI: 10.7868/S032079191406015X
13. Avdeev A. A. *Bubble Systems* / A. A. Avdeev. Switzerland: Springer, 2016. XIX, 466 p. DOI: 10.1007/978-3-319-29288-5
14. Temkin S. *Suspension Acoustics: An Introduction to the Physics of Suspensions* / S. Temkin. N. Y.: Cambridge University Press, 2005. 398 p. DOI: 10.1017/CBO9780511546129

Faiz A. ZARIPOV¹
Grigory I. PAVLOV²
Pavel V. NAKORYAKOV³
Oleg R. SITNIKOV⁴

UDC 534-14

**EXPERIMENTAL STUDY OF THE OSCILLATORY PROCESS
IN CYLINDRICAL PIPES
FILLED WITH GAS-BUBBLE LIQUID**

- ¹ Postgraduate Student,
Department of Special Technologies in Education,
Kazan National Research Technical University
named after A. N. Tupolev — KAI (Kazan)
zaripovfa@mail.ru
- ² Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Head of the Department of Special Technologies in Education,
Kazan National Research Technical University
named after A. N. Tupolev — KAI (Kazan)
pavlov16@mail.ru
- ³ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Special Technologies in Education,
Kazan National Research Technical University
named after A. N. Tupolev — KAI (Kazan)
nakorjakov@mail.ru
- ⁴ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Special Technologies in Education,
Kazan National Research Technical University
named after A. N. Tupolev — KAI (Kazan)
halmer169990@mail.ru

Citation: Zaripov F. A., Pavlov G. I., Nakoryakov P. V., Sitnikov O. R. 2022. “Experimental study of the oscillatory process in cylindrical pipes filled with gas-bubble liquid”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 81-94.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-81-94

Abstract

In hydraulic systems, undamped oscillations often occur, the frequencies of which coincide with the natural frequencies of the elements of hydraulic systems. The resulting pressure pulsations in the liquid are harmful and can disrupt the operation of hydraulic systems and elements of its automation.

The search for ways and methods to reduce the impact of wave and vibration processes on pipelines, as well as the creation of devices that ensure their implementation, is an urgent scientific and technical task.

The paper proposes an original method of damping resonant vibrations by feeding gas bubbles into the acoustic circuit. The aim of the work was to evaluate the effectiveness of the proposed method for reducing the sound level in water at the resonant frequencies of the main harmonics and overtones.

To test the proposed method, an experimental stand was developed, the resonant frequencies and sound levels in a liquid medium bounded by a pipe closed on one side were determined by an experimental method, the influence of the supplied gas with different volume flow rates on the sound level in the pipe at the resonant frequencies of the main harmonics and overtones was investigated.

The experimental results obtained allow us to conclude that the gas supply to a liquid medium leads to a change in the properties of the medium and, as a consequence, to a decrease in the sound pressure level in the liquid from the resonant (natural) oscillation frequencies of cylindrical pipes closed at one end.

Keywords

Undamped oscillations, pressure pulsations, vibration processes in pipelines, damping of resonant vibrations, bubble liquid, acoustic wave.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-81-94

REFERENCES

1. Andreeva S. A. 2017. "Innovative methods of diagnostics of heating networks". Heat Supply News, no. 4 (200), pp. 22-38. [In Russian]
2. Gubaidullin D. A., Gafiyatov R. N. 2019. "Acoustic waves in viscoelastic bubbly media". High Temperature, vol. 57, no. 1, pp. 133-136. DOI: 10.1134/S0018151X1806010X
3. Gubaidullin D. A., Gafiyatov R. N. 2020. "Reflection and transmission of acoustic wave through a multifractional bubble layer". High Temperature, vol. 58, no. 1, pp. 97-100. DOI: 10.1134/S0018151X20010083
4. Isakovich M. A. 1973. General acoustics: Study guide. Moscow: Nauka. 495 p. [In Russian]
5. Molochnikov V. M., Dushina O. A., Paerely A. A., Kolchin S. A. 2011. "Transition to turbulence in a channel with flow separation behind the transversal ribs". Vestnik of Lobachevsky State University of Nizhni Novgorod, no. 4-3, pp. 988-990. [In Russian]

6. Nakoryakov V. E., Pokusaev B. G., Schreiber I. R. 1983. Wave propagation in gas- and vapor-liquid media. Novosibirsk: Institute of Thermal Physics. 237 p. [In Russian]
7. Nigmatulin R. I. 1987. Dynamics of multiphase media: in 2 parts. Part 1. Moscow: Nauka. 464 p. [In Russian]
8. Raskin A. B. 2004. "Devices for stabilizing pressure and flow fluctuations in heating networks". Heat Supply News, no. 2, pp. 23-31. [In Russian]
9. Sunarchin R. A., Mashkov M. A., Matrosov A. V. 2018. "Instability and self-oscillations in electro-hydraulic servo drive". Journal of Dynamics and Vibroacoustics, vol. 4, no. 3, pp. 16-25. DOI: 10.18287/2409-4579-2018-4-3-16-25 [In Russian]
10. Fedotovskiy V. S., Vereshchagina T. N. 2007. "Low-frequency resonance dispersion of sound in the bubble media". Thermophysics and Aeromechanics, vol. 14, no. 3, pp. 425-428. DOI: 10.1134/S0869864307030122
11. Chernyavskiy L. I. 2003. Automatic regulation of steam and gas turbines: improving the reliability and accuracy of systems with flow-through hydraulic amplifiers. Saint-Petersburg: Energotech. 183 p. [In Russian]
12. Shagapov V. Sh., Sarapulova V. V. 2015. "Refraction and reflection of sound at the boundary of a bubbly liquid". Acoustical Physics, vol. 61, no. 1, pp. 37-44. DOI: 10.1134/S1063771014060153
13. Avdeev A. A. 2016. Bubble systems. Switzerland: Springer. XIX, 466 p.
14. Temkin S. 2005. Suspension acoustics: An introduction to the physics of suspensions. New York: Cambridge University Press. 398 p. DOI: 10.1017/CBO9780511546129

Людмила Петровна СЕМИХИНА¹
Даниил Дмитриевич КОРОВИН²
Дмитрий Витальевич СЕМИХИН³

УДК 665.613.22: 532.135

АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ПО ВЯЗКОСТИ НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ*

- ¹ доктор физико-математических наук, директор
Центра биологически и поверхностно-активных веществ,
Тюменский государственный университет
semihina@mail.ru
- ² лаборант-исследователь, Тюменский индустриальный университет;
инженер-исследователь, Тюменский государственный университет
danil7b@mail.ru
- ³ кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры информационных систем,
Институт математики и компьютерных наук,
Тюменский государственный университет
assist@inbox.ru

Аннотация

С помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV-II+Pro проведено исследование вязкости почти однокомпонентного (1-2% примеси) образца синтанола АЛМ-7. В представленной работе этот реагент используется в качестве образца высоковязкой неньютоновской жидкости и концентрированной мицеллярной дисперсной системы,

* Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

Цитирование: Семихина Л. П. Анализ теоретических методов интерпретации экспериментальных данных по вязкости неньютоновских жидкостей / Л. П. Семихина, Д. Д. Коровин, Д. В. Семихин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 95-110. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-95-110

частицами дисперсной фазы в которой являются мицеллы из молекул данного поверхностно-активного вещества с размерами менее 10 нм. На примере данного реагента показано, что наблюдаемое у него типичное для дисперсных систем снижение вязкости по мере повышения скорости сдвига сопровождается повышением энергии активации вязкого течения, что не согласуется с уравнениями Аррениуса и Френкеля. Причиной является неучет в этих уравнениях изменений энтропии ΔS при вязком течении неньютоновской жидкости, величина которых фактически определяет знак изменения ее вязкости при повышении скорости или напряжения сдвига. Единственный на данный момент способ расчета ΔS основывается на использовании уравнения Эйринга. Однако для корректного расчета ΔS по температурной зависимости динамической вязкости неньютоновской жидкости и по уравнению Эйринга необходим независимый корректный способ нахождения величины предэкспоненты B в этом уравнении.

В статье проведен анализ описанных в литературе методов расчета значений B , в том числе и предложенного самим Генри Эйрингом. В результате выявлено, что лишь разработанный нами экспериментальный способ оценки значений B соответствует реальным процессам в неньютоновской жидкости, поскольку лишь при таких расчетах повышение температуры и сдвиговых деформаций приводит к значениям $\Delta S > 0$, указывающим на деструктурирующее действие этих факторов на исследуемую жидкость. Показано, что иные способы расчета B могут приводить к некорректным значениям $\Delta S < 0$ и, как следствие, ошибочным выводам о происходящих внутри неньютоновской жидкости процессах.

Ключевые слова

Неньютоновские жидкости, вязкость, уравнения Аррениуса и Эйринга, скорость и напряжение сдвига, изменения энтропии и энтальпии.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-95-110

Введение

Исследованию вязкости неньютоновских жидкостей (НЖ) посвящено огромное число работ, обзоры которых приведены, например, в [8, 11, 21, 24]. В качестве таких жидкостей преимущественно рассматриваются дисперсные системы (ДС) с жидкой дисперсионной средой и дисперсной фазой из твердых частиц [8, 11, 21, 24, 25]. Примерами НЖ являются также все нефти, представляющие собой, согласно исследованиям последних лет, нефтяные дисперсные системы (НДС), частицами в которых являются многокомпонентные наноагрегаты из молекул асфальтенов, смол и парафинов [3, 6, 17, 19]. В связи со сложностью анализа свойств многокомпонентных НДС особый интерес вызывает выявленное в [12, 16] подобие реологических свойств нефтяных и более простых по составу концентрированных мицеллярных нанодисперсных систем (МДС). Учитывая, что рассмотрение вязкости НЖ в виде таких МДС вплоть до работ [12, 16] фактически отсутствовало, представляется актуальным их доскональное изучение.

Целью данной работы является проведение такого исследования на примере образца высоковязкой однокомпонентной МДС известного химсостава, а также анализ на основании результатов этого исследования существующих теоретических методов описания экспериментальных данных по вязкости НЖ.

Объекты и методы исследования

Исследование проведено на примере ~98% (1-2% примеси) жидкой товарной формы синтанола АЛМ-7 (ООО «Завод синтанолов», ГК «Норкем», Россия). Этот реагент ($C_{12}H_{25}O(C_2H_4O)_7H$ — оксиэтилированный спирт) является неионогенным поверхностно-активным веществом и представляет собой бесцветную однородную высоковязкую жидкость с молярной массой $M = 0,494$ кг/моль и плотностью $\rho = 970$ кг/м³ при температуре $T = 25$ °С.

Измерение вязкости АЛМ-7 проводилось по описанной в [12, 16] методике с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV-II-Pro при температурах $T = 20-60$ °С и скоростях сдвига $\nu = 20-200$ с⁻¹. Необходимая температура в измерительной ячейке вискозиметра обеспечивалась с помощью жидкостного термостата «КРИО-ВТ-01» с точностью $\pm 0,1$ °С.

Кроме того, поскольку вязкость ДС определяется релаксационными процессами в них, для данного реагента были исследованы также частотные зависимости тангенса угла его диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) в низкочастотной области (до 10 МГц) по описанной в [13] методике.

Полученные экспериментальные данные и их анализ

Для исследованного в данной работе высоковязкого реагента (~98% синтанол АЛМ-7) наблюдалось типичное для НЖ уменьшение динамической вязкости μ по мере повышения скорости сдвига и температуры (рис. 1).

Рассмотрим сначала пригодность для описания полученных экспериментальных данных уравнения Аррениуса — Френкеля:

$$\mu = C \cdot \exp(E/RT), \quad (1)$$

где E — энергия активации вязкого течения; R — универсальная постоянная; T — температура; C — константа, не зависящая от температуры T и скорости сдвига ν (с⁻¹) [20].

Из уравнения (1) следует, что экспериментально выявляемое у НЖ снижение динамической вязкости μ при повышении скорости сдвига ν (с⁻¹) и температуры T должно сопровождаться снижением энергии активации вязкого течения E . Но представленные на рис. 1 уравнения линейных аппроксимаций температурных зависимостей вязкости в переменных $\ln \mu$ и $1/T$ указывают на то, что повышение скорости сдвига сопровождается не снижением, а, наоборот, повышением значений E (на это указывают значения коэффициентов k при x в приведенных на рис. 1 уравнениях). В результате приходим к выводу, что уравнение (1) не пригодно для описания вязкости НЖ. Причина этого выявляется при использовании вместо (1) уравнения Эйринга $\mu = B \cdot \exp(\Delta G/RT)$, которое представим в виде:

$$\ln \mu = \ln B + (\Delta H - T\Delta S)/RT = \Delta H/RT - (\Delta S/R - \ln B) = \Delta H/RT - A, \quad (2)$$

где ΔG , ΔH и ΔS — изменения свободной энергии Гиббса, энтальпии и энтропии; $A = \Delta S/R - \ln B$; B — константа (предэкспонента) [4, 14].

Из (2) следует, что по температурной зависимости $\ln \mu$ от $1/T$ находятся значения не C и E в (1), а ΔH и A [14]. Причем несоответствие уравнения (1) экспериментальным данным по вязкости НЖ обусловлено пренебрежением в нем величиной ΔS , что корректно только для ньютоновских жидкостей.

Из (2) следует, что уменьшение вязкости НЖ при повышении скорости сдвига, несмотря на происходящее при этом увеличение ΔH , может происходить лишь за счет компенсации увеличения ΔH одновременным увеличением ΔS [12, 14, 15]. Таким образом, выявляется, что теоретическая интерпретация вязкости НЖ невозможна без оценки значений ΔS , что на данный момент позволяет осуществить лишь их расчет по экспериментально найденной в уравнении (2) величине A :

$$A = \Delta S/R - \ln B. \quad (3)$$

Сложность таких расчетов обусловлена неопределенностью значений предэкспоненты B в (3). На этом основании оценка влияния ΔS на вязкость НДС и МДС проводилась нами ранее лишь с точностью до неопределенной константы [15].

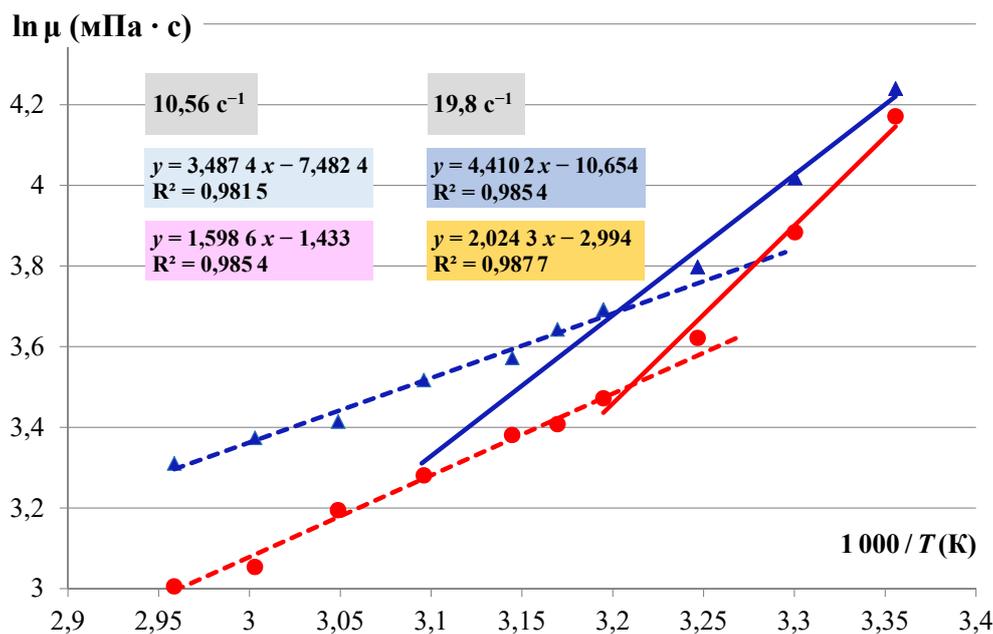


Рис. 1. Температурные зависимости вязкости μ (мПа · сек) синтанола АЛМ-7 при скоростях сдвига, равных 10,56 и 19,8 s^{-1}

Fig. 1. Temperature dependences of viscosity μ (mPa · s) for sintanol ALM-7 at shear rates 10.56 and 19.8 s^{-1}

В зарубежных работах вплоть до последних лет для этого используются значения B , рассчитанные по соотношению Эйринга:

$$B = RT/(f \cdot V_M) = (h \cdot N_A)/V_M, \quad (4)$$

где h — постоянная Планка; N_A — число Авогадро; V_M — молярный объем [4, 14]. Соотношение (4) основывается на гипотезе Эйринга, что частота, с которой молекулы жидкостей перемещаются на новое положение равновесия, для всех жидкостей одинакова и равна $f \approx 6 \cdot 10^{12}$ Гц. Однако рис. 2 на примере четырех однокомпонентных НЖ, вязкость которых значительно зависит от скорости сдвига, демонстрирует, что релаксационные процессы в них происходят на частотах на несколько порядков меньше, чем полагал Г. Эйринг.

Все имеющиеся в литературе иные способы расчета B основываются на значениях вязкости жидкостей при температуре $T \rightarrow \infty$, при которой $\Delta G/RT \rightarrow 0$. То есть полагается, что B равно вязкости жидкости при $T \rightarrow \infty$. В [18] на основании того, что при $T \rightarrow \infty$ вязкость любых жидкостей оказывается близкой, предложено считать значение $B = 0,1$ мПа · с для всех жидкостей. А в серии отечественных работ по вязкости НДС [1, 2, 5, 7, 9, 10] для расчета B используется соотношение:

$$B (\text{Па} \cdot \text{с}) = T \cdot (6,6 - 2,25 \lg M) \cdot 10^{-8}, \quad (5)$$

где M — молярная масса вещества (кг/моль).

С результатами таких расчетов в данной работе были сопоставлены значения B , найденные разработанным нами в [14] экспериментальным методом. Этот метод основывается на исследовании вязкости ДС в зависимости от двух факторов — температуры и скорости сдвига — и заключается в расчетах по уравнениям

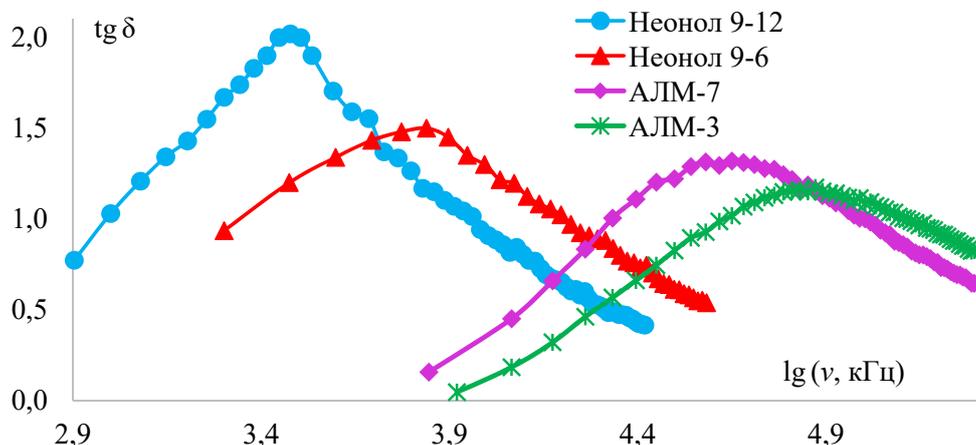


Рис. 2. Частотные зависимости $\text{tg } \delta$ при 25 °С для четырех НЖ (~98% синтанол АЛМ-7)

Fig. 2. Frequency dependences of $\text{tg } \delta$ at 25 °С for four non-Newtonian fluids (~98% sintanol ALM-7)

линейных аппроксимаций зависимостей $\ln \mu$ от $1/T$ при нескольких скоростях сдвига для данной ДС набора значений ΔH и A . Зависимость $A(\Delta H)$, полученная по такому набору ΔH и A , для исследуемой в данной работе НЖ приведена на рис. 3.

Как видим, зависимость $A(\Delta H)$ для АЛМ-7 (аналогично другим НЖ, а также НДС и МДС) является линейной с достоверностью $R^2 > 0,999$, поэтому может быть представлена в виде уравнения:

$$A = \beta \cdot \Delta H - A_o. \quad (6)$$

Сопоставляя уравнения (6) и (3), находим, что

$$\Delta S = \beta R \Delta H, \ln B = A_o. \quad (7)$$

В таком случае из представленного на рис. 3 уравнения получаем для АЛМ-7 значение $\ln B$ (мПа · с) = $A_o = 3,345 6$, $B = 28,38$ мПа · с.

В таблице 1 найденное таким способом значение B для АЛМ-7 сопоставлено с его значениями, найденными иными способами.

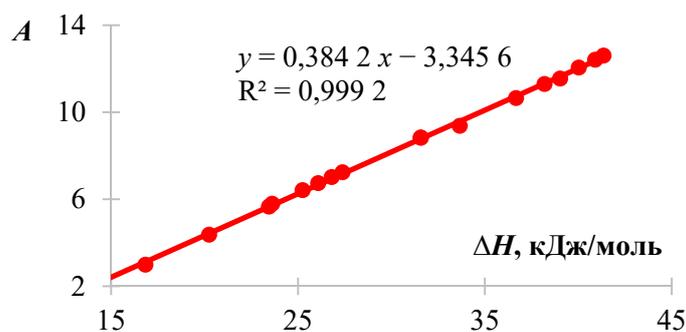


Рис. 3. Зависимость $A(\Delta H)$ для АЛМ-7

Fig. 3. Dependence $A(\Delta H)$ for ALM-7

Таблица 1

Сопоставление значений B и $\ln B$, полученных разными способами

Table 1

Comparison of B and $\ln B$ values obtained by different methods

Способ определения B	B (мПа · с)	$\ln B$ (мПа · с)
Экспериментальный по рис. 3	28,38	3,345 6
По уравнению (4) Эйринга	0,000 78	-7,156
По уравнению (5) при $T = 293$ К	0,021 357	-3,846 37
По уравнению (5) при $T = 323$ К	0,023 544	-3,748 89
По гипотезе А. А. Тагер [18]	0,1	-2,302 59

Затем по приведенным в таблице 1 значениям B и уравнению (3) были рассчитаны зависимости ΔS от скорости сдвига при температурах 20 и 50 °С (рис. 4). Заметим, что для значений B , найденных по экспериментальной зависимости $A(\Delta H)$ на рис. 3, значения $\Delta S > 0$, независимо от температуры и скорости сдвига. Этот же вывод получается из полученного выше соотношения для $\Delta S = \beta R \Delta H$. Поскольку значения β и ΔH в нем положительны, то как для исследуемой в данной работе НЖ, так и для других НЖ, например НДС и МДС, значения ΔS только положительны [14]. Соответственно, повышение температуры или сдвиговых деформаций в подобных ДС сопровождается какими-то деструктурирующими процессами.

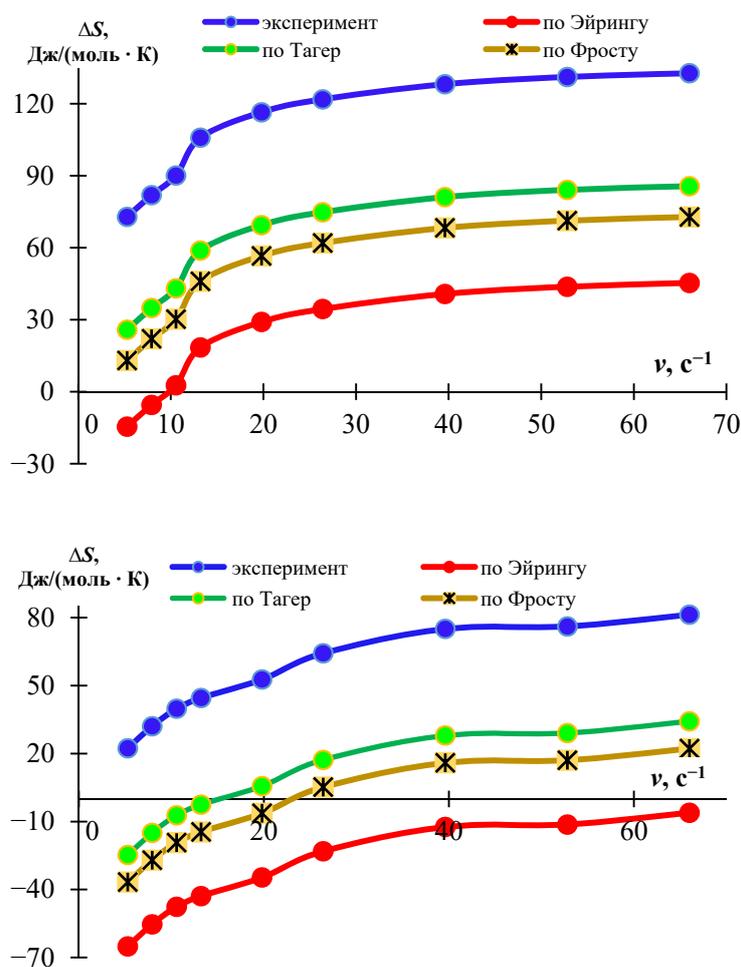


Рис. 4. Зависимости ΔS от скорости сдвига для АЛМ-7 при 20 °С (вверху) и 50 °С (внизу) при разных способах расчета значений B

Fig. 4. Shear rate dependences of ΔS for ALM-7 at 20 °С (above) and 50 °С (below) under different methods of calculating B values

Однако из представленных на рис. 4 кривых следует, что все иные рассмотренные способы расчета B могут приводить к противоположным заключениям о процессах внутри НЖ из-за возможности получения отрицательных значений $\Delta S < 0$, особенно при повышенных температурах. Можно привести целый ряд работ, в которых при использовании соотношений (4) и (5) для расчета B получены значения $\Delta S < 0$, интерпретируемые наличием той или иной упорядоченности в ДС [1, 2, 5, 7, 9, 10, 22, 23].

Однако в случае рассмотренной в данной работе НЖ в виде МДС со сферическими мицеллами с размерами менее 10 нм любая упорядоченность в их расположении, тем более при повышенных температурах и повышенных тепловых колебаниях частиц, исключается. То есть значения $\Delta S < 0$ на рис. 4 есть следствие лишь использования некорректного способа расчета значений B . При применении разработанного в [14] и использованного в этой работе метода нахождения B подобные ошибки исключаются.

Некорректность использования соотношения Эйринга (4) для расчета предэкспоненты B в его уравнении можно выявить по зависимостям не только ΔS от скорости сдвига (рис. 4), но и ΔG от температуры (рис. 5). Так, значения $\Delta G = \Delta H - T\Delta S$, рассчитанные с использованием экспериментально найденных значений B , монотонно уменьшаются по мере повышения температуры, меняя знак при $T > T^*$, где T^* — температура, при которой на зависимости $\ln \mu$ от $1/T$ наблюдается перегиб (рис. 1 и 5).

В [14] на примере НДС и МДС показано, что наличие перегиба на зависимости $\ln \mu$ от $1/T$ при температуре T^* обусловлено фазовым переходом в данных ДС, к которым относится и исследуемая в данной работе НЖ в виде МДС.

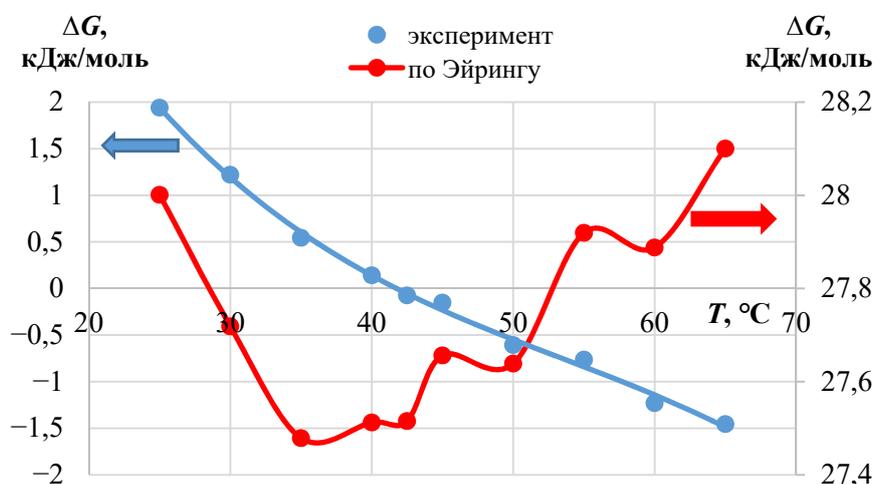


Рис. 5. Температурные зависимости ΔG (кДж/моль) для синтанола АЛМ-7, полученные при использовании разных способов расчета значений B

Fig. 5. Temperature dependences of ΔG (kJ/mol) for sintanol ALM-7 under different methods of calculating B values

Значение $\Delta G < 0$ при $T > T^*$ с точки зрения классической термодинамики указывает на самопроизвольный переход НЖ в более стабильное равновесное состояние. При этом рост значений ΔG , найденных с использованием рассчитанных по соотношению Эйринга значений B , противоречит основам термодинамики, т. к. в условиях проводимого эксперимента при той или иной $T = \text{const}$ и примерно постоянном внешнем давлении ($p \approx 10^5 \text{ Па} = \text{const}$) в ДС самопроизвольно могут протекать лишь процессы, когда $\Delta G \leq 0$.

В заключение рассмотрим информацию, позволяющую получить о НЖ анализ их кривых течения, по которым преимущественно проводится исследование любых жидких ДС (рис. 5). Такие кривые, т. е. зависимости напряжения сдвига τ от скорости сдвига v для синтанола АЛМ-7 соответствуют идеально-пластичному течению неньютоновских жидкостей, поскольку с достоверностью $R^2 \geq 0,999$ являются линейными, а значит, описываются уравнением Бингама [4, 20, 24]:

$$\tau = \tau_0 + \mu^* \cdot v, \quad (8)$$

где τ_0 — величина предельного напряжения сдвига, а μ^* численно равна вязкости жидкости при $v \rightarrow \infty$. Данный вывод подтверждает приведенный на рис. 5 пример уравнения для линии тренда зависимости $\tau(v)$ для температуры $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Найденные по подобным уравнениям значения τ_0 и μ^* для АЛМ-7 представлены на рис. 6 в виде зависимости от температуры.

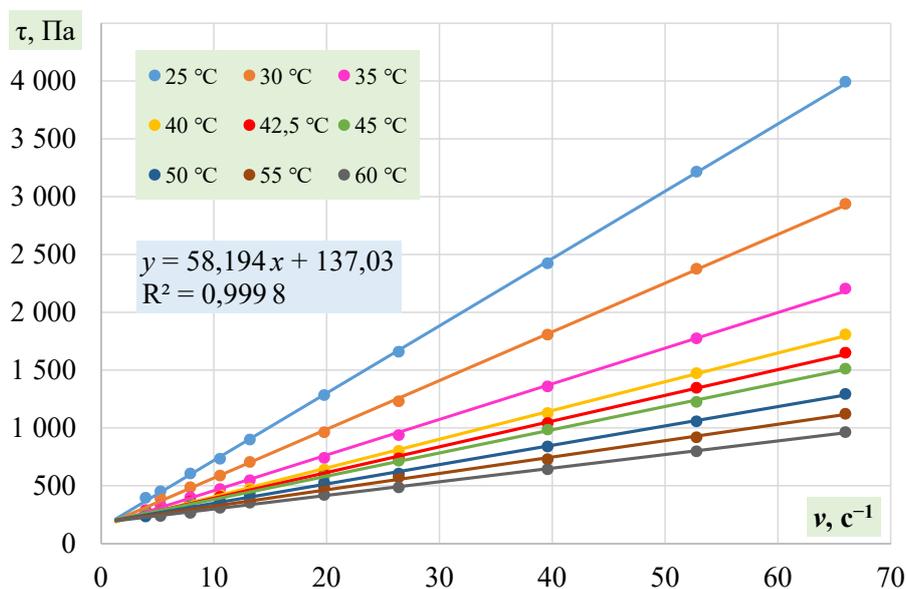


Рис. 6. Зависимости напряжения сдвига τ (Па) от скорости сдвига v (с^{-1}) для синтанола АЛМ-7 при температурах $T = 25\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$

Fig. 6. Dependences the shear stress τ (Pa) from shear rate v (s^{-1}) for sintanol ALM-7 at temperatures $T = 25\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$

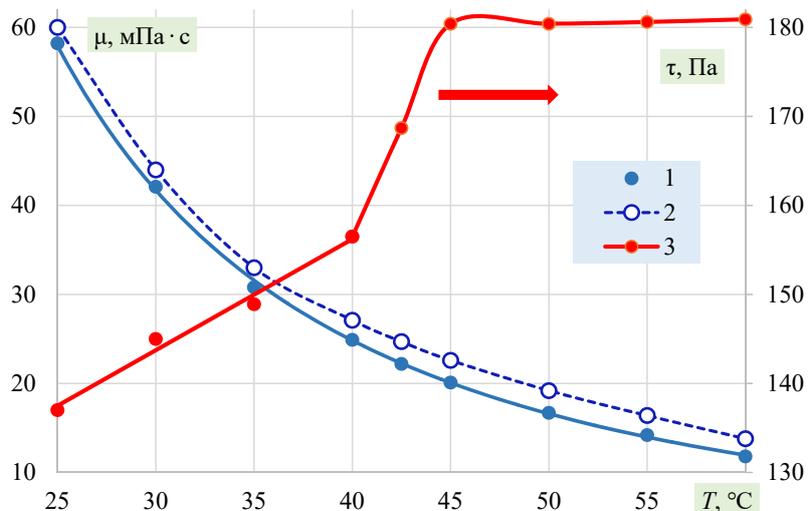


Рис. 7. Температурные зависимости для синтанола АЛМ-7 значений вязкости μ^* (1), μ при скорости сдвига 92 c^{-1} (2) и τ_0 из уравнения (8)

Fig. 7. Temperature dependences for sintanol ALM-7 values of viscosity μ^* (1), μ at shear rate 92 s^{-1} (2) and τ_0 from (8)

Следовательно, при скорости сдвига $\nu = 92 \text{ c}^{-1}$ значение вязкости μ синтанола АЛМ-7 приближается к величине μ^* при $\nu \rightarrow \infty$, соответствующей его вязкости при максимально возможном искажении его состояния. В чем заключается это искажение, позволяет прогнозировать температурная зависимость значений предельного напряжения сдвига τ_0 . Как оказалось, для исследуемой НЖ эта величина достаточно значительна и в диапазоне температур $25\text{-}40 \text{ }^\circ\text{C}$ линейно растет с повышением температуры. Затем в узком диапазоне температур, равном $T^* \pm 2,5 \text{ }^\circ\text{C}$, где $T^* = 42,5 \text{ }^\circ\text{C}$ и соответствует температуре фазового перехода в данной НЖ, фиксируемой по перегибу температурной зависимости ее вязкости в переменных $\ln \mu$ и $1/T$ (рис. 7), наблюдается резкое увеличение значений τ_0 , и при $T^* = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ величина τ_0 достигает максимума.

Заключение

Искажение состояния НЖ при повышении температуры или воздействия сдвиговых деформаций может определяться двумя факторами: разрывом связей между частицами и изменением состояния самих частиц. Достаточно очевидно, что для исследуемой в данной работе НЖ действие первого фактора не является определяющим, поскольку при неизменном состоянии самих частиц он должен приводить к снижению, а не к наблюдаемому в эксперименте увеличению τ_0 . В таком случае главным фактором, влияющим на вязкость НЖ в виде НДС или МДС при повышении температуры или скорости сдвига, является изменение состояния частиц их дисперсной фазы, в частности изменение их размеров, выявленное нами ранее в работах [4, 13, 14, 20].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бойцова А. А. Анализ и сравнение структурно-механических свойств и термодинамических характеристик активации вязкого течения нефтяных дисперсных систем различной природы / А. А. Бойцова, Н. К. Кондрашева, М. Амро // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). 2018. № 44 (70). С. 45-51. DOI: 10.15217/issn1998984-9.2018.44.45
2. Бойцова А. А. Исследование динамической вязкости и компенсационного эффекта в углеводородных средах с высоким содержанием смол и парафинов / А. А. Бойцова, Н. К. Кондрашева, М. Ю. Доломатов // Инженерно-физический журнал. 2017. Том 90. № 6. С. 1581-1587.
3. Ганеева Ю. М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем / Ю. М. Ганеева, Т. Н. Юсупова, Г. В. Романов // Успехи химии. 2011. Том 80. № 10. С. 1034-1050.
4. Глесстон С. Теория абсолютных скоростей реакций. Кинетика химических реакций, вязкость, диффузия и электрохимические явления / С. Глесстон, К. Лейдлер, Г. Эйринг. М.: Иностранная литература, 1946. С. 461-471.
5. Доломатов М. Ю. Исследование взаимосвязи реологических, квантовых и структурно-химических характеристик жидких ароматических углеводородов / М. Ю. Доломатов, Э. А. Ковалева // Бутлеровские сообщения. 2017. Том 52. № 11. С. 35-41. DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/17-52-11-35
6. Задымова Н. М. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства / Н. М. Задымова, З. Н. Скворцова, В. Ю. Траскин и др. // Коллоидный журнал. 2016. Том 78. № 6. С. 675-687.
7. Ишкинин А. А. Получение углеродных связующих материалов с заданными физико-химическими свойствами: автореф. канд. техн. наук / А. А. Ишкинин. Уфа. 2012. 24 с.
8. Кирсанов Е. А. Неньютоновское поведение структурированных систем / Е. А. Кирсанов, В. Н. Матвеевко. М.: ТЕХНОСФЕРА, 2016. 384 с.
9. Кондрашева Н. К. Исследование квазитермодинамических параметров активации вязкого течения многокомпонентных углеводородных систем / Н. К. Кондрашева, А. А. Бойцова // Успехи в химии и химической технологии. 2017. Том 31. № 4. С. 16-18.
10. Кондрашева Н. К. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции / Н. К. Кондрашева, Ф. Д. Байгалов, А. А. Бойцова // Записки Горного института. 2017. Том 225. С. 320-329.
11. Рудяк В. Я. Современное состояние исследований вязкости наножидкостей / В. Я. Рудяк // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Физика. 2015. Том 10. № 1. С. 5-22.
12. Семихина Л. П. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных и мицеллярных дисперсных систем / Л. П. Семихина, И. В. Ковалева // Известия Уфимского научного центра РАН. 2019. № 2. С. 5-14. DOI: 10.31040/2222-8349-2019-0-2-5-14
13. Семихина Л. П. Влияние энтропии на зависимость вязкости наножидкостей от температуры и скорости сдвига / Л. П. Семихина, Д. Д. Коровин //

- Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 3 (27). С. 89-105.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-89-105
14. Семихина Л. П. Изменения энтропии при вязком течении дисперсных систем с фазовым переходом в их частицах / Л. П. Семихина, С. В. Штыков // Письма в Журнал технической физики. 2022. Том 48. № 3.
DOI: 10.21883/PJTF.2022.17.53277.19213
 15. Семихина Л. П. Низкочастотные диэлектрические параметры водных объектов в электрических полях различной напряженности / Л. П. Семихина, Д. Д. Коровин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 79-92. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-79-92
 16. Семихина Л. П. Подобие реологических свойств и фазовых переходов в нефтяных и мицеллярных дисперсных системах / Л. П. Семихина, И. В. Ковалева, Е. С. Демин, Д. В. Семихин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 1. С. 10-26.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-10-26
 17. Сюняев З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. М.: Химия, 1990. 226 с.
 18. Тагер А. А. Активационные параметры вязкого течения и структура концентрированных растворов полимеров / А. А. Тагер, Г. О. Ботвинник // Высокомолекулярные соединения. 1974. Том 16. № 6. С. 1284-1288.
 19. Унгер Ф. Г. Фундаментальные и прикладные результаты исследования нефтяных дисперсных систем / Ф. Г. Унгер. Уфа: Изд-во ГУП ИНХБ РБ, 2011. 264 с.
 20. Френкель Я. И. Кинетическая теория жидкостей / Я. И. Френкель. Л.: Наука, 1975. 227 с.
 21. Malkin A. Ya. Rheology: Concepts, Methods and Applications / Ya. A. Malkin // Toronto: ChemTec, 2012. 510 p.
 22. Moosavi M. Rheological properties of {[bmim]PF₆ + methanol} mixtures at different temperatures, shear rates and compositions / M. Moosavi, A. Daneshvar, E. Sedghamiz // Journal of Molecular Liquids. 2015. Vol. 209. No. 1. Pp. 693-705.
DOI: 10.1016/j.molliq.2015.05.029
 23. Rubio-Hernández F. J. An activation energy approach for viscous flow: A complementary tool for the study of microstructural evolutions in sheared suspensions / F. J. Rubio-Hernández, A. I. Gómez-Merino, R. Delgado-García, N. M. Páez-Flor // Powder Technology. 2017. Vol. 308. Pp. 318-323. DOI: 10.1016/j.powtec.2016.11.071
 24. Uriev N. B. Technology of Dispersed Systems and Materials: Physicochemical Dynamics of Structure Formation and Rheology / N. B. Uriev. Weinheim: Wiley-VCH, 2016. XIV, 178 p.
 25. Yapici K. Dependency of nanofluid rheology on particle size and concentration of various metal oxide nanoparticles / K. Yapici, O. Osturk, Yu. Uludag // Brazilian Journal of Chemical Engineering. 2018. Vol. 35. No. 2. Pp. 575-586.
DOI: 10.1590/0104-6632.20180352s20160172

Lyudmila P. SEMIKHINA¹

Daniil D. KOROVIN²

Dmitry V. SEMIKHIN³

UDC 665.613.22: 532.135

**ANALYSIS OF THEORETICAL METHODS
FOR INTERPRETATION THE NON-NEWTONIAN
FLUIDS VISCOSITY EXPERIMENTAL DATA ***

¹ Dr. Sci (Phys.-Math.),
Director of the Center of Bioactive and Surface-Active Agents,
University of Tyumen
semihina@mail.ru

² Laboratory Research Assistant, Tyumen Industrial University;
Research Engineer, University of Tyumen
danil7b@mail.ru

³ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Information Systems,
Institute of Mathematics and Computer Science,
University of Tyumen
assist@inbox.ru

Abstract

Using a rotary viscometer Brookfield DV-II+Pro, the viscosity of an almost one-component (1-2% impurity) sample of synthanol ALM-7 was studied. In the presented work, this reagent is use as a sample of a highly viscous non-Newtonian fluid and a concentrated micellar disperse system, the particles of the dispersed phase in which are micelles from molecules of this

* The article was prepared under the engineering project titled “Digital Core” being implemented at a world-level transregional West-Siberian Research & Educational Center.

Citation: Semikhina L. P., Korovin D. D., Semikhin D. V. 2022. “Analysis of theoretical methods for interpretation the non-Newtonian fluids viscosity experimental data”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 95-110.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-95-110

surfactant with dimensions less than 10 nm. Using the example of such a fluid, it is shown that the decrease in viscosity observed in it, typical for dispersed systems, as the shear rate increases, is accompanied by an increase in the activation energy of the viscous flow, which is inconsistent with the Arrhenius and Frenkel equation. The reason is that these equations do not take into account the changes in entropy ΔS during the viscous flow of the non-Newtonian fluid, the value of which actually determines the sign of the change in the viscosity of the non-Newtonian fluid with increasing velocity or shear stress. The only way to calculate ΔS now based on the use of the Eyring equation. However, for the correct calculation of ΔS by the temperature dependence of the dynamic viscosity of the non-Newtonian fluid and the Eyring equation, an independent correct way of finding the value of the preexponent B in this equation is necessary.

The article analyzes the methods described in the literature for calculating the values of B , including those proposed by Henry Eyring himself. As a result, it was revealed that only the experimental method we developed for estimating the values of B corresponds to real processes in the non-Newtonian fluid, since only with such calculations does an increase in temperature and shear deformations lead to values of $\Delta S > 0$, indicating the destructive effect of these factors on the non-Newtonian fluid. It is shown that other methods of calculating B can lead to incorrect values of $\Delta S < 0$ and, as a consequence, erroneous conclusions about the processes occurring inside the non-Newtonian fluid.

Keywords

Non-Newtonian fluids, viscosity, Arrhenius and Eyring equations, shear rate and stress, entropy and enthalpy changes.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-95-110

REFERENCES

1. Boytsova A. A., Kondrasheva N. K., Amro M. 2018. "Analysis and comparison of structural — mechanical properties and thermodynamic characteristics of viscous flow activation of oil dispersed systems of various natures". Bulletin of the Saint Petersburg State Institute of Technology (Technical University), no. 44 (70), pp. 45-51. DOI: 10.15217/issn1998984-9.2018.44.45 [In Russian]
2. Boytsova A. A., Kondrasheva N. K., Dolomatov M. Yu. 2017. "Dynamic viscosity and compensation effect in hydrocarbon media with a high content of resins and paraffins". Journal of Engineering Physics and Thermophysics, vol. 90, no. 6, pp. 1506-1512. DOI: 10.1007/s10891-017-1712-9 [In Russian]
3. Ganeeva Yu. M., Yusupova T. N., Romanov G. V. 2011. "Asphaltene nano-aggregates: structure, phase transitions and effect on petroleum systems". Russian Chemical Reviews, vol. 80, no. 10, pp. 993-1008. DOI: 10.1070/RC2011v080n10ABEH004174 [In Russian]
4. Glasstone S., Laidler K., Eyring H. 1946. The theory of rate processes the kinetics of chemical reactions, viscosity, diffusion and electrochemical phenomena. Moscow: Foreign Literature. Pp. 461-471. [In Russian]

5. Dolomatov M. Yu., Kovaleva E. A. 2017. "Relationship study of structurally — mechanical, quantum and structurally — chemistry characteristics of liquid aromatic hydrocarbons". *Butlerov Communications*, vol. 52, no. 11, pp. 35-41. DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/17-52-11-35 [In Russian]
6. Zadymova N. M., Skvortsova Z. N., Traskin V. Yu. et al. 2016. "Heavy oil as an emulsion: composition, structure, and rheological properties". *Colloid Journal*, vol. 78, no. 6, pp. 675-687. [In Russian]
7. Ishkinin A. A. 2012. "Production of carbon binding materials with specified physicochemical properties". *Cand. Sci. (Tech.) abstract*. Ufa. 24 p. [In Russian]
8. Kirsanov E. A., Matvienko V. N. 2016. *Non-newtonian behavior of structured systems*. Moscow: TECHNOSPHERE. 384 p. [In Russian]
9. Kondrasheva N. K., Boitsova A. A. 2017. "Research of quasi-thermodynamic parameters of viscous flow activation of multicomponent hydrocarbon systems". *Advances in Chemistry and Chemical Technology*, vol. 31, no. 4, pp. 16-18. [In Russian]
10. Kondrasheva N. K., Baitalov F. D., Boytsova A. A. 2017. "Comparative assessment of structural and mechanical properties of heavy oils of the Timan-Pechora province". *Notes of the Mining Institute*, vol. 225, pp. 320-329. [In Russian]
11. Rudyak V. Ya. 2015. "Modern status of researches of nanofluids viscosity". *Vestnik Novosibirsk State University. Series: Physics*, vol. 10, no. 1, pp. 5-22. [In Russian]
12. Semikhina L. P., Kovaleva I. V. 2019. "Influence of temperature and shear stress on rheological properties of petroleum and micellar dispersed systems". *Proceedings of the Ufa Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, no. 2, pp. 5-14. DOI: 10.31040/2222-8349-2019-0-2-5-14 [In Russian]
13. Semikhina L. P., Korovin D. D. 2021. "Entropy influence on the dependence of the nanofluids viscosity on temperature and shear rate". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 7, no. 3 (27), pp. 89-105. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-89-105 [In Russian]
14. Semikhina L. P., Shtykov S. V. 2022. "Entropy changes in viscous flow of dispersed systems with phase transition in their particles". *Technical Physics Letters*, vol. 48, no. 3. DOI: 10.21883/PJTF.2022.17.53277.19213 [In Russian]
15. Semikhina L. P., Korovin D. D. 2021. "Low-frequency dielectric parameters of water bodies in electric fields of various intensity". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 7, no. 4 (28), pp. 79-92. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-79-92 [In Russian]
16. Semikhina L. P., Kovaleva I. V., Demin E. S., Semikhin D. V. 2019. "Analogy of rheological properties and phase transitions in oil and micellar disperse systems". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 10-26. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-10-26 [In Russian]
17. Syunyaev Z. I., Syunyaev R. Z., Safieva R. Z. 1990. *Oil dispersed systems*. Moscow: Khimiya. 226 p. [In Russian]
18. Tager A. A., Botvinnik G. O. 1974. "Activation parameters of viscous flow and structure of concentrated polymer solutions". *High-Molecular Compounds*, vol. 16, no. 6, pp. 1284-1288. [In Russian]
19. Unger F. G. *Fundamental and applied results of the study of oil dispersed systems*. Ufa: Publishing House of SUE IPCP RB. 2011. 264 p. [In Russian]

20. Frenkel Ya. I. 1975. Kinetic theory of liquids. Leningrad: Nauka. 227 p. [In Russian]
21. Malkin A. Ya. 2012. Rheology: Concepts, methods and applications. Toronto: ChemTec. 510 p.
22. Moosavi M., Daneshvar A., Sedghamiz E. 2015. "Rheological properties of {[bmim]PF₆ + methanol} mixtures at different temperatures, shear rates and compositions". *Journal of Molecular Liquids*, vol. 209, no. 1, pp. 693-705. DOI: 10.1016/j.molliq.2015.05.029
23. Rubio-Hernández F. J., Gómez-Merino A. I., Delgado-García R., Páez-Flor N. M. 2017. "An activation energy approach for viscous flow: A complementary tool for the study of microstructural evolutions in sheared suspensions". *Powder Technology*, vol. 308, pp. 318-323. DOI: 10.1016/j.powtec.2016.11.071
24. Uriev N. B. 2016. Technology of dispersed systems and materials: Physicochemical dynamics of structure formation and rheology. Weinheim: Wiley-VCH. XIV, 178 p.
25. Yapici K., Osturk O., Uludag Yu. 2018. "Dependency of nanofluid rheology on particle size and concentration of various metal oxide nanoparticles". *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, vol. 35, no. 2, pp. 575-586. DOI: 10.1590/0104-6632.20180352s20160172

Александр Иванович ФИЛИППОВ¹
Оксана Валентиновна АХМЕТОВА²
Марина Анатольевна ЗЕЛЕНОВА³

УДК 532.685

ПОЛЕ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ И СКВАЖИНЕ С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ПРИ ОТБОРЕ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ОСТАНОВКЕ*

¹ доктор технических наук, профессор
кафедры общей и теоретической физики,
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета
filippovai1949@mail.ru; ORCID: 0000-0002-0964-9805

² доктор физико-математических наук, профессор
кафедры общей и теоретической физики,
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета
ahoksana@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-8196-7533

³ кандидат физико-математических наук, доцент
кафедры общей и теоретической физики,
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета
marina_ag@inbox.ru; ORCID: 0000-0003-1379-0358

Аннотация

Представлено аналитическое решение нестационарной задачи фильтрации с учетом изменения динамического уровня жидкости в добывающей скважине при отборе с переменным дебитом, которое позволило построить расчетные формулы поля давления в скважине при работе с постоянной производительностью насоса и при последующей остановке.

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 22-22-00132).

Цитирование: Филиппов А. И. Поле давления в пласте и скважине с учетом динамического уровня при отборе и последующей остановке / А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, М. А. Зеленова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 111-124. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

Задача содержит уравнение пьезопроводности для нестационарной плоско-радиальной фильтрации в пласте, окруженном непроницаемыми подошвой и крышкой. Она включает также интегро-дифференциальное условие, связывающее поля давлений в скважине и пласте, условие равенства давлений на выходе из пласта в скважину, отсутствие возмущений в начальный момент времени и в удаленных участках коллектора.

При построении точного аналитического решения задачи в безразмерных переменных использовано интегральное преобразование Лапласа — Карсона по времени. Оригиналы решения также получены аналитически и содержат функции Бесселя нулевого и первого порядка. Общее аналитическое решение для давления при отборе с постоянным дебитом и при последующей остановке записывается с помощью функции Хевисайда. На основе найденного решения выполнены вычислительные эксперименты, в которых варьируются фильтрационно-емкостные параметры нефтенасыщенного пласта, а остановки насоса выполняются на различных этапах эксплуатации скважины: релаксации, переходном этапе и стабилизации.

Установлено, что основное влияние на динамику поля давления оказывает величина проницаемости продуктивного пласта. Уменьшение вытесняющей способности коллектора на порядок приводит к увеличению амплитуды возмущения давления на 25-35%. Однако влияние этого параметра не превышает вклад проницаемости. Вклад пористости коллектора составляет менее 6% от амплитудных значений давления в режиме стабилизации. Вязкость отбираемого флюида оказывает существенное воздействие на значение давления, регистрируемое в скважине.

Ключевые слова

Фильтрация, дебит, скважина, насосное оборудование, точное решение, интегральное преобразование Лапласа — Карсона, вычислительный эксперимент.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

Введение

Современные гидродинамические методы исследования нефтяных и газовых скважин и пластов дают возможность получать по промысловым данным важнейшие параметры пласта, на основании которых проектируются и осуществляются процессы технологии добычи, составляются схемы и проекты и осуществляется анализ процесса разработки месторождений [6, 9]. Этими исследованиями определяют такие параметры, как, например, фильтрационные сопротивления, пьезопроводность, величины и соотношения пластовых и забойных давлений, дебитов, продуктивности скважин, а также устанавливают связи между скважинами и др. [7]. Кривые стабилизации и восстановления давления несут информацию о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта.

Современные гидродинамические симуляторы, основанные на развитых моделях поля давления в пластах и скважинах, позволяют быстро и эффективно провести анализ результатов гидродинамических исследований [1, 13]. При этом важнейшие фильтрационные характеристики определяются на основе решения

некорректных обратных задач как с применением конечно-разностных, так и аналитико-численных решений прямых задач [3, 5, 8]. При этом, как показывает практика, аналитико-численные решения более экономичны и эффективны.

В статье на основе аналитического решения исследовано влияние фильтрационно-емкостных характеристик пласта и вязкости флюида на поле давления в пласте и скважине после пуска насоса и после его остановки с учетом влияния динамики уровня жидкости в скважине.

Постановка задачи и методы решения

Задача о поле давления в системе «скважина — пласт» с учетом изменения динамического уровня жидкости в скважине содержит следующие уравнения и соотношения [11, 12]:

- уравнение, связывающее поля давлений в скважине P_{1d} и пласте P_d :

$$\frac{\partial P_{1d}}{\partial t} - \frac{2\pi\rho g}{S\mu} \int_{-H_1}^{H_2} k_r(z_d) \left(r_d \frac{\partial P_d}{\partial r_d} \right) \Big|_{r_d=r_0} dz_d = -\frac{\rho g}{S} Q(t), \quad (1)$$

$$r_d < r_0, \quad t > 0;$$

- уравнение пьезопроводности с переменными коэффициентами, отражающими вертикальную неоднородность осадочных пород:

$$\mu\beta m(z_d) \frac{\partial P_d}{\partial t} = k_r(z_d) \frac{1}{r_d} \frac{\partial}{\partial r_d} \left(r_d \frac{\partial P_d}{\partial r_d} \right) + \frac{\partial}{\partial z_d} \left(k_z(z_d) \frac{\partial P_d}{\partial z_d} \right), \quad (2)$$

$$r_d > r_0, \quad -H_1 < z_d < H_2, \quad t > 0;$$

- на бесконечности по латерали задано условие постоянного давления:

$$P_d|_{r_d \rightarrow \infty} = P_s;$$

- флюидонасыщенная область считается изолированной от окружающих ее сверху и снизу пород:

$$\frac{\partial P_d}{\partial z_d} \Big|_{z_d=-H_1} = 0, \quad \frac{\partial P_d}{\partial z_d} \Big|_{z_d=H_2} = 0;$$

- начальные условия соответствуют невозмущенному пластовому давлению:

$$P_d|_{t=0} = P_s, \quad P_{1d}|_{t=0} = P_s; \quad (3)$$

- давление на выходе из пласта совпадает с давлением в скважине:

$$P_d|_{r_d=r_0} = P_{1d}. \quad (4)$$

Здесь β — величина упругоёмкости, а точнее — вытесняющая способность пористой среды, Па⁻¹ [10].

Решение задачи получено с использованием интегрального преобразования Лапласа — Карсона и представлено как [2]:

$$P = -\frac{2}{\pi} \int_0^\tau q(\tau - x) \int_0^\infty e^{-u^2 x} dx F(r, u) du, \quad (5)$$

$$\text{где } F(r, u) = \frac{J_0(ru)[uY_0(u) - \alpha Y_1(u)] - Y_0(ru)[uJ_0(u) - \alpha J_1(u)]}{[uJ_0(u) - \alpha J_1(u)]^2 + [uY_0(u) - \alpha Y_1(u)]^2}. \quad (6)$$

В (5), (6) приняты обозначения:

$$\begin{aligned} \tau &= \frac{\langle k_r \rangle t}{\mu \langle m \beta \rangle r_0^2}, \quad r = \frac{r_d}{r_0}, \quad P = \frac{P_d - P_s}{P_0}, \quad P_1 = \frac{P_{1d} - P_s}{P_0}, \\ \alpha &= \rho g H \langle m \beta \rangle \frac{2\pi r_0^2}{S}, \quad q(\tau) = \frac{\rho g \mu \langle m \beta \rangle r_0^2}{P_0 \langle k_r \rangle S} Q\left(\frac{\mu \langle m \beta \rangle r_0^2}{\langle k_r \rangle} \tau\right). \end{aligned} \quad (7)$$

Из выражений (5), (6) получены соотношения, описывающие поле давления при остановке насоса после работы с постоянным отбором:

$$q(\tau) = \begin{cases} q, & 0 < \tau < T, \\ 0, & \tau > T, \end{cases} \quad \text{или } q(\tau) = q\Phi(T - \tau).$$

В промежутке времени $0 < \tau < T$ решение (5) полностью совпадает с описанным в [4]. В области времени $\tau > T$ решение имеет вид:

$$\begin{aligned} P &= -\frac{2q}{\pi} \int_0^\infty \frac{du}{u^2} (1 - e^{-u^2 \tau}) F(r, u) + \\ &+ \frac{2q}{\pi} \int_0^\infty \frac{du}{u^2} (1 - e^{-u^2(\tau - T)}) F(r, u). \end{aligned} \quad (8)$$

Общее аналитическое решение для давления при отборе с постоянным дебитом и при последующей остановке записывается с помощью функции Хевисайда $\Phi(x)$:

$$\begin{aligned} P &= -\frac{2q}{\pi} \int_0^\infty \frac{du}{u^2} \{ (1 - e^{-u^2 \tau}) - \\ &- \Phi(\tau - T)(1 - e^{-u^2(\tau - T)}) \} F(r, u). \end{aligned} \quad (9)$$

Результаты вычислительных экспериментов и их обсуждение

На рис. 1-4 приведены кривые зависимостей абсолютных значений возмущений давления от времени, рассчитанные по формуле (9), при следующих общих значениях физических параметров: $r_0 = 0,1$ м; $g = 9,8$ м/с²; $S = 0,031$ м²; $Q = 5,787 \cdot 10^{-5}$ м³/с. Поскольку на всех рисунках приведены абсолютные значения давления, то при интерпретации кривых следует учитывать, что реальные возмущения давления при отборе из скважины соответствуют отрицательным перепадам.

Рис. 1 иллюстрирует изменение давления на забое скважины при отборе из пластов с различной проницаемостью, толщиной $H = 3$ м, пористостью $m = 0,2$, сжимаемостью $\beta = 10^{-9}$ Па⁻¹ и при последующей остановке. Насыщающий флюид имеет вязкость $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Па · с и плотность $\rho = 900$ кг/м³.

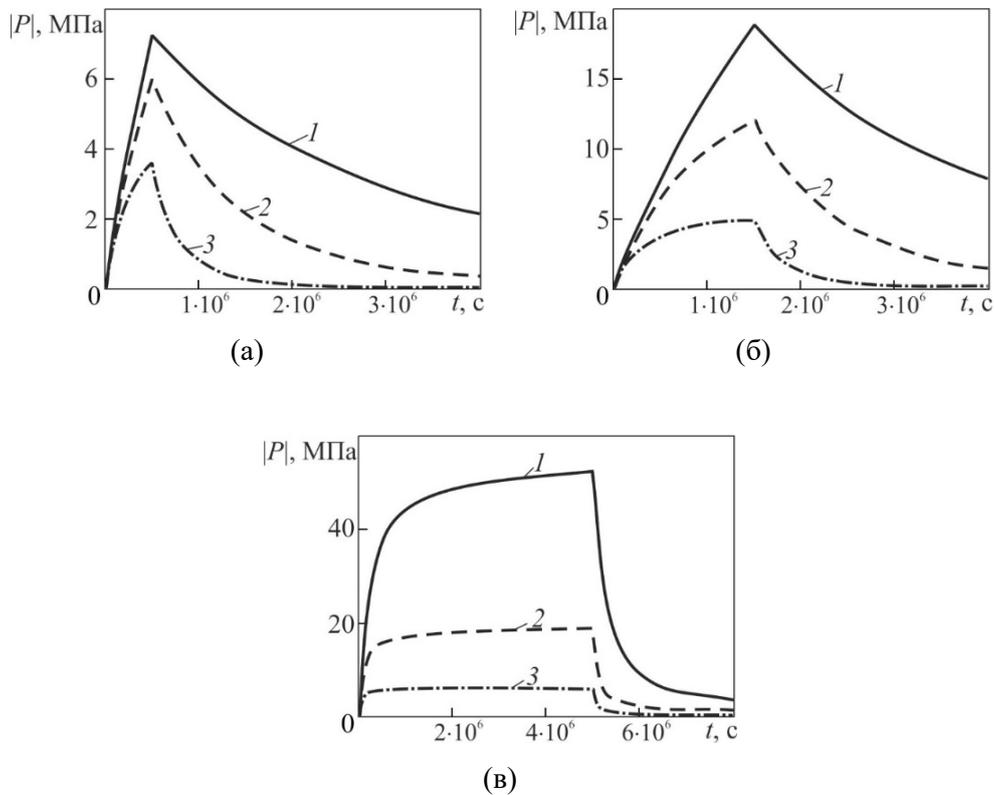


Рис. 1. Динамика абсолютных значений давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при разных значениях проницаемости эксплуатируемого пласта: кривые 1 соответствуют проницаемости $k = 10^{-14}$ м², 2 — $3 \cdot 10^{-14}$ м², 3 — 10^{-13} м²

Fig. 1. Dynamics of absolute pressure values in the well during operation and after stopping the pump at different times at different values of the permeability of the reservoir being exploited: curves 1 correspond to the permeability $k = 10^{-14}$ м², 2 — $3 \cdot 10^{-14}$ м², 3 — 10^{-13} м²

Кривые, приведенные на рис. 1а, рассчитаны для времени работы насоса перед остановкой $\tau = 5 \cdot 10^5$ с. Кривая 1 соответствует проницаемости пласта $k = 10^{-14}$ м², кривая 2 — $3 \cdot 10^{-14}$ м², кривая 3 — 10^{-13} м². Наибольшее отклонение давления от естественного, как следует из анализа кривых, приведенных на рисунке, достигается при малых значениях проницаемости коллектора $k = 10^{-14}$ м², при этом за всё время работы насоса реализуется только этап релаксации [12], соответствующий изменению давления со временем, близкому к линейному. Темп восстановления давления при этом является минимальным из всех представленных кривых, а время восстановления достигает максимальных значений.

С увеличением проницаемости (кривые 2 и 3 на рис. 1а) уменьшаются отклонения давления от невозмущенного, а темп восстановления после остановки насоса увеличивается. Заметим, что при значении проницаемости $k = 10^{-13}$ м² (кривая 3) при работе насоса достигается переходный этап эксплуатации скважины [12], характеризующийся существенным отклонением изменения давления от линейного.

На рис. 1б представлены аналогичные кривые, для которых время работы насоса перед остановкой увеличено в три раза: $\tau = 15 \cdot 10^5$ с. Здесь, как и на рис. 1а, для кривой 1 реализуется только этап релаксации. Для кривой 2 осуществляется переходный этап, а для кривой 3 — этап стабилизации [12], когда достигаются логарифмические темпы изменения давления со временем, существенно меньшие, нежели на предыдущих этапах. Амплитудные значения отклонений давления на всех трех кривых возрастают более чем в два раза. Другие отмеченные на рис. 1а закономерности динамики давления сохраняются.

Случай, при котором для всех кривых в процессе работы насоса достигается этап логарифмической стабилизации, представлен на рис. 1в. Он соответствует времени работы насоса: $\tau = 5 \cdot 10^7$ с. Заметим, что отклонение давления от невозмущенного на этапе стабилизации существенно зависит от проницаемости пласта, а в сравнении с переходным этапом возрастает почти в три раза.

Обратим внимание, что при расчетах кривых, представленных на рис. 2-4, использованы те же значения временных интервалов работы насоса перед остановкой, что и на рис. 1. График с литерой а соответствует времени $\tau = 5 \cdot 10^5$ с, с литерой б — $15 \cdot 10^5$ с, а с литерой в — $5 \cdot 10^7$ с.

Рис. 2 иллюстрирует изменение давления на забое скважины при отборе из пластов с проницаемостью $k = 10^{-13}$ м² и различной сжимаемостью. Остальные физические параметры пласта и пластового флюида те же, что и для кривых, представленных на рис. 1.

Кривые 1 соответствуют сжимаемости пласта $\beta = 10^{-9}$ Па⁻¹, кривые 2 — 10^{-8} Па⁻¹, кривые 3 — $5 \cdot 10^{-8}$ Па⁻¹. Анализ кривых на рис. 2 показывает, что изменение сжимаемости в указанных пределах незначительно влияет на темпы установления режимов эксплуатации скважины и восстановления давления после остановки насоса. Это означает, что для всех кривых рис. 2а этап релаксации завершается и начинается переходный этап, для кривых рис. 2б

реализуется переходный этап, а на рис. 2в все кривые свидетельствуют о логарифмической стабилизации.

Сравнение кривых на рис. 2 показывает, что при наименьших значениях сжимаемости пласта достигаются наибольшие отклонения давления от естественного. Уменьшение сжимаемости на порядок приводит к увеличению амплитуды возмущения давления на 10-15%. Максимальные отклонения в режиме стабилизации превышают максимальные отклонения в режиме релаксации более чем в полтора раза.

Рис. 3 иллюстрирует влияние изменения пористости коллектора на поле давления при отборе флюида из пласта и после окончания отбора. Расчетные параметры для пласта (кроме пористости) и пластового флюида приняты те же, что на рис. 1 при проницаемости $k = 10^{-13} \text{ м}^2$. Пористость принимает

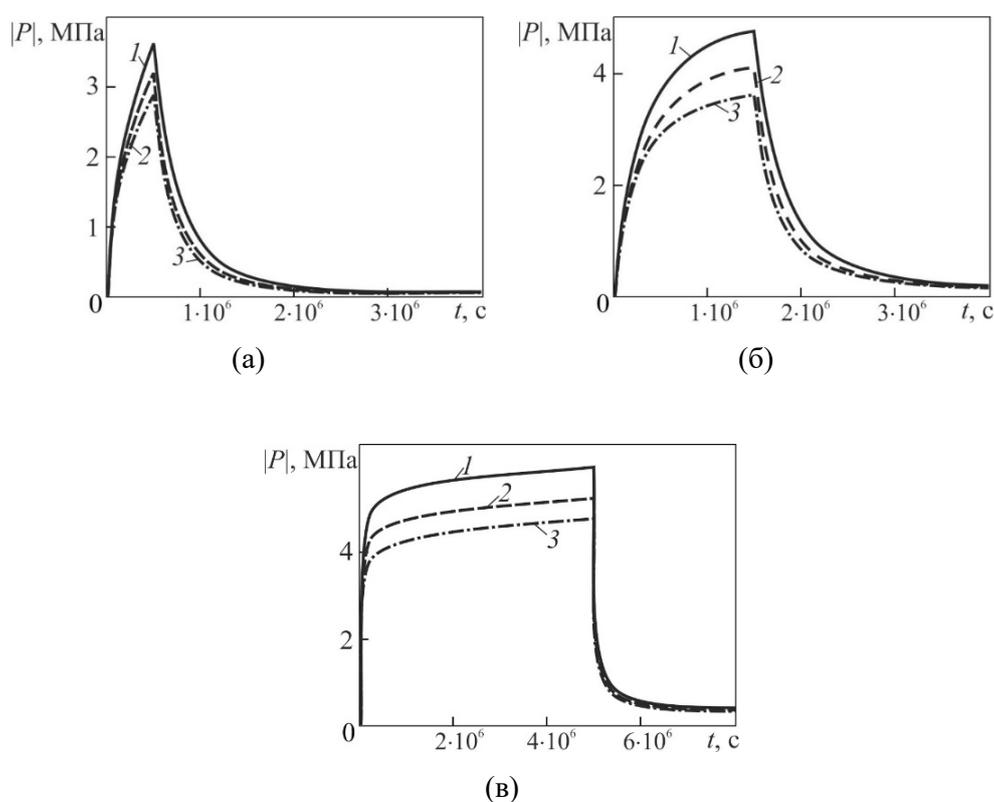


Рис. 2. Динамика давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при разных значениях вытесняющей способности эксплуатируемого пласта: кривые 1 соответствуют сжимаемости $\beta = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, 2 — 10^{-8} Па^{-1} , 3 — $5 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$

Fig. 2. Dynamics of pressure in the well during operation and after stopping the pump at different times at different values of the displacement capacity of the reservoir in operation: curves 1 correspond to compressibility $\beta = 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$, 2 — 10^{-8} Pa^{-1} , 3 — $5 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$

значения $m = 0,1$ (кривые 1), $m = 0,2$ (кривые 2), $m = 0,3$ (кривые 3). Анализ рисунков показывает, что изменение пористости в указанных пределах слабо влияет на динамику давления и темпы его восстановления. Максимальное различие между амплитудными значениями возмущения давления в режиме стабилизации не превышает 6%.

На рис. 4 приведены кривые, отражающие динамику забойного давления при отборе флюида разной вязкости: кривые 1 соответствуют вязкости $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Па · с, кривые 2 — $8 \cdot 10^{-3}$ Па · с, кривые 3 — $2 \cdot 10^{-3}$ Па · с. Расчетные параметры пласта совпадают с принятыми в расчетах кривых на рис. 1 при проницаемости $k = 10^{-13}$ м².

Сопоставление кривых, изображенных на графиках, показывает, что максимальные отклонения давления от невозмущенного пластового соответствуют

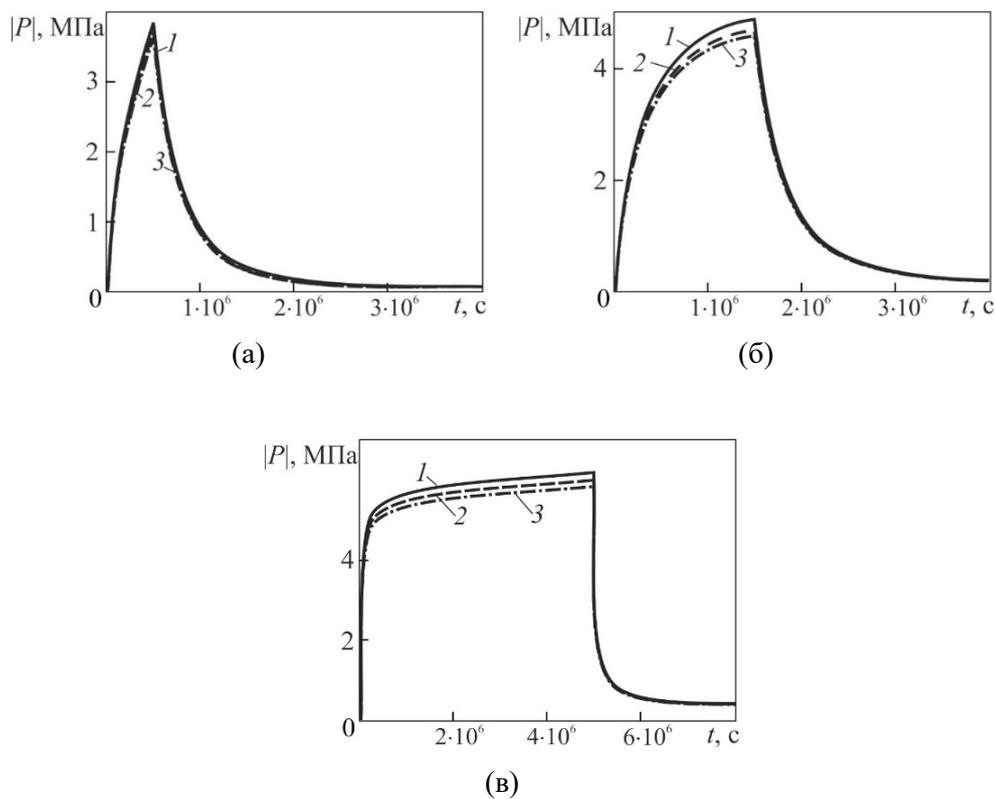


Рис. 3. Динамика давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при разных значениях пористости эксплуатируемого пласта: кривые 1 соответствуют пористости $m = 0,1$, 2 — 0,2, 3 — 0,3

Fig. 3. Dynamics of pressure in the well during operation and after stopping the pump at different points in time for different values of the porosity of the reservoir being exploited: curves 1 correspond to the porosity $m = 0.1$, 2 — 0.2, 3 — 0.3

наибольшим значениям вязкости. Сопоставление кривых 1 и 3 на рис. 4в свидетельствует, что с ростом вязкости на порядок в режиме стабилизации амплитуда давления возрастает почти в девять раз.

Анализ кривых на рис. 4а для $\tau = 5 \cdot 10^5$ с позволяет заключить, что для кривой 1 реализуется этап релаксации, для кривой 2 — переходный этап и этап стабилизации — для кривой 3. Кривые на рис. 4б и 4в свидетельствуют о достижении этапа логарифмической стабилизации при времени эксплуатации насоса от $\tau = 15 \cdot 10^5$ с.

Таким образом, различие вязкостей пластовых флюидов существенно влияет как на темпы достижения режимов эксплуатации скважины, так и на темпы восстановления давления. Чем меньше вязкость, тем быстрее достигается стабилизация давления при отборе и его восстановление после остановки.

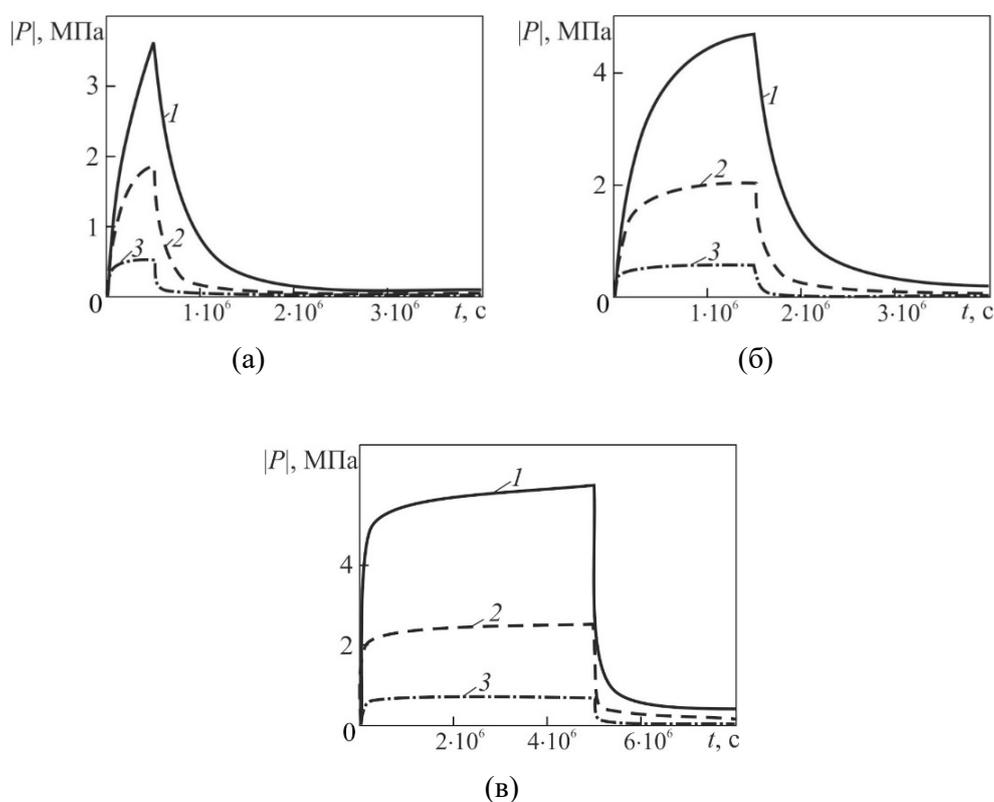


Рис. 4. Динамика давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при различных значениях вязкости отбираемого флюида: кривые 1 соответствуют вязкости $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Па \cdot с, 2 — $8 \cdot 10^{-3}$ Па \cdot с, 3 — $2 \cdot 10^{-3}$ Па \cdot с

Fig. 4. The dynamics of pressure in the well during operation and after stopping the pump at different times for different values of the viscosity of the fluid being taken: curves 1 correspond to the viscosity $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Pa \cdot s, 2 — $8 \cdot 10^{-3}$ Pa \cdot s, 3 — $2 \cdot 10^{-3}$ Pa \cdot s

Заключение

Итак, на основании развитой аналитической модели поля давления во взаимосвязанной системе «скважина — пласт» разработан расчетный модуль и осуществлены вычислительные эксперименты. Анализ результатов расчетов позволил выявить основные параметры, определяющие динамику поля давления в скважине при работе насоса и после его остановки, и уточнить вклад проницаемости, сжимаемости и пористости коллектора, а также вязкости насыщающего флюида в диапазоне наиболее часто встречающихся значений.

Наибольшее влияние на динамику поля давления оказывает величина проницаемости. С уменьшением проницаемости увеличиваются отклонения давления от невозмущенного, а также замедляются темпы достижения релаксации, переходного этапа и стабилизации.

Показано, что уменьшение вытесняющей способности коллектора [10] на порядок приводит к увеличению амплитуды возмущения давления на 10-15%. Однако вклад этого параметра не превышает вклад проницаемости.

Пористость коллектора оказывает наименьшее влияние на динамику поля давления в скважине, которое не превышает 6% от амплитудных значений давления в режиме стабилизации.

С увеличением вязкости растут отклонения давления от невозмущенного, а также увеличивается время достижения этапов эксплуатации скважины. Вычислительные эксперименты показывают, что, наряду с преобладающим влиянием проницаемости, в диапазоне наиболее распространенных значений весомый вклад в динамику давления, регистрируемую в скважине, вносит вязкость отбираемого флюида.

Установленные закономерности имеют важное значение для развития общих представлений о формировании давления во взаимосвязанной системе «скважина — пласт», а также позволят усовершенствовать методы интерпретации результатов измерения величины давления в скважине.

Список используемых обозначений

H — толщина перфорированной области пласта (м); v_r — радиальная компонента скорости фильтрации (м/с); $Q(t)$ — объемный дебит скважины (м³/с); D — объемная производительность пласта (м³/с); r_0 — радиус скважины (м); S — площадь заполняемого сечения ствола скважины (м²); R — радиус контура питания (м); $\langle k \rangle$ — проницаемость (м²); m — пористость; P, P_1 — давления в пласте и скважине соответственно (Па); t — время (с); r, z — координаты цилиндрической системы (м); β — упругоэластичность пористой среды (Па⁻¹); ρ — плотность жидкости (кг/м³); μ — вязкость (Па · с); V — объем жидкости (м³); g — ускорение свободного падения (м/с²); P_0 — нормировочный перепад давления (Па); P_s — невозмущенное поле давления (Па); p — параметр преобразования Лапласа — Карсона.

Нижний индекс d (от англ. *dimensional* — размерный) используется при переходе от размерных величин к безразмерным в случае, когда обозначение величины совпадает в размерной и безразмерной постановке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богданович Т. И. Развитие гидродинамического симулятора «Протей» / Т. И. Богданович, Е. А. Громова // Газовая промышленность. 2010. № 8 (649). С. 36-37.
2. Диткин В. А. Операционное исчисление / В. А. Диткин, А. П. Прудников. М.: Высшая школа, 1966. 405 с.
3. Иктисанов В. А. Особенности притока к скважинам с горизонтальным окончанием / В. А. Иктисанов // Нефтяная провинция. 2017. № 1 (9). С. 95-126. DOI: 10.25689/NP.2017.1.95-126
4. Карслоу Г. С. Теплопроводность твердых тел / Г. С. Карслоу, Д. К. Егер. М.: Наука, 1964. 487 с.
5. Карчевский А. Л. Метод определения фильтрационных характеристик трещиновато-пористого пласта на основе решения обратной задачи по данным регистрации расходных параметров скважины / А. Л. Карчевский, Л. А. Назарова, Л. А. Назаров // Прикладная механика и техническая физика. 2021. Том 62. № 6 (370). С. 74-80. DOI: 10.15372/PMTF20210609
6. Колеватов А. А. О влиянии технологии гидродинамических исследований скважин на результаты интерпретации / А. А. Колеватов, Ю. М. Штейнберг, А. К. Пономарев, А. Г. Дяченко, Д. В. Солопов // Труды научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук. 2018. Том 8. № 6. С. 16-23. DOI: 10.25682/NIISI.2018.6.0003
7. Лысенко В. Д. Об эффективности гидродинамических исследований скважин / В. Д. Лысенко // Недропользование XXI век. 2007. № 4. С. 60-63.
8. Махмутов А. А. Исследование методики обработки недовосстановленных КВД путем внесения поправки на приток жидкости / А. А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 3. С. 24-26.
9. Невмержицкий Я. В. Об особенностях гидродинамических исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах / Я. В. Невмержицкий // Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). 2017. Том 9. № 2 (34). С. 46-56.
10. Филиппов А. И. Особенности вытеснения жидкости при фильтрации в среде с малой пористостью / А. И. Филиппов, П. Н. Михайлов // Инженерно-физический журнал. 2022. Том 95. № 3. С. 734-741.
11. Филиппов А. И. Поле давления в пласте при заданном дебите скважины / А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, А. А. Ковальский, М. А. Зеленова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 3 (23). С. 58-78. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-58-78
12. Филиппов А. И. Пространственно-временные распределения давления в пласте и скважине при различных режимах отбора / А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, А. А. Ковальский, М. А. Зеленова, Н. А. Унщиков // Инженерно-физический журнал. 2022. Том 95. № 4. С. 883-893.
13. Эйдинов Д. А. tNavigator — гидродинамический симулятор нового поколения / Д. А. Эйдинов // Недропользование XXI век. 2015. № 4 (54). С. 62-69.

Aleksandr I. FILIPPOV¹
Oksana V. AKHMETOVA²
Marina A. ZELENOVA³

UDC 532.685

**PRESSURE FIELD IN THE RESERVOIR AND WELL,
TAKING INTO ACCOUNT THE DYNAMIC LEVEL
DURING THE SELECTION AND SUBSEQUENT SHUTDOWN***

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of General and Theoretical Physics,
Sterlitamak Branch of the Bashkir State University
filippovai1949@mail.ru; ORCID: 0000-0002-0964-9805

² Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of General and Theoretical Physics,
Sterlitamak Branch of the Bashkir State University
ahoksana@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-8196-7533

³ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of General and Theoretical Physics,
Sterlitamak Branch of the Bashkir State University
marina_ag@inbox.ru; ORCID: 0000-0003-1379-0358

Abstract

An analytical solution of the non-stationary filtration problem is presented, taking into account the change in the dynamic level of the fluid in the well during extraction with a variable flow rate, which made it possible to construct calculation formulas for the pressure field in the well when operating at a constant pump performance and subsequent shutdown. The problem contains the equation of piezoconductivity for non-stationary plane-radial filtration in a formation

* The research was supported by the Russian Science Foundation (grant No. 22-22-00132).

Citation: Filippov A. I., Akhmetova O. V., Zelenova M. A. 2022. "Pressure field in the reservoir and well, taking into account the dynamic level during the selection and subsequent shutdown". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 111-124.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

surrounded by an impermeable bottom and tire. It also includes an integro-differential condition connecting the pressure fields in the well and the reservoir, the condition of equality of pressures at the outlet from the reservoir to the well, the absence of disturbances at the initial time and in remote sections of the reservoir.

When constructing an exact analytical solution of the problem in dimensionless variables, the Laplace — Carson integral transformation with respect to time was used. The originals of the solution are also obtained analytically and contain the Bessel functions of the zeroth and first orders. The general analytical solution for the pressure during extraction with a constant flow rate and subsequent shutdown is written using the Heaviside function. Based on the solution found, computational experiments were performed in which the reservoir parameters of the oil-saturated reservoir are varied, and pump stops are performed at various stages of well operation: relaxation, transitional and stabilization.

It has been established that the main influence on the dynamics of the pressure field is exerted by the permeability of the reservoir. Reducing the displacement capacity of the reservoir by an order of magnitude leads to an increase in the amplitude of the pressure perturbation by 25-35%. However, the influence of this parameter does not exceed the contribution of permeability. The contribution of the reservoir porosity is less than 6% of the peak pressure values in the stabilization mode. The viscosity of the sampled fluid has a significant impact on the pressure field recorded in the well.

Keywords

Filtration, flow rate, well, pumping equipment, exact solution, Laplace — Carson integral transformation, computational experiment.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

REFERENCES

1. Bogdanovich T. I., Gromova E. A. 2010. "Development of the hydrodynamic simulator 'Proteus'". *Gas Industry*, no. 8 (649), pp. 36-37. [In Russian]
2. Ditkin V. A., Prudnikov A. P. 1966. *Operational Calculus*. Moscow: Higher School. 405 p. [In Russian]
3. Iktisanov V. A. 2017. "Fluid flow pattern towards horizontal wells". *Neftyanaya Provintsiya*, no. 1 (9), pp. 95-126. DOI: 10.25689/NP.2017.1.95-126 [In Russian]
4. Carslaw H. S., Jaeger J. C. 1964. *Conduction of heat in solids*. Moscow: Nauka. 487 p. [In Russian]
5. Karchevsky A. L., Nazarova L. A., Nazarov L. A. 2021. "Determining the fluid transport properties of a fractured porous reservoir by solving the inverse problem using well output measurements". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 62, no. 6, pp. 952-958. DOI: 10.1134/S0021894421060092
6. Kolevatov A. A., Steinberg Yu. M., Ponomarev A. K., Dyachenko A. G., Solopov D. V. 2018. "Well test interpretation results dependency on survey technology". *Proceedings of the Research Institute of System Research of the Russian Academy of Sciences*, vol. 8, no. 6, pp. 16-23. DOI: 10.25682/NIISI.2018.6.0003 [In Russian]

7. Lysenko V. D. 2007. "On the effectiveness of hydrodynamic studies of wells". *Subsoil Use XXI Century*, no. 4, pp. 60-63. [In Russian]
8. Makhmutov A. A. 2015. "Research of the method of processing of non-completely restored pressure buildup curves by applying the corrections for liquid inflow". *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*, no. 3, pp. 24-26. [In Russian]
9. Nevmerzhitskiy Ya. V. 2017. "On well tests features in the low-permeability reservoirs". *Proceedings of the Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University)*, vol. 9, no. 2 (34), pp. 46-56. [In Russian]
10. Filippov A. I., Mikhailov P. N. 2022. "Specific features of the displacement of liquid during filtration in a low-porosity medium". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. Vol. 95. No. 3. Pp. 721-727. DOI: 10.1007/s10891-022-02529-4
11. Filippov A. I., Akhmetova O. V., Kovalskiy A. A., Zelenova M. A. 2020. "The pressure field in the reservoir at a given well flow rate". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 6, no. 3 (23), pp. 58-78. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-58-78 [In Russian]
12. Filippov A. I., Akhmetova O. V., Kovalskii A. A., Zelenova M. A., Unchshikov N. A. 2022. "Spatial-temporal distributions of the pressure in a bed with a well in different regimes of production of a fluid from the well". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, vol. 95, no. 4, pp. 867-877. DOI: 10.1007/s10891-022-02555-2
13. Eidinov D. A. 2015. "tNavigator — hydrodynamic simulation of a new generation". *Subsoil Use XXI Century*, no. 4 (54), pp. 62-69. [In Russian]

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Александр Дмитриевич БЕКМАН¹

УДК 622.276

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА КАРТИРОВАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ РЕГУЛЯРИЗАЦИИ ЗАДАЧИ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ CRMP-TM

¹ кандидат физико-математических наук, главный инженер проекта,
Тюменский нефтяной научный центр
adbekman@rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5907-523X

Аннотация

Для обеспечения возможности оперативного принятия решений в процессе разработки месторождений углеводородов эксперты всё чаще отказываются от медленных 3D гидродинамических моделей в пользу более простых прокси-моделей. В частности, для решения такой важной задачи анализа разработки, как картирование пластовых давлений, ранее была предложена прокси-модель CRMP-TM. Данная прокси-модель позволяет на основе промысловых данных восстановить значения пластовых давлений по скважинам для каждого шага моделируемого временного интервала. Полученные значения могут быть использованы для картирования пластовых давлений. В настоящей статье приведены примеры ситуаций, в которых опубликованная ранее методика

Цитирование: Бекман А. Д. Улучшение качества картирования пластового давления за счет регуляризации задачи адаптации модели CRMP-TM / А. Д. Бекман // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 125-143.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143

использования модели CRMP-ТМ неприменима. Предложена новая методика, позволяющая расширить применимость указанной модели на рассмотренные ситуации, а также уточнить получаемые оценки значений пластовых давлений для нагнетательных скважин. Представлены результаты численных экспериментов, подтверждающие, что при использовании новой уточненной модели точность оценок возрастает.

Ключевые слова

Capacitance-resistive models, CRM, CRMP-ТМ, гидродинамическое моделирование, пластовое давление.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143

Введение

Необходимым этапом при разработке нефтяных месторождений является анализ динамики пластовых давлений, который помогает избежать потерь в темпах добычи нефти из-за таких негативных эффектов, как падение дебитов добывающих скважин, резкое повышение обводненности в них в результате формирования трещин в пласте в окрестности нагнетательных скважин и т. п. Наиболее распространенной формой визуализации данных для такого анализа являются динамические карты пластовых давлений, т. е. набор двумерных поверхностей (функций двух переменных) — по одной для каждого анализируемого временного шага. Задача построения таких карт на практике всегда осложнена нехваткой достоверных данных: непосредственные наблюдения рассматриваемого параметра с помощью гидродинамических исследований в скважинах проводятся по экономическим причинам не так часто, поэтому в результате не удается собрать достаточно информации, чтобы сформировать полную картину. Для построения адекватной карты на заданный временной шаг необходимо достоверное значение пластового давления для каждой скважины на исследуемом участке месторождения, причем методы интерполяции не помогают распространить значения с одних скважин на другие. Это связано с эллиптичностью дифференциального уравнения, описывающего распределение давления [1]: в точках расположения работающих скважин имеют место локальные экстремумы, которые не могут быть восстановлены методами интерполяции. С другой стороны, наиболее достоверные карты пластовых давлений можно получить с помощью гидродинамического моделирования (ГДМ), однако его использование имеет ряд недостатков. Среди них — необходимость использования данных, имеющих низкую достоверность: проинтерполированных полей фильтрационно-емкостных свойств пород, кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и т. п. При этом главной проблемой представляется существенная вычислительная сложность ГДМ, что делает его крайне неудобным инструментом для решения задач оперативного анализа состояния разработки и оптимизации системы поддержания пластового давления.

Альтернативой использованию ГДМ, не требующей значительных вычислительных и временных ресурсов, могут служить разного рода упрощенные модели,

так называемые прокси-модели [4]. В [2] автором была предложена прокси-модель CRMP-ТМ, достаточно простая с вычислительной точки зрения, но тем не менее физически содержательная. Использование этой модели позволяет восстановить динамику пластовых давлений в окрестности скважин и картировать пластовое давление на каждый временной шаг исследуемого интервала дат. Однако, как будет показано ниже, задача адаптации модели CRMP-ТМ (т. е. определения ее неизвестных параметров) в общем случае является некорректной вследствие неединственности решения. Для устранения этого недостатка автором настоящей статьи был разработан алгоритм постобработки, выделяющий единственное решение из множества других, определяемых алгоритмом, описанным в [2].

Общие сведения о модели CRMP-ТМ

Модели CRM — семейство физически содержательных, но достаточно простых прокси-моделей, призванных в ряде задач анализа разработки месторождений заменить полноценные 3D гидродинамические модели. Подробный обзор моделей CRM можно найти в [8]. Для всех CRM-моделей характерны определенные общие принципы формулировки задачи и, как правило, схожие способы их решения, а именно:

- в основе моделей CRM лежат уравнение материального баланса и формула Дюпюи;
- формулы модели содержат неизвестные параметры, определяемые в процессе адаптации модели, который сводится к решению некоторой оптимизационной задачи;
- в качестве исходных данных для решения используются наиболее достоверные из имеющихся на практике — замеры дебитов нефти и жидкости, приемистостей (расходов воды нагнетательных скважин), забойных давлений.

Предлагаемая в [2] модель CRMP-ТМ отличается от остальных известных CRM-моделей тем, что неизвестные параметры модели определяются в результате решения не одной, а целой серии оптимизационных задач. Рассмотрим алгоритм этой процедуры подробнее.

Предположим, необходимо исследовать пластовое давление на участке, содержащем NP добывающих и NI нагнетательных скважин. Первый шаг алгоритма адаптации модели CRMP-ТМ предполагает адаптацию модели CRMP [9]. Модель CRMP базируется на следующей формуле оценки дебита добывающей скважины (по одному пласту):

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{(t_n-t_0)}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left(e_j + \sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_{i,k} - \hat{f}_j \tau_j \frac{\Delta p_{j,k}}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{(t_n-t_k)}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{(t_k-t_{k-1})}{\tau_j}} \right), \quad (1)$$

$$j = \overline{1, NP},$$

где j — номер скважины; t_n — n -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки. Известными величинами здесь являются: $q_j(t_0)$ — дебит скважины в начальный момент времени ($\text{м}^3/\text{сут}$); $I_{i,k}$ — приемистость i -й нагнетательной скважины на k -м временном шаге ($\text{м}^3/\text{сут}$); $p_{j,k}$ — забойное давление в j -й добывающей скважине на k -м временном шаге (атм). Неизвестными величинами являются: τ_j — обратный коэффициент падения добычи (сут); \hat{J}_j — коэффициент продуктивности ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$); e_j — интенсивность аквифера ($\text{м}^3/\text{сут}$); f_{ij} — коэффициент взаимного влияния между j -й добывающей и i -й нагнетательной скважиной. Адаптация модели представляет собой минимизацию целевой функции (ЦФ):

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{n=1}^T (\tilde{q}_{j,n} - q_j(t_n))^2, \quad (2)$$

где $\tilde{q}_{j,n}$ — фактический дебит j -й скважины за n -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки ($\text{м}^3/\text{сут}$). Исходя из физического смысла величин и прочих экспертных соображений, на все неизвестные параметры накладываются ограничения сверху и снизу и, кроме того, ограничение вида:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, \quad i = \overline{1, NI},$$

которое обеспечивает непротиворечивость решения с точки зрения закона сохранения массы. Эффективный алгоритм решения такой оптимизационной задачи можно найти в [3]. Адаптированные модели CRMP применяются для анализа состояния разработки нефтяных месторождений, а также решения таких задач, как оценка эффективности геолого-технических мероприятий, оптимизация процесса заводнения и др. [5-7]. Что касается задачи картирования полей давления, то можно отметить, что в теории настроенная модель CRMP позволяет восстановить динамику пластового давления в окрестностях добывающих скважин. Пластовое давление в окрестности добывающей скважины с индексом j может быть определено по формуле Дюпюи (3) или из конечно-разностного аналога уравнения материального баланса (4):

$$\hat{P}_{D,j,t} = \hat{P}_{wf,j,t} + \frac{q_{j,t}}{\hat{J}_j}, \quad (3)$$

$$\hat{P}_{C,j,t} = \hat{P}_{C,j,t-1} + \frac{\sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_{i,t} - q_{j,t}}{\hat{J}_j \tau_j}. \quad (4)$$

Здесь $\hat{P}_{wf,j,t}$ — забойное давление (атм) на шаге t , а индексами C и D помечены пластовые давления, выраженные из уравнения материального баланса

(МБ) и формулы Дюпюи соответственно. Заметим также, что очевидных способов восстановить динамику пластового давления в окрестностях нагнетательных скважин модель CRMP не предоставляет, равно как и другие известные CRM-модели. Однако и с добывающими скважинами на практике возможны проблемы, т. к. модель CRMP не всегда способна адекватно восстановить значения параметров \hat{J}_j . К примеру, из формулы (1) следует, что, если забойные давления постоянны или близки к константным, эти параметры либо не могут быть оценены, либо задача их восстановления становится неустойчивой. В частности, константные забойные давления по добывающим скважинам могут быть заданы для экспериментальных синтетических данных, полученных с ГДМ. Другой проблемой, обуславливающей некорректные значения \hat{J}_j , являются искажения забойных давлений вследствие проведенных остановок скважин или различных геолого-технических мероприятий. Возникающие при этом резкие изменения значений забойных давлений модель CRMP компенсирует заниженными значениями \hat{J}_j . Таким образом, значения параметров \hat{J}_j по итогам CRMP-моделирования можно в общем случае считать неизвестными либо недостоверными.

Следующий этап адаптации модели CRMP-ТМ направлен на определение значений \hat{J}_j и \hat{J}_i . Согласно [2], он сводится к серии NI оптимизационных задач — для каждой нагнетательной скважины в отдельности. Сформулируем такую задачу для i -й нагнетательной скважины. Рассмотрим оценку для потока жидкости от этой нагнетательной скважины к j -й добывающей на шаге t согласно модели CRMP в обозначениях, уже использованных выше:

$$L_{ij,t} = f_{ij} I_{i,t}. \quad (5)$$

Будем считать, что эта величина должна быть пропорциональна разности пластовых давлений в окрестности этих скважин:

$$L_{ij,t} = T_{ij} (\check{P}_{C,i,t} - \hat{P}_{D,j,t}). \quad (6)$$

Здесь $\check{P}_{C,i,t}$ — пластовое давление (атм) на шаге t в некоторой окрестности нагнетательной скважины, а $\hat{P}_{D,j,t}$ — добывающей. Коэффициент T_{ij} будем называть проводимостью пласта между i -й нагнетательной и j -й добывающей скважинами. По аналогии с формулами (3) и (4) выразим пластовое давление в окрестности нагнетательной скважины из формулы Дюпюи и уравнения материального баланса:

$$\check{P}_{D,i,t} = \check{P}_{wf,i,t} - \frac{I_{i,t}(1 - \alpha_i)}{\hat{J}_i}, \quad (7)$$

$$\check{P}_{C,i,t} = \check{P}_{C,i,t-1} + \frac{I_{i,t}(1 - \alpha_i) - \sum_{j=1}^{NP} L_{i,j,t}}{c_i V_{p,i}}. \quad (8)$$

Здесь \hat{J}_i — коэффициент приемистости ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$); α_i — доля нецелевой закачки (д. ед.); $V_{p,i}$ — поровый объем в окрестности нагнетательной скважины (м^3); c_i — общая сжимаемость пород и флюидов в этом объеме ($1/\text{Па}$). Все эти параметры (равно как \hat{J}_j и T_{ij}) являются неизвестными. Для их определения сформулируем оптимизационную задачу с целевой функцией (ЦФ) вида:

$$F_i = \sum_{t=1}^{NT} (\check{P}_{D,i,t} - \check{P}_{C,i,t})^2 + \sum_{t=1}^{NT} (T_{ij}(\check{P}_{D,i,t} - \hat{P}_{D,j,t}) - f_{ij}I_{it})^2. \quad (9)$$

Первое слагаемое функции F_i призвано обеспечить соответствие пластовых давлений в окрестности нагнетательной скважины, рассчитанных по формулам Дюпюи и материального баланса, второе слагаемое — требование соответствия межскважинных потоков, определяемых формулами (5) и (6). Ограничения в виде неравенств необходимо выразить из экспертных оценок диапазонов допустимых значений для каждого искомого параметра.

Для поиска решения задачи можно использовать различные методы оптимизации, пригодные для задач с множеством локальных минимумов. Так, в [2] применялся метод имитации отжига. Необходимо подчеркнуть, что эффективность поиска решения можно повысить, если учесть, что параметры T_{ij} , очевидно, однозначно определяются при условии, когда остальные параметры зафиксированы. Действительно, в этом случае ЦФ F_i представляет собой положительно определенную квадратичную форму, а значит, решение можно найти с помощью метода наименьших квадратов (МНК), либо, если МНК определяет решение за пределами допустимых диапазонов, можно воспользоваться методами квадратичного программирования. Эту процедуру можно считать частью вычисления ЦФ F_i .

Согласно [2], получая в результате решения оптимизационной задачи значения параметров \hat{J}_i и α_i и используя формулу (7), можно восстановить динамику пластового давления в окрестности нагнетательных скважин. Что касается добывающих скважин, то в [2] предлагается для них использовать формулу (3) и значения \hat{J}_j , полученные в модели CRMP. В рамках численных экспериментов, приведенных в [2], это было допустимо и оправдано: использовались достоверные данные без погрешностей, взятые с 3D ГДМ, при этом динамика забойных давлений была заведомо неконстантной. Однако, как уже отмечалось выше, в общем случае значения \hat{J}_j , полученные с CRMP, нельзя считать достоверными, а значит, их использование будет вносить определенные погрешности в итоговое решение. С другой стороны, значения этих параметров, определяемые в рамках решения оптимизационных задач (9), получаются неоднозначными: одна и та же добывающая скважина, как правило, фигурирует не в одной оптимизационной задаче из NI рассмотренных, следовательно, для j -й добывающей скважины число различных значений \hat{J}_j будет равно числу ненулевых значений параметров f_{ij} в модели CRMP. Данный недостаток можно было бы устранить, объединив все задачи (9) в одну с ЦФ $F = \sum_{i=1}^M F_i$, но это, в свою очередь, существенно усложнит процедуру поиска решения, т. к. число параметров вырастет на порядок. В следующем разделе приведена методика

устранения проблемы многозначности параметров \hat{J}_j и уточнения значений \check{J}_j , которая и составляет новизну настоящей статьи.

Методика уточнения модели CRMP-ТМ

Рассмотрим задачу определения значений \hat{J}_j , предположив, что уже имеются адаптированные модели CRMP и CRMP-ТМ. Будем считать, что значения параметров T_{ij} и α_i определены достоверно. В то же время требуется определить новые значения \hat{J}_j и \check{J}_j , по возможности не изменяя величины потоков между скважинами. Тогда, опираясь на формулу (9), сформулируем новую оптимизационную задачу с ЦФ вида:

$$\Psi = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left((\check{P}_{D,i,t} - \hat{P}_{D,j,t}) - d\check{P}_{ij,t} \right)^2 = \min, \quad (10)$$

где $d\check{P}_{ij,t} = (\check{P}_{D,i,t} - \hat{P}_{D,j,t})$ — разности пластовых давлений, найденные по итогам адаптации модели CRMP-ТМ.

Заметим, что, исходя из формул (3) и (7), если предположить постоянство объемных расходов флюидов (приемистостей и дебитов жидкости) по всем скважинам, то изменения параметров \hat{J}_j (или \check{J}_j) будут приводить к смещению соответствующего графика пластового давления по вертикали. Тогда становится очевидным, что решение не будет единственным, т. к. смещение всех графиков давлений на одну и ту же константу не изменит перепадов, от которых зависит ЦФ. Естественно, это должно приводить к неустойчивости задачи и в том случае, если объемные расходы непостоянны, но близки к константам, что может встречаться на практике. По этой причине введем в ЦФ в качестве регуляризатора дополнительное слагаемое:

$$\Phi = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left((\check{P}_{D,i,t} + \hat{P}_{D,j,t}) - (\check{P}_{wf,i,t} + \hat{P}_{wf,j,t}) \right)^2, \quad (11)$$

где $\check{P}_{wf,i,t}$ и $\hat{P}_{wf,j,t}$ — забойные давления (атм) для i -й нагнетательной и j -й добывающей скважины соответственно. Смысл регуляризатора сводится к тому, что среднее значение между пластовыми давлениями для любой пары скважин должно быть близко к среднему значению между их забойными давлениями. Таким образом, учитывая формулы (3), (7), (10) и (11), общая ЦФ будет иметь вид:

$$F = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left(\check{P}_{wf,i,t} - \frac{I_{i,t}(1 - \alpha_i)}{\check{J}_i} - \hat{P}_{wf,j,t} - \frac{\tilde{q}_{j,t}}{\hat{J}_j} - d\check{P}_{ij,t} \right)^2 + \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left(\frac{\tilde{q}_{j,t}}{\hat{J}_j} - \frac{I_{i,t}(1 - \alpha_i)}{\check{J}_i} \right)^2. \quad (12)$$

Введем в рассмотрение новые переменные:

$$\begin{aligned} A_i &= \frac{1}{\bar{f}_i}, \quad i = 1, \dots, NI, \\ B_j &= \frac{1}{\bar{f}_j}, \quad j = 1, \dots, NJ, \\ a_{i,t} &= I_{i,t}(1 - \alpha_i), \\ c_{ij,t} &= \check{P}_{wf,i,t} - d\bar{P}_{ij,t} - \hat{P}_{wf,j,t}. \end{aligned} \quad (13)$$

При этом ЦФ (12) примет вид:

$$F = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} (B_j q_{j,t} + A_i a_{i,t} - c_{ij,t})^2 + \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} (B_j q_{j,t} - A_i a_{i,t})^2. \quad (14)$$

Рассмотрим решение поставленной оптимизационной задачи с помощью метода наименьших квадратов. Вычислив частные производные функции F по параметрам A_i и B_j и приравняв их к нулю, можно получить итоговые формулы для неизвестных:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial A_i} &= 2 \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} (B_j q_{j,t} + A_i a_{i,t} - c_{ij,t}) - 2 \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} (B_j q_{j,t} - A_i a_{i,t}) = \\ &= 2 \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} [a_{i,t} (B_j q_{j,t} + A_i a_{i,t} - c_{ij,t}) - a_{i,t} (B_j q_{j,t} - A_i a_{i,t})] = \\ &= 2 \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} (2A_i a_{i,t} - c_{ij,t}) = \\ &= 4 \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} A_i a_{i,t}^2 - 2 \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} c_{ij,t} = 0, \\ 2A_i NJ_i \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t}^2 &= \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} c_{ij,t}, \\ A_i &= \frac{\sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} c_{ij,t}}{2NJ_i \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t}^2}. \end{aligned} \quad (15)$$

Аналогичным образом можно найти формулу для оставшихся неизвестных:

$$B_j = \frac{\sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t} c_{ij,t}}{2 \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t}^2}. \quad (16)$$

Качество полученного по формулам (15) и (16) решения можно оценить с помощью формулы:

$$D = \frac{1}{NI} \frac{1}{NJ} \frac{1}{NT} \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left| \frac{(\check{P}_{D,i,t} - \hat{P}_{D,j,t})}{d\hat{P}_{ij,t}} - 1 \right| \cdot 100\%, \quad (17)$$

которая представляет собой среднее абсолютное отклонение результата от традиционной модели ТМ. Если эта величина, согласно экспертным оценкам, получается слишком большой, можно модифицировать задачу, ослабив влияние второго слагаемого в ЦФ с помощью весового коэффициента $w < 1$:

$$F = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} (B_j q_{j,t} + A_i a_{i,t} - c_{ij,t})^2 + w \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} (B_j q_{j,t} - A_i a_{i,t})^2. \quad (18)$$

Аналогично уже описанному подходу можно показать, что в этом случае решение сводится к решению системы линейных уравнений вида:

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum_{j=1}^{NJ} B_j \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} \left((1-w)q_{j,t} \right) + (1+w)A_i N_j \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t}^2 = \\ & \qquad \qquad \qquad = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} c_{ij,t}, \quad \forall i = 1, \dots, NI, \\ & B_j N_j \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t} \left((1+w)q_{j,t} \right) + \sum_{i=1}^{NI} A_i \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t} \left((1-w)a_{i,t} \right) = \\ & \qquad \qquad \qquad = \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t} c_{ij,t}, \quad \forall j = 1, \dots, NJ. \end{aligned} \right. \quad (19)$$

Полученные по формулам (15) и (16) либо (19) значения в основном могут не соответствовать допустимым диапазонам параметров. В этом случае следует обратиться к методам квадратичного программирования. Для этого можно представить формулу (14) в традиционном для этих методов виде:

$$F = \frac{1}{2} x H x^T + c x^T + \text{const}, \quad (20)$$

где x — вектор перечисленных некоторым образом неизвестных параметров, а матрица H и вектор c определяются формулами:

$$h(B_j, B_k) = \begin{cases} 0, & j \neq k, \\ 4NI_j \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t}^2, & j = k, \end{cases}$$

$$h(A_i, A_s) = \begin{cases} 0, & i \neq s, \\ 4NI_i \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t}^2, & i = s, \end{cases}$$

$$h(B_j, A_i) = 0,$$
(21)

$$c(B_j) = -2 \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} q_{j,t} c_{ij,t},$$

$$c(A_i) = -2NI_i \sum_{t=1}^{NT} a_{i,t} c_{ij,t}.$$

Определив одним из вышеперечисленных способов неизвестные параметры оптимизационной задачи и перейдя к переменным \hat{J}_j и \check{J}_i по формулам (13), можно восстановить динамику пластовых давлений в окрестности всех скважин с помощью формул (3) и (7). Следует заметить, что рассматриваемая модель не позволяет оценить радиус окрестности, для которой полученное значение давления является средним, поэтому для простоты полученные значения на практике часто приписывают точкам расположения скважин и решают задачу Лапласа с граничными условиями в этих точках. Такой подход обеспечивает качественно верную картину, достаточную для анализа [2].

Численные эксперименты

Для проверки влияния новой методики уточнения модели CRMP-ТМ была проведена серия численных экспериментов. В процессе применялись синтетические данные с гидродинамических моделей (дебиты жидкости, приемистости, забойные давления), которые использовались в качестве исходных для CRMP-ТМ-моделирования; динамика пластовых давлений по нагнетательным скважинам по уточненной и неуточненной моделям сопоставлялась с фактическими пластовыми давлениями (по ГДМ).

Использовались 24 различных гидродинамических моделей с 9 добывающими и 16 нагнетательными скважинами. Особенностью моделей является то, что они получены случайной перестановкой 9 одинаковых по форме и размеру участков в окрестностях добывающих скважин. В пределах каждого участка свойства пласта однородны при общей его неоднородности в целом. Пример поля проницаемости и расположение скважин показаны на рис. 1.

Другое отличие моделей заключается в том, что все добывающие скважины работают на постоянном забойном давлении, а приемистость всех нагнетательных скважин в рамках одной модели неравна и нестационарна. При этом приемистость нагнетательных скважин одинакова от модели к модели. Таким образом достигается нестационарность дебитов жидкости у всех добывающих скважин, а также отличие динамики дебитов жидкости от модели к модели. Как следствие, заведомо различными будут проводимости пласта и динамика пластового давления, что особенно важно с точки зрения целей экспериментов, т. е. проверки корректности рассматриваемой методики уточнения пластовых давлений.

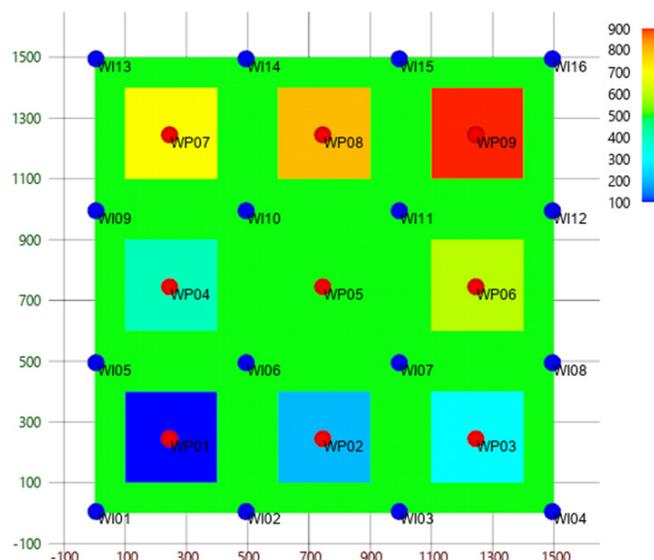


Рис. 1. Расположение скважин в ГДМ

Fig. 1. Boreholes locations in hydrodynamic reservoir model

На рис. 1 добывающим скважинам соответствуют имена вида WPxx, нагнетательным — вида WIxx. Расстояние между ближайшими однотипными скважинами составляет 200 м. Для SRMP-модели использовался радиус влияния скважин 800 м, т. е. скважины, находящиеся на расстоянии более 800 м, считались априори невзаимодействующими. Проницаемость в окрестностях добывающих скважин задавалась согласно таблице 1.

Таблица 1

Проницаемость в моделях
m1-m24 (мД)

Table 1

Permeability in models
m1-m24 (mD)

Сква- жина	WP01	WP02	WP03	WP04	WP05	WP06	WP07	WP08	WP09
m1	100	200	300	400	500	600	700	800	900
m2	700	900	400	500	600	200	800	100	300
m3	700	300	200	500	800	400	600	100	900
m4	400	600	200	800	900	100	500	700	300
m5	100	500	700	300	400	200	600	800	900
m6	500	400	600	700	800	200	900	100	300
m7	700	900	300	400	800	200	100	600	500
m8	100	400	500	700	800	900	300	600	200
m9	900	700	100	400	300	600	800	200	500
m10	400	500	200	900	800	300	600	700	100
m11	800	200	700	500	100	600	400	300	900
m12	200	600	500	900	400	300	100	800	700
m13	900	700	100	600	800	200	300	400	500
m14	800	500	300	200	400	700	600	900	100
m15	900	200	500	400	600	800	700	100	300
m16	800	400	500	100	300	900	200	700	600
m17	500	700	600	800	200	400	900	300	100
m18	600	100	400	900	300	800	700	500	200
m19	500	600	100	900	200	700	400	300	800
m20	600	700	100	900	300	200	400	500	800
m21	200	600	100	900	400	500	300	700	800
m22	700	100	900	200	300	500	800	600	400
m23	600	900	700	100	200	300	400	800	500
m24	600	500	200	100	900	300	800	700	400

Свойства пород и параметры Кори для кривых ОФП задавались в зависимости от проницаемости согласно таблице 2.

Таблица 2

Зависимость параметров ГДМ
от проницаемости

Table 2

Dependence of hydrodynamic reservoir
model parameters on permeability

$K_{пр}$, мД	$K_{п}$, д. ед.	S_{wr} , д. ед.	S_{or} , д. ед.	$f_o(S_{wr})$, д. ед.	$f_w(S_{or})$, д. ед.	N_w	N_o
100	0,1	0,35	0,1	0,5	0,1	2,7	2,6
200	0,12	0,2	0,125	0,55	0,15	2,587	2,512
300	0,14	0,15	0,15	0,6	0,2	2,475	2,425
400	0,16	0,13	0,175	0,65	0,25	2,362	2,337
500	0,18	0,12	0,2	0,7	0,3	2,25	2,25
600	0,2	0,115	0,225	0,75	0,35	2,137	2,162
700	0,22	0,11	0,25	0,8	0,4	2,025	2,075
800	0,24	0,105	0,3	0,85	0,45	1,91	1,987
900	0,26	0,1	0,35	0,9	0,5	1,8	1,9

Здесь $K_{п}$ — пористость среды;
 S_{wr} — критическая водонасыщен-
ность; S_{or} — критическая нефтена-
сыщенность; $f_o(S_{wr})$ и $f_w(S_{or})$ — отно-
сительные фазовые проницаемости
при критических водо- и нефтена-
сыщенностях; N_w и N_o — показатели
степени в формулах Кори.

Here $K_{п}$ is porosity of the media; S_{wr}
is irreducible water saturation; S_{or} is
residual oil saturation; $f_o(S_{wr})$ and $f_w(S_{or})$
are the water and oil relative permeabili-
ty end-points; N_w and N_o are the exponents
in Corey formulas.

Вязкости воды и нефти во всех ГДМ равнялись 1 и 10 сП соответственно, плот-
ности воды и нефти — 1 000 и 800 т/м³. Сжимаемость породы и воды задавалась
значениями $1 \cdot 10^{-16}$ и $1 \cdot 10^{-5}$ 1/Па соответственно. При этом для каждой из пере-
численных выше ГДМ было просчитано два варианта: со сжимаемостью нефти
 $1,2 \cdot 10^{-5}$ и $1,2 \cdot 10^{-4}$ 1/Па, чтобы расширить спектр условий проверки модели.

Задание постоянного забойного давления во всех ГДМ приводит к тому, что
без процедуры уточнения невозможно восстановить пластовые давления по до-
бывающим скважинам. Именно поэтому по добывающим скважинам сравнение
результатов моделирования не проводилось. Модель CRMP-ТМ настраивалась
на интервале 60 шагов. Так как результат решения оптимизационной задачи за-
висит от ограничений на искомые параметры, в рассматриваемых численных
экспериментах такие ограничения не накладывались. Для оценки погрешности
значений пластового давления использовались оценки средней абсолютной ошиб-
ки в процентах (МАРЕ). Полученные по результатам экспериментов значения
приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3

Средняя абсолютная относительная ошибка значений пластовых давлений по уточненной и не уточненной моделям (вариант 1)

Table 3

Mean absolute percentage error of reservoir pressure values for refined and unrefined models (variant 1)

Модель	MAPE1 (неуточн. модель CRMP-TM v. 1)	MAPE2 (уточн. модель CRMP-TM v. 2)	MAPE1-MAPE2
1	0,033 493	0,009 976	0,023 517
2	0,034 76	0,010 753	0,024 007
3	0,036 641	0,013 99	0,022 651
4	0,035 277	0,011 824	0,023 453
5	0,035 094	0,010 407	0,024 687
6	0,035 451	0,010 158	0,025 293
7	0,035 261	0,011 854	0,023 407
8	0,036 317	0,013 216	0,023 101
9	0,036 153	0,011 704	0,024 449
10	0,035 802	0,015 084	0,020 718
11	0,036 592	0,011 31	0,025 282
12	0,036 04	0,011 196	0,024 844
13	0,035 163	0,012 875	0,022 288
14	0,036 847	0,009 565	0,027 282
15	0,036 381	0,009 727	0,026 654
16	0,036 632	0,012 719	0,023 913
17	0,035 584	0,010 836	0,024 748
18	0,036 372	0,010 27	0,026 102
19	0,036 613	0,012 133	0,024 48
20	0,036 244	0,009 538	0,026 706
21	0,035 458	0,010 402	0,025 056
22	0,037 898	0,024 298	0,013 6
23	0,036 952	0,011 744	0,025 208
24	0,034 594	0,009 447	0,025 147

Таблица 4

Средняя абсолютная относительная ошибка значений пластовых давлений по уточненной и не уточненной моделям (вариант 2)

Table 4

Mean absolute percentage error of reservoir pressure values for refined and unrefined models (variant 2)

Модель	MAPE1 (неуточн. модель CRMP-TM v. 1)	MAPE2 (уточн. модель CRMP-TM v. 2)	MAPE1-MAPE2
1	0,034 66	0,012 244	0,022 416
2	0,036 797	0,018 233	0,018 564
3	0,035 681	0,012 24	0,023 441
4	0,035 683	0,012 666	0,023 017
5	0,035 63	0,014 038	0,021 592
6	0,035 586	0,012 167	0,023 419
7	0,036 115	0,015 056	0,021 059
8	0,035 713	0,009 152	0,026 561
9	0,036 46	0,013 86	0,022 6
10	0,034 862	0,011 406	0,023 456
11	0,037 832	0,015 078	0,022 754
12	0,036 142	0,010 528	0,025 614
13	0,035 349	0,011 289	0,024 06
14	0,037 428	0,010 076	0,027 352
15	0,036 201	0,010 046	0,026 155
16	0,036 181	0,008 689	0,027 492
17	0,035 59	0,010 795	0,024 795
18	0,036 473	0,010 627	0,025 846
19	0,037 08	0,012 119	0,024 961
20	0,036 246	0,009 598	0,026 648
21	0,036 196	0,011 118	0,025 078
22	0,037 27	0,010 453	0,026 817
23	0,037 004	0,011 885	0,025 119
24	0,035 245	0,012 296	0,022 949

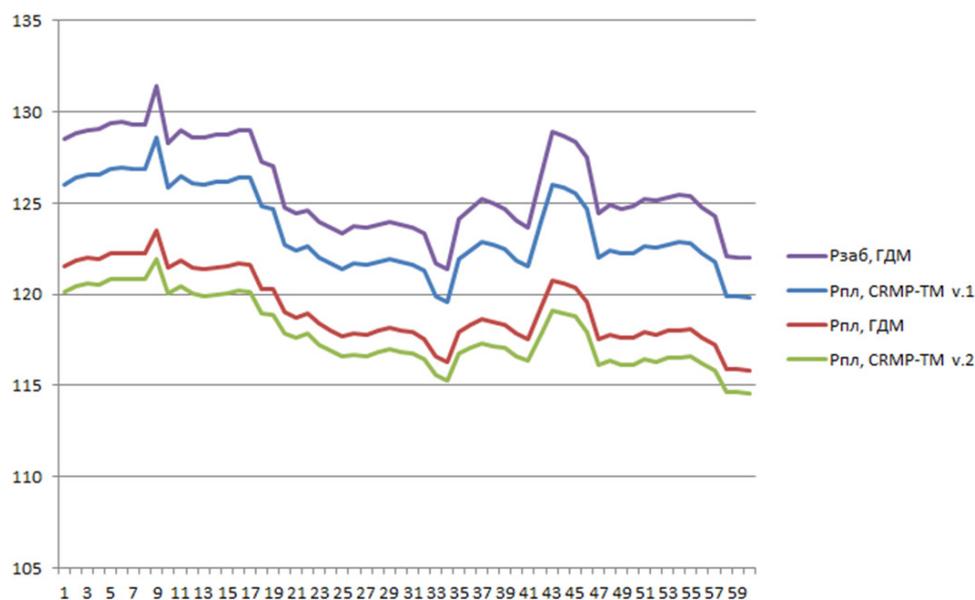


Рис. 2. Сопоставление оценок пластового давления ($P_{\text{пл}}$, атм) с фактическими значениями ($P_{\text{заб}}$, атм) для уточненной (CRMP-TM v. 2) и неуточненной (CRMP-TM v. 1) моделей (модель 10, вариант 2, скв. W110) на интервале 60 шагов

Fig. 2. Comparison of reservoir pressure estimates ($P_{\text{пл}}$, атм) with actual values ($P_{\text{заб}}$, атм) for the refined (CRMP-TM v. 2) and unrefined (CRMP-TM v. 1) models (model 10, variant 2, well W110) on interval 60 steps

Как видно из таблиц 3 и 4, во всех случаях уточненная модель демонстрирует меньшую погрешность в среднем по модели, нежели неуточненная. Характерный пример, позволяющий сравнить результаты уточненной и неуточненной модели CRMP-TM, приведен на рис. 2. В частности, на рис. 2 заметен эффект, зачастую проявляющийся в неуточненной модели: значения пластовых давлений ближе к фактическим забойным давлениям, нежели к пластовым. Это важно, т. к. именно разность между пластовым и забойным давлением при заданной приемистости определяет величину коэффициента приемистости, необходимого для анализа возможностей проведения тех или иных мероприятий на скважине.

Сравнение по отдельным нагнетательным скважинам показало ухудшение погрешности только в 6 случаях из 768. В подавляющем большинстве случаев точность решения улучшилась на 2-2,5%.

Выводы

Предложена новая методика уточнения значений пластовых давлений, получаемых с помощью прокси-модели CRMP-TM. Важной особенностью новой методики является то, что она расширяет возможности применения модели CRMP-TM на случаи, когда забойные давления по добывающим скважинам

близки к константам, что особенно важно для исследований с использованием данных, взятых с гидродинамических моделей. Эффективность методики подтверждается серией численных экспериментов с использованием данных с гидродинамических моделей, имитирующих различные варианты неоднородного строения пласта и различные свойства нефти. Рассмотренная методика может служить основой для построения динамических карт пластовых давлений даже в отсутствие настроенной гидродинамической модели и, как следствие, может применяться для анализа и принятия решений о возможности проведения различных геолого-технологических мероприятий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М.: Недра, 1982. 407 с.
2. Бекман А. Д. Использование расширенной CRMP-модели для картирования пластового давления / А. Д. Бекман, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 163-180. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180
3. Бекман А. Д. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM / А. Д. Бекман, С. В. Степанов, А. А. Ручкин, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 3. С. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185
4. Косяков В. П. Методика моделирования разработки газового месторождения на основе иерархии математических моделей / В. П. Косяков, А. А. Губайдуллин, Д. Ю. Легостаев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 3. С. 69-82. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-69-82
5. Поспелова Т. А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM / Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин, М. С. Жуков, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7 (619). С. 5-10. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-7(619)-5-10
6. Поспелова Т. А. Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения / Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин, А. А. Ручкин, А. Д. Бекман // Нефтяная провинция. 2020. № 1 (21). С. 97-108. DOI: 10.25689/NP.2020.1.97-108
7. Степанов С. В. Адаптация гидродинамической модели нефтяной залежи на основе решения вариационных задач / С. В. Степанов // Математическое моделирование. 2005. Том 17. № 12. С. 110-118.
8. Holanda R. W. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting / R. W. Holanda, E. Gildin, J. L. Jensen, L. W. Lake, C. S. Kabir // Energies. 2018. Vol. 11. No. 12. Art. 3368. DOI: 10.3390/en11123368
9. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: Ph. D. diss. / M. Sayarpour. Austin: University of Texas, 2008.

Alexander D. BECKMAN¹

UDC 622.276

**IMPROVING THE QUALITY
OF RESERVOIR PRESSURE GRIDDING
BY REGULARIZING THE CRMP-TM
HISTORY MATCHING PROBLEM**

¹ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Chief Project Engineer,
Tyumen Petroleum Research Center
adbekman@rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5907-523X

Abstract

To enable rapid decision making in the process of hydrocarbon field development, experts are increasingly moving away from slow 3D hydrodynamic models in favor of simpler proxy-models. In particular, to solve such an important task of development analysis as reservoir pressure gridding, the CRMP-TM proxy-model was previously proposed. This proxy model allows estimating the values of reservoir pressures for wells for each step of the simulated time interval. The achieved pressure values may be used as input data for the problem of reservoir pressure gridding. This article provides examples of situations in which the previously published methodology of using the CRMP-TM model is not applicable. A new technique has been proposed that makes it possible to expand the applicability of this model to the considered situations, as well as to make the estimates of formation pressure values for injection wells more accuracy. The results of numerical experiments are presented, confirming that the accuracy of the estimates increases when using the new technique.

Keywords

Capacitance-resistive models, CRM, CRMP-TM, reservoir modelling, reservoir pressure.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143

Citation: Beckman A. D. 2022. "Improving the quality of reservoir pressure gridding by regularizing the CRMP-TM history matching problem". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 125-143.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143

REFERENCES

1. Aziz K., Settari A. 1979. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers. 476 p.
2. Beckman A. D., Zelenin D. V. 2021. "Application of advanced CRMP for reservoir pressure mapping". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 163-180. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180 [In Russian]
3. Beckman A. D., Stepanov S. V., Ruchkin A. A., Zelenin D. V. 2019. "A new algorithm for finding CRM-model coefficients". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no. 3, pp. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185 [In Russian]
4. Kosyakov V. P., Gubaidullin A. A., Legostaev D. Yu. 2019. "The method for modeling the development of a gas field on the basis of a hierarchy of mathematical models". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no. 3, pp. 69-82. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-69-82 [In Russian]
5. Pospelova T. A., Zelenin D. V., Zhukov M. S., Beckman A. D., Ruchkin A. A. 2020. "Water cut system optimization based on CRM model". Oilfield Engineering, no. 7 (619), pp. 5-10. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-7(619)-5-10 [In Russian]
6. Pospelova T. A., Zelenin D. V., Ruchkin A. A., Beckman A. D. 2020. "Application of CRM models for analysis of waterflood performance". Neftyanaya Provintsiya, no. 1 (21), pp. 97-108. DOI: 10.25689/NP.2020.1.97-108 [In Russian]
7. Stepanov S. V. 2005. "History matching of hydrodynamics model of oil bed on basis of variational problem solution". Matematicheskoe Modelirovanie, vol. 17, no. 12, pp. 110-118. [In Russian]
8. Holanda R. W., Gildin E., Jensen J. L., Lake L. W., Kabir C. S. 2018. "A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting". Energies, vol. 11, no. 12, art. 3368. DOI: 10.3390/en11123368
9. Sayarpour M. 2008. "Development and application of capacitance-resistive models to water/CO₂ floods". Ph. D. diss. Austin: University of Texas.

Михаил Григорьевич ДУБРОВИН¹
Виктория Руслановна ВОКИНА²
Ольга Анатольевна ЯДРЫШНИКОВА³

УДК 519.654

О ПРИМЕНЕНИИ LET-МОДЕЛИ ДЛЯ АППРОКСИМАЦИИ КЕРНОВЫХ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

¹ ведущий специалист, управление развития интеллектуальных систем,
Тюменский нефтяной научный центр
mgdubrovin@tncn.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-8580-1303

² специалист, управление развития интеллектуальных систем,
Тюменский нефтяной научный центр;
магистрант кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
vrvokina@tncn.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-9651-1758

³ кандидат технических наук, главный менеджер,
управление развития интеллектуальных систем,
Тюменский нефтяной научный центр
oayadrishnikova@tncn.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-2894-8595

Аннотация

В статье рассматривается задача адекватной интерпретации керновых относительных фазовых проницаемостей и использование модели LET применительно к указанной проблеме. Кратко проанализированы некоторые существующие аналитические зависимости для интерпретации лабораторных исследований ОФП: модель Кори, модель Зигмунда и МакКэффри, модель Кьеричи, модель LET. Описано преимущество модели LET и высокая оценка данной модели в независимых исследованиях авторов. В процессе предварительного анализа авторами статьи выявлено, что нетривиальный вопрос определения

Цитирование: Дубровин М. Г. О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей / М. Г. Дубровин, В. Р. Вокина, О. А. Ядрышникова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 144-162.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162

регулируемых коэффициентов модели с помощью численных методов оптимизации не был достаточно освещен, что и стало центральным объектом работы.

Формализовано применение модели LET и описана методология определения регулируемых коэффициентов модели (L , E и T).

Задача подбора параметров модели интерпретирована как задача многомерной оптимизации. Также был определен класс нелинейных методов наименьших квадратов для ее решения.

Рассмотрено несколько распространенных численных методов оптимизации для подбора коэффициентов модели: метод полного перебора, метод Левенберга — Марквардта, метод доверительных областей. Проведены вычислительные эксперименты для оценки их применимости и сравнительного анализа алгоритмов оптимизации.

По результатам экспериментов сделан вывод, что метод доверительных областей в большей мере подходит для практического применения, поскольку он достаточно быстро сходится к оптимальному решению и демонстрирует высокую точность подбора коэффициентов L , E , T .

В заключительной части статьи продемонстрирована разница между моделью LET и базовой моделью Кори при аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей.

Ключевые слова

LET-модель, аппроксимация, керн, относительные фазовые проницаемости, ОФП, нелинейный метод наименьших квадратов, МНК, градиентные методы оптимизации.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162

Введение

Функции относительных фазовых проницаемостей (далее — ОФП) чаще всего используются в качестве облака исходных данных при создании гидродинамических моделей и разработке месторождений в целом. Функции ОФП отображают степень насыщения горных пород, а также позволяют оценить влияние пластовых флюидов друг на друга. С их помощью определяется картина двухфазного течения при исследовании процесса вытеснения нефти водой [9].

Наиболее примитивным способом получения функций ОФП являются лабораторные исследования образцов керна, отбираемого с месторождения. Современное экспериментальное оборудование позволяет воспроизводить пластовые условия и получать результаты, приближенные к реальным. Как правило, количество данных по ОФП очень мало, а их качество не всегда оказывается удовлетворительным, что не позволяет в полной мере оценить картину межфазного взаимодействия [8]. Для получения большего количества точек данных, а также прогнозирования поведения функций ОФП на не охваченных экспериментом областях течения используют аппроксимацию экспериментальных данных.

После того как в конце 1930-х гг. Р. Д. Уайкофф (R. D. Wyckoff) и Х. Г. Ботсет (H. G. Botset) ввели понятие фазовой проницаемости [9], количество корреляционных моделей для интерпретации данных по ОФП неуклонно увеличивалось. Это обуславливает актуальность дополнительного изучения и оценки наиболее распространенных моделей в настоящее время.

Существует большое количество аналитических зависимостей, используемых для интерпретации данных, полученных при лабораторных исследованиях ОФП. Одной из базовых и наиболее часто используемых является модель степенной аппроксимации А. Т. Кори (A. T. Corey) (1954) [13], базирующаяся на тривиальной степенной функции с одним регулируемым параметром степени. Известно улучшение модели Кори, которое предложили П. М. Зигмунд (P. M. Sigmund) и Ф. Г. МакКэффри (F. G. McCaffery) (1979) [22] путем добавления второго параметра — линейного коэффициента, дополняющего степенной член корреляции Кори. Дж. Л. Кьеричи (G. L. Chierici) [12] в 1984 г. предложил двухпараметрическую корреляцию, основанную на экспоненциальной функции. Эта корреляция более гибкая, чем у Кори. Однако она не всегда может достоверно интерпретировать экспериментальные результаты, поскольку каждый из параметров влияет на кривую во всем диапазоне значений насыщения [17].

В 2005 г. тремя авторами — Ф. Ломеландом, Э. Эбельтофтом, У. Х. Томасом (F. Lomeland, E. Ebeltoft, W. H. Thomas) [17] — была представлена новая модель для аппроксимации ОФП ядра, названная по первым буквам фамилий авторов — LET. Модель отличается наличием трех регулируемых параметров, которые позволяют влиять на различные участки кривой относительной проницаемости. По заявлению авторов [17], новая модель позволяет преодолеть ограничения описанных ранее моделей в проявлении гибкости, которая требуется для представления относительной проницаемости во всем диапазоне насыщения.

Существуют исследования по оценке распространенных моделей функций относительных проницаемостей. Последние наиболее тщательные эксперименты в этом направлении были выполнены группами исследователей во главе с Л. Могадаси (L. Moghadasi) (2015) [19] и З. Сахаи (Z. Sakhaei) (2016) [21], которые оценили корреляции моделей Кори, Кьеричи и LET для ОФП смачивающей и несмачивающей фазы с помощью нетривиального метода, учитывающего количество неопределенных параметров модели.

В ходе экспериментов было выявлено, что сложная корреляционная модель LET, имеющая наибольшее число неопределенных параметров, позволяет наилучшим образом описать поведение облака исходных данных для обеих исследуемых фаз. Авторы работы [21] оценили 10 распространенных и широко используемых корреляций относительной проницаемости для систем «газ / нефть и газ / конденсат» и обнаружили, что LET-модель показала наилучшее соответствие с экспериментальными значениями как для относительной проницаемости газа, так и для нефти/конденсата. Модель LET нашла практическое применение среди профильных аналитиков и ученых, модификации модели используются для исследований в смежных областях [18].

Принимая во внимание вышперечисленное, можно сказать, что модель LET высоко оценивается в независимых исследованиях авторов. В то же время авторами данной статьи отмечено, что вопрос практического применения модели имеет недостаточную освещенность, в том числе в русскоязычном сегменте.

Для аппроксимации керновых ОФП с помощью модели LET необходимо эмпирически подобрать три регулируемых параметра — L , E и T . Авторы модели LET [17] в своей статье акцентируют внимание на преимуществах и анализе новой модели, однако вопрос поиска коэффициентов не затрагивается. Это обуславливает исследовательский интерес в дополнительном изучении модели.

В процессе предварительного анализа работ, посвященных корреляции модели LET [7, 8, 10, 17-19, 21], авторами данной статьи сделан вывод, что вопрос определения регулируемых коэффициентов LET-модели с помощью методов оптимизации не был рассмотрен ранее.

Существует множество численных методов оптимизации [4, 11], однако не все из них позволяют одновременно работать с тремя независимыми параметрами, адаптированы для минимизации квадратичного критерия, позволяют указать дополнительные граничные условия и при этом достаточно быстро сходятся к решению. Решение задачи подбора численного метода оптимизации является важной и неотъемлемой частью автоматизированного процесса корреляции данных по модели LET. Поэтому эта задача рассмотрена далее.

Целью данной работы является обзорно-аналитическое исследование модели LET в области применения к керновым ОФП и решение задачи подбора численного метода оптимизации для определения коэффициентов модели.

Материалы и методы

Алгоритм осреднения, анализа и обработки керновых ОФП базируется на использовании данных ОФП для одного или нескольких выбранных образцов керна. Для аппроксимации ОФП для смачивающей и несмачивающей фаз с использованием LET-модели применяются формулы (1) и (2) соответственно.

$$f_{wi}(S_{wni}) = f_w^* \frac{(S_{wni})^{L_w}}{(S_{wni})^{L_w} + E_w \cdot (1 - S_{wni})^{T_w}}, \quad (1)$$

$$f_{oi}(S_{wni}) = f_o^* \frac{(1 - S_{wni})^{L_o}}{(1 - S_{wni})^{L_o} + E_o \cdot (S_{wni})^{T_o}}, \quad (2)$$

где S_{wni} — нормированная водонасыщенность; $f_{oi}(S_{wni})$ — функция ОФП от нормированной водонасыщенности S_{wni} по нефти; $f_{wi}(S_{wni})$ — функция ОФП от нормированной водонасыщенности S_{wni} по воде; f_o^* — ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности; f_w^* — ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности; L_o, E_o, T_o — параметры корреляции модели LET для ОФП по нефти; L_w, E_w, T_w — параметры корреляции модели LET для ОФП по воде.

Метод LET может быть применим как для анализа одного образца, так и для исследования нескольких образцов с целью обобщения данных керновых исследований. Для анализа нескольких образцов применяется формула нормировки водонасыщенности. Это дает возможность исследовать образцы, имеющие разную длину интервала от подвижной воды до неподвижной нефти. Формулу нормировки насыщенности записывают в виде:

$$S_{wni} = \frac{S_{wi} - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}}, \quad (3)$$

где S_{wni} — нормированная водонасыщенность; S_{wi} — водонасыщенность; S_{wr} — остаточная водонасыщенность; S_{or} — остаточная нефтенасыщенность.

Формула нормировки ОФП по воде:

$$f_{wni}(S_{wn}) = \frac{f_{wi}(S_{wi})}{f_w^*}, \quad (4)$$

где $f_{wni}(S_{wni})$ — нормированная функция ОФП по воде; $f_{wi}(S_{wi})$ — функция ОФП от водонасыщенности S_{wi} по воде; f_w^* — ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности.

Формула нормировки ОФП по нефти:

$$f_{oni} = \frac{f_{oi}(S_{wi})}{f_o^*}, \quad (5)$$

где $f_{oni}(S_{wni})$ — нормированная функция ОФП по нефти; $f_{oi}(S_{wi})$ — функция ОФП от водонасыщенности S_{wi} по нефти; f_o^* — ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности.

Нормировка ОФП производится путем деления значений ОФП на максимальное значение ОФП в облаке исходных данных. После нормировки получается некоторое облако точек в нормированных координатах, включающее в себе данные по всем выбранным образцам.

Параметры LET-модели в формулах (1), (2) являются регулируемыми, причем каждый из них позволяет описать поведение кривой на ее определенных участках.

Параметр L описывает нижнюю часть кривой, также он сопоставим со степенным параметром корреляции Кори. Параметр T аналогичен параметру E , описывает верхнюю часть кривой. Наклон линии задается третьим параметром — E . При уменьшении значения коэффициента E наклон сдвигается к нижнему участку кривой. При увеличении параметра E наклон увеличивается к верхней части линии аппроксимации. Если значение коэффициента $E = 1$, то положение наклона регулируется путем вариации параметров L и T [10].

По данным авторов работ [10, 17] параметры LET-модели принимают следующие значения: $L \geq 1$, $E \geq 0$ и $T \geq 0,5$.

Для корректной аппроксимации данных с использованием LET-модели необходимо, чтобы выполнялись условия сходимости и математические элементы корреляции принимали конечные значения.

Для решения задачи аппроксимации нужно найти точки аппроксимирующей функции, которые будут наиболее близко проходить через точки исходной функции. Такая постановка задачи актуальна при условии отсутствия точной аналитической функции, проходящей через все точки исходного набора данных [1].

Критерии аппроксимации позволяют произвести оценку точности аппроксимирующей функции. Наиболее распространенным является квадратичный критерий, принимающий значение суммы квадратов отклонений аналитических значений и исходных данных. Данный критерий записывается в виде функции (6).

$$R = \sum_{i=1}^n \beta_i (y_i - y_i^a)^2, \quad (6)$$

где y_i — значения функции, известные в качестве исходных данных; y_i^a — аналитические значения функции; β_i — весовые коэффициенты; n — количество исходных данных.

Для модели LET критерий примет вид:

$$R = \sum_{i=1}^n \beta_i (f_i(S_{wni}) - f_i(S_{wni})^a)^2, \quad (7)$$

где $f_i(S_{wni})$ — исходные значения функции ОФП от нормированной водонасыщенности; $f_i(S_{wni})^a$ — аналитические значения функции ОФП от нормированной водонасыщенности.

Дифференцируемость, обеспечение единственности решения задачи аппроксимации при полиномиальных аппроксимирующих функциях и ряд других преимуществ выделяют квадратичный критерий оценки среди множества других [1].

Задача аппроксимации функций в виде (1), (2) сводится к нахождению оптимальных параметров LET-модели. Для получения параметров в подобных формулах наиболее часто применяется реализация квадратичного критерия — метод наименьших квадратов (далее — МНК). Данный способ является одним из наиболее распространенных и удобных для построения математических моделей. МНК обладает достаточно высокой точностью и позволяет работать с выборками, содержащими большое количество данных [5].

Математическая постановка МНК в общем виде заключается в минимизации суммы квадратов отклонений искомой функции от исходных данных. Для нахождения параметров LET-модели положим, что зависимость значения функции от значений аргумента зарегистрирована множеством точек $(S_{wni}, f_i(S_{wni}))$, при этом в каждой точке аналитические значения $f_i(S_{wni}, L, E, T)$ отображают

действительные значения $f_i(S_{wmi})$ со случайной, распределенной по нормальному закону, погрешностью:

$$\Delta f_i(S_{wmi}) = f_i(S_{wmi}, L, E, T) - f_i(S_{wmi}). \quad (8)$$

При подборе параметров аппроксимации необходимо свести сумму квадратов отклонений к минимальному значению [5]:

$$\sum_{i=1}^n (\Delta f_i(S_{wmi}))^2 \rightarrow \min. \quad (9)$$

МНК является базовым методом регрессионного анализа, включающим в себя два способа поиска решения — аналитический и численный. Аналитическое решение МНК, как правило, подходит для линейных функций и функций, приводимых к линейному виду. Общий вид искомой аппроксимирующей зависимости представлен в виде сложных функций нескольких переменных (1), (2), поэтому в ходе реализации МНК использование аналитического поиска решения представляется неподходящим. Определение оптимальных коэффициентов можно осуществить при помощи семейства численных градиентных методов [16]. Такие методы, применимые для решения задачи МНК, также известны как нелинейные методы наименьших квадратов [15].

Как говорилось ранее, чаще всего параметры ЛЕТ-модели изменяются в рамках определенных диапазонов. В случае использования такой информации в качестве начальных условий задача минимизации функции (9) переходит в разряд задачи многомерной условной оптимизации.

В следующем разделе описано применение нескольких распространенных методов, позволяющих найти оптимальные коэффициенты для модели ЛЕТ. Для оценки применения каждого из методов произведены вычислительные эксперименты, дана сравнительная характеристика.

Экспериментальные исследования

Для проведения экспериментов запрошены данные по 12 случайно выбранным образцам керна из скважины одного месторождения Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции. По каждому из образцов зафиксированы необходимые для модели ЛЕТ данные:

- водонасыщенность;
- концевые точки по насыщенности (остаточная нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность);
- ОФП по воде;
- ОФП по нефти.

Данные нескольких образцов по водонасыщенности и соответствующим ОФП были приведены к нормированному виду с использованием формулы (3). Итоговая исходная выборка включает в себя 80 результатов измерений.

Для подбора параметров LET-модели и решения задачи оптимизации рассмотрены следующие методы:

- 1) метод полного перебора (brute-force search) [4];
- 2) метод Левенберга — Марквардта (Levenberg-Marquardt algorithm) [20];
- 3) метод доверительных областей (trust-region method) [23].

Для сравнения рассматриваемых методов использованы следующие критерии:

1. Количество итераций (I) [4]. Параметр отображает количество действий, при которых метод сходится к оптимальному решению, характеризует вычислительную сложность метода. В целом положительно коррелирует с временем выполнения алгоритма.
2. Коэффициент детерминации (R^2) [2]. Критерий позволяет оценить результаты метода оптимизации, характеризует степень сходства исходных и смоделированных данных. Интерпретируется следующим образом: чем ближе значение коэффициента к единице, тем ближе аппроксимированные данные соответствуют исходным.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}, \quad (10)$$

где N — количество значений; y_i — фактическое значение; \hat{y}_i — расчетное значение; \bar{y} — среднее значение.

3. Средняя абсолютная ошибка (mean absolute error, MAE) [2]. Еще один параметр, предназначенный для оценки отклонения фактических данных от расчетных.

$$\text{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - \hat{y}_i|. \quad (11)$$

Далее описанные в разделе вычисления производились с помощью языка программирования Python и дистрибутива Anaconda.

В качестве первого базового метода для нахождения оптимальных коэффициентов модели LET протестирован простейший метод оптимизации — метод перебора. Метод позволяет найти минимум в рамках заданной окрестности, но имеет высокую вычислительную сложность, которая зависит от размера интервала перебора и размера заданного шага. При расширении границ перебора и/или при уменьшении шага увеличивается количество итераций, что влияет на общее время выполнения подбора параметров.

На первом этапе использования метода выбраны расширенные границы и большой шаг для приблизительной оценки оптимальных значений коэффициентов, что отражено в таблице 1.

Замечено, что полученные приближенные значения коэффициентов лежат в области рекомендуемых границ [17]. На следующем этапе (таблица 2) эти границы взяты за начальные условия для снижения общего числа итераций.

Таблица 1

Метод полного перебора. Этап 1

Тип	Мин.	Макс.	Шаг	L	E	T	I	R^2	MAE
Вода	0,1	20	0,5	2,6	2,1	1,1	64 000	0,982	0,024
Нефть	0,1	20	0,5	2,1	3,1	1,1	64 000	0,980	0,026

Table 1

Brute-force search. Stage 1

Таблица 2

Метод полного перебора. Этап 2

Тип	Мин. (L, E, T)			Макс.	Шаг	L	E	T	I	R^2	MAE
Вода	1	0,1	0,5	10	0,1	3,2	1,2	0,8	846 450	0,987	0,019
Нефть	1	0,1	0,5	10	0,1	2,8	1,5	0,8	846 450	0,981	0,026

Table 2

Brute-force search. Stage 2

С другой стороны, для увеличения точности подбора уменьшено значение шага. Выбор меньшего шага в текущих границах привел к значительному увеличению времени работы метода, в связи с чем данный метод не представляет интереса для практического использования.

Второй метод, протестированный для подбора коэффициентов модели LET, — метод Левенберга — Марквардта. Метод является модификацией другого распространенного нелинейного метода МНК — метода Гаусса — Ньютона [14]. В свою очередь, метод оценивают как комбинацию метода градиентного спуска и метода Ньютона [6]. Как правило, для настройки выполнения метода доступны такие параметры, как начальное значение коэффициентов, коэффициент скорости обучения и относительная погрешность приближения. Рассмотрено несколько вариантов расположения исходных коэффициентов модели LET, остальные два параметра были приняты без изменений в качестве стандартных значений (коэффициент скорости обучения = 1, относительная погрешность приближения = $1e-7$). В качестве первого варианта выбран единичный вектор для расположения коэффициентов, что продемонстрировано в таблице 3.

В сравнении с методом полного перебора можно оценить следующие аспекты. Количество итераций значительно сократилось, что повлияло на скорость выполнения метода. Для небольшого количества исходных данных, как в текущем ряде экспериментов, время выполнения алгоритма на тестовом персональном компьютере приближается к моментальному (результаты по времени могут отличаться и зависят в том числе от характеристик вычислительного устройства). Как видно, исходя из оценок R^2 и MAE, разница между фактическими данными и реальными уменьшилась, хоть и незначительно. В таблице 4 продемонстрировано влияние начального расположения коэффициентов на количество итераций методов. При неудачном начальном расположении параметров, которые необходимо оптимизировать, количество итераций метода может существенно увеличиваться (для воды: 64 → 84, для нефти: 48 → 68).

Таблица 3

Метод Левенберга — Марквардта.
Этап 1

Тип	Начальн. (L, E, T)			L	E	T	I	R^2	MAE
Вода	1	1	1	2,995	1,452	0,884	64	0,989	0,018
Нефть	1	1	1	2,761	1,507	0,807	48	0,982	0,025

Table 3

Levenberg-Marquardt algorithm.
Stage 1

Таблица 4

Метод Левенберга — Марквардта.
Этап 2

Тип	Начальн. (L, E, T)			L	E	T	I	R^2	MAE
Вода	10	10	10	2,995	1,452	0,884	84	0,989	0,018
Нефть	10	10	10	2,761	1,507	0,807	68	0,982	0,025

Table 4

Levenberg-Marquardt algorithm.
Stage 2

Метод Левенберга — Марквардта относится к методам безусловной оптимизации и не позволяет указать дополнительные граничные условия для поиска значений параметров. Авторами модели LET [17] были обозначены области допустимых значений для трех параметров модели ($L \geq 1$, $E \geq 0$ и $T \geq 0,5$). Эту информацию можно использовать для уменьшения исходного диапазона поиска оптимальных значений, что может повлиять на скорость сходимости метода оптимизации.

Метод доверительных областей [23] относится к методам условной оптимизации и позволяет указать требуемые границы для значений параметров. Верхняя граница проинициализирована максимально большим положительным числом. Результаты использования метода представлены в таблице 5.

В таблице 6 наглядно видно, что менее удачный выбор граничных условий увеличивает итоговое количество итераций.

Таблица 5

Метод доверительных областей. Этап 1

Тип	Мин. (L, E, T)			Макс.	L	E	T	I	R^2	MAE
Вода	1	0	0,5	inf	2,995	1,452	0,884	16	0,989	0,018
Нефть	1	0	0,5	inf	2,761	1,507	0,807	9	0,982	0,025

Table 5

Trust-region method. Stage 1

Таблица 6

Метод доверительных областей. Этап 2

Тип	Мин.	Макс.	L	E	T	I	R^2	MAE
Вода	-100	100	2,995	1,452	0,884	21	0,989	0,018
Нефть	-100	100	2,761	1,507	0,807	14	0,982	0,025

Table 6

Trust-region method. Stage 2

Объединенная краткая информация о результатах вычислительных экспериментов представлена в таблице 7. Нумерация проставлена в соответствии с упоминанием эксперимента в тексте раздела.

Таблица 7

Результаты вычислительных экспериментов

Table 7

Results of computational experiments

№	Метод	Тип	I	R ²	MAE
1	BF	Вода	64 000	0,982	0,024
2		Нефть	64 000	0,980	0,026
3		Вода	846 450	0,987	0,019
4		Нефть	846 450	0,981	0,026
5	LM	Вода	64	0,989	0,018
6		Нефть	48	0,982	0,025
7		Вода	84	0,989	0,018
8		Нефть	68	0,982	0,025
9	TR	Вода	16	0,989	0,018
10		Нефть	9	0,982	0,025
11		Вода	21	0,989	0,018
12		Нефть	14	0,982	0,025

Обозначения: BF — метод полного перебора; LM — метод Левенберга — Марквардта; TR — метод доверительных областей.

Abbreviations: BF — brute-force search; LM — Levenberg-Marquardt algorithm; TR — trust-region method.

В следующем разделе кратко описаны полученные выводы по результатам вычислительных экспериментов. Продемонстрирована разница между моделью LET и моделью Кори для аппроксимации ОФП образцов керна.

Результаты и обсуждение

В ходе исследования была решена задача подбора численного метода для определения корреляционных коэффициентов модели LET с учетом особенностей задачи. Проведены вычислительные эксперименты для выявления наиболее подходящего метода. Искомый метод использован для решения прикладной проблемы адекватной интерпретации керновых ОФП с помощью модели LET.

Полученные в ходе вычислительных экспериментов результаты интерпретированы следующим образом:

1. Для более точного подбора коэффициентов модели с помощью метода перебора необходимо указать достаточно малый шаг. При выборе малого шага количество итераций метода значительно возрастает. Время выполнения метода на тестовом вычислительном устройстве достигает нескольких минут, что ставит под сомнение его практическое использование в подборе коэффициентов модели LET при наличии более производительных аналогов.
2. Количество итераций и точность метода Левенберга — Марквардта отмечены как приемлемые. Время выполнения метода на тестовом устройстве приближено к моментальному.
3. Преимуществом метода доверительных областей является возможность указать дополнительные граничные условия для искомых параметров, которые были представлены в оригинальной статье авторов модели LET. Метод показал аналогичную точность с методом Левенберга — Марквардта, поскольку критерий ошибки был идентичен. Также метод доверительных областей показал наиболее высокую скорость сходимости к оптимальному решению.
4. Метод Левенберга — Марквардта и метод доверительных областей могут быть использованы в практической среде, где одним из критериев может являться оперативное построение аппроксимирующей функции.

Искомый численный метод и математическая модель LET реализованы в проблемно-ориентированном программном обеспечении (ПО), позволяющем осуществлять визуализацию полученных корреляционных зависимостей в виде графиков. Далее представлены два графика (рис. 1 и 2), сформированных и выгруженных из разработанного ПО.

На представленном на рис. 1 графике продемонстрированы результаты аппроксимации данных по керновым ОФП для случайных образцов с помощью модели LET. Подбор коэффициентов был осуществлен с помощью метода доверительных областей. Ниже для сравнения отображен график ОФП, построенный с помощью модели Кори (рис. 2). На графиках видна разница в некоторых участках отображения кривых. Предполагается, что различие в графиках должно быть более наглядным при наличии зафиксированных данных по образцам во всем диапазоне насыщения.

ОФП по определению являются отношением эффективных проницаемостей к абсолютной, поэтому областью значений данных функций является диапазон от 0 до 1. Поскольку ОФП измеряются в д. ед., значения насыщенности удобно представлять аналогичным образом, соответственно, область определения также лежит в интервале от 0 до 1.

На графиках, показанных на рис. 1 и 2, сплошными линиями заданы кривые ОФП, полученные путем аппроксимации исходных данных по модели LET и модели Кори соответственно. Облако точек вблизи корреляционных кривых является непосредственно набором исходных данных, на базе которых и производились расчеты.

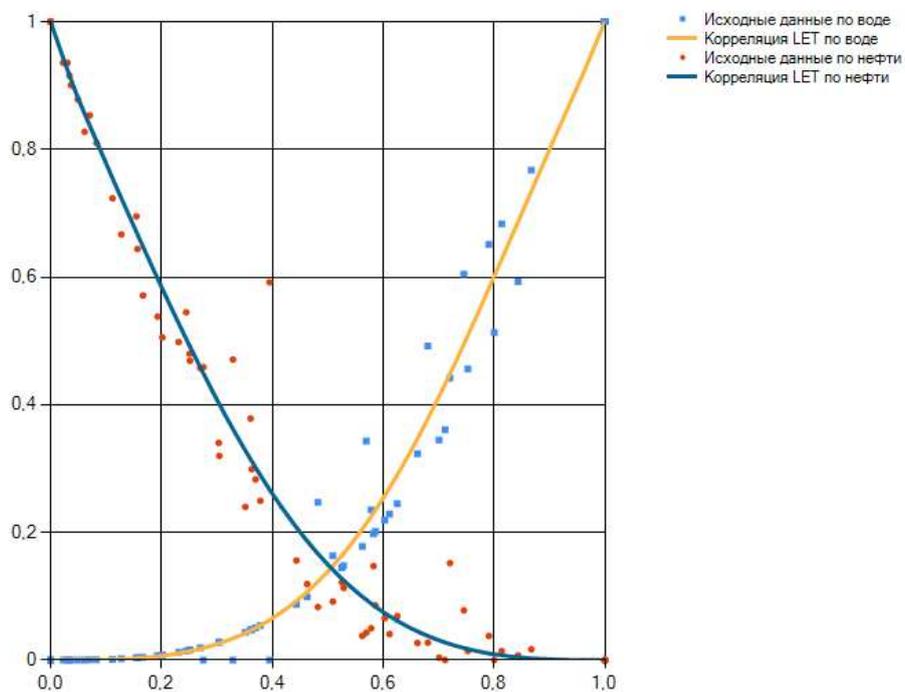


Рис. 1. Модель LET

Fig. 1. Model LET

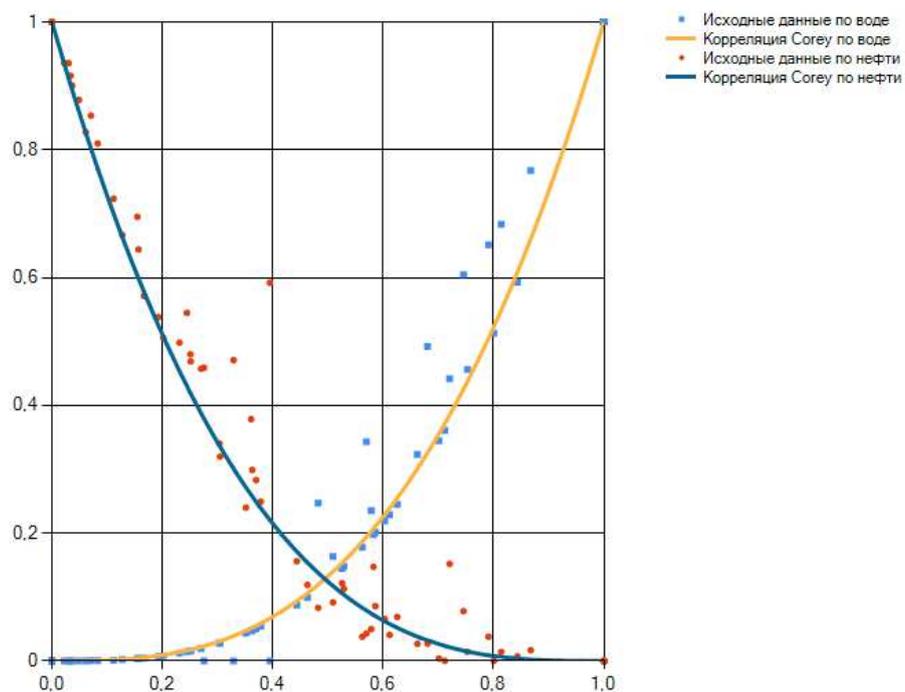


Рис. 2. Модель Кори

Fig. 2. Corey model

Заключение

Исследование и развитие моделей и методов, предназначенных для интерпретации керновых ОФП, представляет практический и научно-исследовательский интерес, что подтверждается работами в этом направлении [17-19, 21].

Авторами работы поставлена цель в дополнительном исследовании модели LET, которая относится к классу вышеописанных моделей и методов. В процессе предварительного анализа работ, посвященных корреляции LET-модели [7, 8, 10, 17-19, 21], авторами статьи выявлено, что нетривиальный вопрос определения регулируемых коэффициентов модели LET с помощью математических методов не был освещен в достаточной мере, что и стало центральным объектом работы.

В ходе анализа предметной области было рассмотрено несколько методов оптимизации, позволяющих решить задачу определения коэффициентов модели LET. По результатам вычислительных экспериментов авторами сделан вывод, что из рассмотренных инструментов численный метод доверительных областей в большей мере подходит для практического применения, поскольку он достаточно быстро сходится к оптимальному решению и демонстрирует высокую точность подбора коэффициентов L , E , T . Искомый метод оптимизации использован для решения прикладной проблемы адекватной интерпретации керновых ОФП с помощью модели LET. В заключительной части статьи продемонстрирована разница между моделью LET и базовой моделью Кори при аппроксимации керновых ОФП.

К дальнейшим перспективам развития области исследования можно отнести несколько направлений: анализ и интерпретацию использования модели LET для образцов керна, по которым зафиксированы данные во всем диапазоне насыщения; исследование и дополнение оригинальной модели LET; исследование модифицированных версий модели LET, представленных авторами оригинальной модели, которые могут быть применимы для задач из смежных областей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бердышев В. И. Аппроксимация функций, сжатие численной информации, приложения / В. И. Бердышев, Л. В. Петрак. Екатеринбург: ИММ УрО РАН, 1999. 296 с.
2. Большакова Л. В. Проблемы использования средней ошибки аппроксимации в качестве критерия адекватности регрессионной модели / Л. В. Большакова, А. В. Грачев // Региональная информатика и информационная безопасность. 2016. С. 162-164.
3. Закиев Д. Р. Создание гидродинамической модели газоконденсатного месторождения / Д. Р. Закиев, Д. В. Пономарева // Международный студенческий научный вестник. 2018. № 6. URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=19292> (дата обращения: 08.11.2022).
4. Захарова Е. М. Обзор методов многомерной оптимизации / Е. М. Захарова, И. К. Минашина // Информационные процессы. 2014. Том 14. № 3. С. 256-274.

5. Коломиец Л. В. Метод наименьших квадратов: метод. указания / Л. В. Коломиец, Н. Ю. Поникарова. Самара: Изд-во Самарского университета, 2017. 32 с.
6. Поляк Б. Т. Метод Ньютона и его роль в оптимизации и вычислительной математике / Б. Т. Поляк // Труды Института системного анализа Российской академии наук. 2006. Том 28. С. 44-62.
7. Родивилов Д. Б. Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения эллизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи / Д. Б. Родивилов, О. М. Гречнева, Н. Ю. Натчук, А. С. Русанов // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6 (85). С. 41-45. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-41-45
8. Степанов С. В. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 1 (25). С. 92-111. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111
9. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин, А. Г. Ковалев, А. М. Кузнецов, В. Н. Черноглазов. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. 56 с.
10. Хайруллин А. А. Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой: дисс. канд. техн. наук / А. А. Хайруллин. Тюмень, 2021. 147 с.
11. Численные методы в физике и радиофизике: учеб.-метод. пос. / Г. М. Тептин, О. Г. Хуторова, Ю. М. Стенин и др. Казань: Казанский федеральный университет, 2013. 38 с.
12. Chierici G. L. Novel relations for drainage and imbibition relative permeabilities / G. L. Chierici // Society of Petroleum Engineers Journal. 1984. Vol. 24. No. 3. Pp. 275-276. DOI: 10.2118/10165-PA
13. Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // Producers Monthly. 1954. Vol. 19. No. 1. Pp. 38-41.
14. Gratton S. Approximate Gauss-Newton methods for nonlinear least squares problems / S. Gratton, A. S. Lawless, N. K. Nichols // Society for Industrial and Applied Mathematics Journal on Optimization. 2007. Vol. 18. No. 1. Pp. 106-132. DOI: 10.1137/050624935
15. Johnson M. L. Nonlinear least-squares fitting methods / M. L. Johnson // Methods in Cell Biology. 2008. Vol. 84. Pp. 781-805. DOI: 10.1016/S0091-679X(07)84024-6
16. Kelley C. T. Iterative methods for optimization / C. T. Kelley // Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999. XV + 171 p. DOI: 10.1137/1.9781611970920
17. Lomeland F. A new versatile relative permeability correlation / F. Lomeland, E. Ebeltoft, W. H. Thomas // Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts (21-25 August 2005, Toronto, Canada). 2005. Paper SCA2005-32. Accessed 8 November 2022. URL: <http://jgmaas.com/SCA/2005/SCA2005-32.pdf>
18. Lomeland F. Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions / F. Lomeland, A. S. Orec // Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts (27-30 August 2018, Trondheim, Norway). 2018. Paper SCA2018-056. Accessed 8 November 2022. URL: <http://jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-056.pdf>
19. Moghadasi L. Interpretation of two-phase relative permeability curves through multiple formulations and Model Quality criteria / L. Moghadasi, A. Guadagnini, F. Inzoli, M. Bartosek // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 135. Pp. 738-749. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.10.027

-
20. Moré J. J. The Levenberg-Marquardt algorithm: Implementation and theory / J. J. Moré // Numerical Analysis. Lecture Notes in Mathematics. 1978. Vol. 630. Pp. 105-116. DOI: 10.1007/BFb0067700
 21. Sakhaei Z. Assessment of empirical/theoretical relative permeability correlations for gas-oil/condensate systems / Z. Sakhaei, R. Azin, S. Osfoury // Proceedings of the 1st Biennial Persian Gulf Oil, Gas and Petrochemical Conference (20 April 2016, Bushehr, Iran). 2016. 11 p. Accessed 8 November 2022. URL: <https://www.sid.ir/FileServer/SE/386E20160106.pdf>
 22. Sigmund P. M. An improved unsteady-state procedure for determining the relative-permeability characteristics of heterogeneous porous media (includes associated papers 8028 and 8777 / P. M. Sigmund, F. G. McCaffery // Society of Petroleum Engineers Journal. 1979. Vol. 19. No. 1. Pp. 15-28. DOI: 10.2118/6720-PA
 23. Yuan Y.-X. A review of trust region algorithms for optimization / Y.-x. Yuan // ICIAM 99: Proceedings of the 4th International Congress on Industrial and Applied Mathematics (5-9 July 1999, Edinburgh, Scotland). 2000. Pp. 271-282.

Mikhail G. DUBROVIN¹
Victoria R. VOKINA²
Olga A. YADRYSHNIKOVA³

UDC 519.654

**ON THE APPLICATION OF THE LET-MODEL
FOR THE APPROXIMATION
OF CORE RELATIVE PHASE PERMEABILITIES**

¹ Leading Specialist, Intelligent Systems Development Department,
Tyumen Petroleum Research Center
mgdubrovin@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-8580-1303

² Specialist, Intelligent Systems Development Department,
Tyumen Petroleum Research Center;
Master Student, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
vrvokina@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-9651-1758

³ Cand. Sci. (Tech.), Chief Manager, Intelligent Systems Development Department,
Tyumen Petroleum Research Center
oayadryshnikova@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-2894-8595

Abstract

The article deals with the problem of adequate interpretation of core relative phase permeabilities and the use of the LET-model in application to this problem. Some existing analytical dependencies for the interpretation of laboratory studies of the OFP are briefly analyzed: the Corey model, the Sigmund and McCaffery model, the Chierici model, the LET-model. The advantage of the LET-model and the high evaluation of this model in independent studies of the authors are described. In the process of preliminary analysis, the authors of the article revealed that the non-trivial issue of determining the adjustable coefficients of the model using mathematical methods was not sufficiently covered, which became the central object

Citation: Dubrovin M. G., Vokina V. R., Yadryshnikova O. A. 2022. "On the application of the LET-model for the approximation of core relative phase permeabilities". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 144-162.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162

of the work. Further, the application of the LET-model is formalized and the methodology for determining the adjustable coefficients of the model (L , E and T) is described.

The task of selecting model parameters is interpreted as a multidimensional optimization problem. Also, a class of nonlinear least squares methods was defined to solve the problem. Several common numerical optimization methods for selecting the coefficients of the model are considered: the brute-force search method, the Levenberg-Marquardt algorithm method, the trust region method. Computational experiments were carried out to assess their applicability and comparative analysis of optimization algorithms.

Based on the results of the experiments, it was concluded that the method of confidence domains is suitable for practical application, since they converge to the optimal solution quickly enough and demonstrates high accuracy in the selection of coefficients L , E , T .

The final part of the article demonstrates the difference between the LET-model and the basic Corey model when approximating core relative phase permeabilities.

Keywords

LET-model, approximation, core, relative phase permeabilities, RPP, non-linear least squares method, least squares method, gradient optimization methods.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162

REFERENCES

1. Berdyshev V. I., Petrak L. V. 1999. Approximation of functions, compression of numerical information, applications. Yekaterinburg: IMM UB RAS. 296 p. [In Russian]
2. Bolshakova L. V., Grachev A. V. 2016. "The use of average error of approximation as a criterion of adequacy of regression model". Regional Informatics and Information Security, pp. 162-164. [In Russian]
3. Zakiev D. R., Ponomareva D. V. 2018. "Creation of a gas condensate field hydrodynamic model". International Student Scientific Herald, no. 6. Accessed 8 November 2022. <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=19292> [In Russian]
4. Zakharova E. M., Minashina I. K. 2014. "Review of multidimensional optimization techniques". Information Processes, vol. 14, no. 3, pp. 256-274. [In Russian]
5. Kolomiets L. V., Ponikarova N. Yu. 2017. Least squares method: Method. Instructions. Samara: Publishing House of Samara University. 32 p. [In Russian]
6. Polyak B. T. 2006. "Newton's method and its role in optimization and computational mathematics". Proceedings of the Institute of System Analysis of the Russian Academy of Sciences, vol. 28, pp. 44-62. [In Russian]
7. Rodivilov D. B., Grechneva O. M., Natchuk N. Yu., Rusanov A. S. 2021. "Petrophysical basis for modeling expelled water in gas saturated reservoirs of the Achimov sequence". Exposition Oil & Gas, no. 6, pp. 41-45. [In Russian]
8. Stepanov S. V., Shabarov A. B. 2021. "Towards the presence of regularities between the function of interfacial interaction and the filtration capacity properties". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 1 (25), pp. 92-111. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111 [In Russian]

9. Dobrynin V. M., Kovalev A. G., Kuznetsov A. M., Chernoglazov V. N. 1988. Phase permeability of oil and gas reservoirs. Moscow: VNIIOENG. 56 p. [In Russian]
10. Khairullin A. A. 2021. "Development and research of a model of two-phase non-piston displacement of oil by water". Cand. Sci. (Tech.) diss. Tyumen, 147 p. [In Russian]
11. Teptin G. M., Khutorova O. G., Stenin Yu. M. et al. 2013. Numerical methods in physics and radiophysics: An educational and methodical manual. Kazan: Kazan Federal University. 38 p. [In Russian]
12. Chierici G. L. 1984. "Novel relations for drainage and imbibition relative permeabilities". Society of Petroleum Engineers Journal, vol. 24, no. 3, pp. 275-276. DOI: 10.2118/10165-PA
13. Corey A. T. 1954. "The interrelation between gas and oil relative permeabilities". Producers Monthly, vol. 19, no. 1, pp. 38-41.
14. Gratton S., Lawless A. S., Nichols N. K. 2007. "Approximate Gauss-Newton methods for nonlinear least squares problems". Society for Industrial and Applied Mathematics Journal on Optimization, vol. 18, no. 1, pp. 106-132. DOI: 10.1137/050624935
15. Johnson M. L. 2008. "Nonlinear least-squares fitting methods". Methods in Cell Biology, vol. 84, pp. 781-805. DOI: 10.1016/S0091-679X(07)84024-6
16. Kelley C. T. 1999. Iterative methods for optimization. Society for industrial and applied mathematics. XV + 171 p. DOI: 10.1137/1.9781611970920
17. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. 2005. "A new versatile relative permeability correlation". Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts (21-25 August 2005, Toronto, Canada). Paper SCA2005-32. Accessed 8 November 2022. <http://jgmaas.com/SCA/2005/SCA2005-32.pdf>
18. Lomeland F., Orec A. S. 2018. "Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions". Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts (27-30 August 2018, Trondheim, Norway). Paper SCA2018-056. Accessed 8 November 2022. <http://jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-056.pdf>
19. Moghadasi L., Guadagnini A., Inzoli F., Bartosek M. 2015. "Interpretation of two-phase relative permeability curves through multiple formulations and Model Quality criteria". Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 135, pp. 738-749. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.10.027
20. Moré J. J. 1978. "The Levenberg-Marquardt algorithm: Implementation and theory". Numerical Analysis. Lecture Notes in Mathematics, vol. 630, pp. 105-116. DOI: 10.1007/BFb0067700
21. Sakhaei Z., Azin R., Osfour S. 2016. "Assessment of empirical/theoretical relative permeability correlations for gas-oil/condensate systems". Proceedings of the 1st Biennial Persian Gulf Oil, Gas and Petrochemical Conference (20 April 2016, Bushehr, Iran). 11 p. Accessed 8 November 2022. <https://www.sid.ir/FileServer/SE/386E20160106.pdf>
22. Sigmund P. M., McCaffery F. G. 1979. "An improved unsteady-state procedure for determining the relative-permeability characteristics of heterogeneous porous media (includes associated papers 8028 and 8777)". Society of Petroleum Engineers Journal, vol. 19, no. 1, pp. 15-28. DOI: 10.2118/6720-PA
23. Yuan Y.-X. 2000. "A review of trust region algorithms for optimization". ICIAM 99: Proceedings of the 4th International Congress on Industrial and Applied Mathematics (5-9 July 1999, Edinburgh, Scotland), pp. 271-282.

Абдулла Хайдар Абдо ИБРАГИМ¹
Сергей Юрьевич УДОВИЧЕНКО²

УДК 519.6, 004.421

АЛГОРИТМЫ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ БОЛЬШИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ С МЕМРИСТОРНО-ДИОДНЫМИ КРОССБАРАМИ В БИОМОРФНОМ НЕЙРОПРОЦЕССОРЕ*

¹ аспирант кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет; младший научный сотрудник, Лаборатория наноматериалов и наноэлектроники, Центр природовдохновленного инжиниринга, Тюменский государственный университет
abdulla.ybragim@mail.ru; ORCID: 0000-0002-1709-9882

² доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет; научный руководитель, Центр природовдохновленного инжиниринга, Тюменский государственный университет
udotgu@mail.ru; ORCID: 0000-0003-3583-7081

Аннотация

Биоморфный нейропроцессор является аппаратной реализацией импульсной нейросети; в нем поступающая информация из набора чисел преобразуется в импульсы, а выходящая — наоборот, из импульсов в двоичный код. Для автоматизированного построения электрических схем входного кодирующего и выходного декодирующего устройств нейропроцессора с помощью сверхбольших логических матриц на основе мемристорно-диодного

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 20-37-90003).

Цитирование: Ибрагим А. Х. А. Алгоритмы для построения и моделирования работы больших электрических цепей с мемристорно-диодными кроссбарами в биоморфном нейропроцессоре / А. Х. А. Ибрагим, С. Ю. Удовиченко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 163-178.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-163-178

кроссбара разработаны соответствующие алгоритмы. Для последующего имитационного моделирования обработки информации в этих устройствах, а также в запоминающей матрице нейропроцессора создан алгоритм для расчета больших электрических схем с мемристорно-диодными кроссбарами. Этот алгоритм моделирования построен на основе известного алгоритма симулятора SPICE и включает оригинальные математические модели мемристора и селективного элемента диода Зенера, в том числе алгоритм моделирования резистивного переключения мемристора.

Результаты имитационного моделирования с помощью разработанных алгоритмов и соответствующих программ показали работоспособность построенных электрических схем входного устройства в режиме кодирования двоичного числа в частоту импульсов популяцией из трех нейронов и выходного устройства нейропроцессора в режиме декодирования поступающих от нейронов импульсов в двоичный формат, включая работоспособность запоминающей матрицы при взвешивании и суммировании импульсов.

Созданные алгоритмы моделирования и комплекс программ на их основе может быть использован для эффективного решения инженерно-технической задачи изготовления биоморфного нейропроцессора, требующей имитационного моделирования обработки информации в отдельных устройствах нейропроцессора, построенных на основе больших мемристорно-диодных массивов, с целью оптимизации их параметров.

Ключевые слова

Биоморфный нейропроцессор, мемристорно-диодный кроссбар, запоминающая матрица, входной кодирующий и выходной декодирующий блоки, имитационное моделирование, алгоритм, автоматическое построение электрических схем.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-163-178

Введение

В [11] представлена разработка биоморфного нейропроцессора на основе нового компонента наноэлектроники — мемристорно-диодного кроссбара [8] — для традиционных задач обработки информации, а также для воспроизведения работы кортикальной колонки мозга или ее фрагмента.

Аналогов разработанного биоморфного нейропроцессора нет. Его уникальность обусловлена построением с помощью оригинальной электрической биоморфной схемы нейрона, кроме того, он является биоморфным еще и с точки зрения выполнения функций нейросети, созданной посредством оригинальной программной биоморфной модели нейрона [12]. Поскольку биоморфный нейропроцессор является аппаратной реализацией импульсной нейросети, необходимо преобразовать поступающую информацию из набора чисел в импульсы. В [5] представлено входное устройство нейропроцессора на основе логической матрицы с мемристорно-диодным кроссбаром, предназначенное для первичной обработки звуковых и видеосигналов. Выходное устройство нейропроцессора включает унифицированную логическую матрицу и производит декодирование импульсов, поступающих из аппаратной нейронной сети, в двоичный код [3].

С целью демонстрации работоспособности запоминающей матрицы, входного кодирующего и выходного декодирующего блоков нейропроцессора необходимо было разработать алгоритмы и на их основе комплекс проблемно-ориентированных программ, предназначенных для имитационного моделирования работы больших электрических схем с мемристорно-диодными кроссбарами, а также для автоматического построения электрических схем входного и выходного устройств нейропроцессора, включающих логическую матрицу с мемристорно-диодным кроссбаром. Описание этого комплекса программ представлено в [7].

Для построения алгоритма моделирования работы больших электрических схем с мемристорно-диодными кроссбарами вначале необходимо разработать алгоритм моделирования работы отдельного мемристора — его резистивного переключения из низкопроводящего в высокопроводящее состояние, построенного при анализе математической модели теплопереноса зарядов в электрическом поле мемристорного слоя [1].

В настоящем сообщении представлены алгоритмы, на основе которых созданы указанные программы, а также приведены результаты имитационного моделирования обработки информации в запоминающей матрице, кодирующем и декодирующем устройствах биоморфного нейропроцессора.

Алгоритм для моделирования работы больших электрических схем, содержащих мемристорно-диодные кроссбары

Алгоритм моделирования больших электрических схем, содержащих мемристорно-диодные кроссбары, построен на основе известного алгоритма симулятора SPICE и включает в себя оригинальные математические модели мемристора и селективного элемента диода Зенера, алгоритм моделирования резистивного переключения мемристора.

Электрическая схема в классической программе SPICE задается как набор элементов электроники и связей между ними. Набор элементов электроники включает SPICE-модели транзисторов, диодов и т. д. К этому набору добавлена идеальная модель мемристора [4], в которой изменения параметра состояния дополнительно были жестко зафиксированы в интервале от 0 до 1. Такое ограничение необходимо, поскольку неабсолютная точность рациональных чисел в компьютерной системе приводит к выходу параметра состояния за границы допустимого интервала и, как следствие, к неправильной работе модели. Для диода Зенера построена идеализированная модель, нелинейная вольт-амперная характеристика, представляющая собой кусочную функцию из трех прямых линий (рис. 1), в которой сопротивление остается высоким в диапазоне от напряжения обратимого пробоя до напряжения открытия $p-n$ -перехода.

Таким образом, симулятор заменяет диод резистором с соответствующим значением сопротивления. Вносимая при этом упрощении ошибка мала, когда мемристорно-диодный кроссбар работает в цифровом режиме, и напряжение на диодах Зенера не приближается к пороговым значениям открытия и обратного пробоя диода. На рис. 2 представлена схема алгоритма моделирования больших мемристорно-диодных массивов.

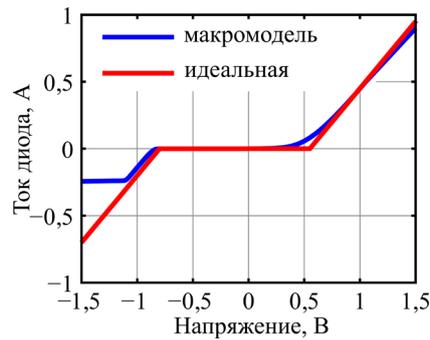


Рис. 1. Сравнение вольт-амперных характеристик идеализированной (красная кривая) и детальной (синяя кривая) моделей диода Зенера

Fig. 1. Comparison of an idealized (red curve) and a detailed (blue curve) Zener diode models

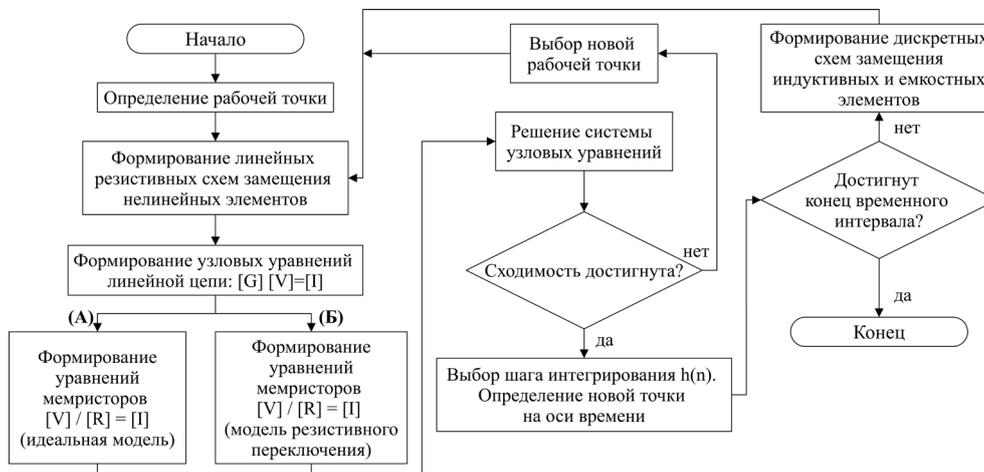


Рис. 2. Схема алгоритма моделирования больших мемристорно-диодных массивов

Fig. 2. Schematic diagram of the algorithm for modeling large memristor-diode arrays

К классической схеме алгоритма SPICE добавлены два блока А и Б. Первый блок обеспечивает процесс моделирования работы больших электрических схем в режиме идеальной модели мемристора, а второй блок — в режиме итерационного алгоритма резистивного переключения мемристора, который может быть построен на основе анализа полной математической модели процессов стационарного теплопереноса кислородных вакансий и ионов в оксидном слое [6].

Алгоритм расчета переходного процесса является многошаговым. На каждом шаге интегрирования автоматически определяется рабочая точка — токи и напряжения нелинейных компонентов. При определении рабочей точки нелинейной цепи напряжения и токи источников сигнала полагаются равными нулю, индуктивные элементы заменяются коротким замыканием, а емкостные — разрывом.

Расчет рабочей точки ведется итеративным методом Ньютона — Рафсона. На каждой итерации нелинейные компоненты заменяются линеаризованными схемами замещения, соответствующими режиму этого компонента.

Итерационный алгоритм моделирования процесса резистивного переключения мемристора

Блок Б на рис. 2 является итерационным алгоритмом моделирования процесса резистивного переключения мемристора, который построен на основе анализа математической модели процессов стационарного массопереноса кислородных вакансий и ионов и включает их генерацию, рекомбинацию, диффузию и дрейф в электрическом поле в структуре «металл — оксид — металл» при доминирующем транспортном механизме туннелирования электронов через кислородные вакансии [2]. Схема итерационного алгоритма моделирования процесса резистивного переключения мемристора из низкопроводящего в высокопроводящее состояние представлена на рис. 3, в которой используются из [2]: нелинейное дифференциальное уравнение первого порядка для концентрации вакансий (3); выражения (4)-(6) для концентрации и плотности тока захваченных электронов; формула для расчета самосогласованного электрического поля (11) и итерационная формула для концентрации вакансий (14). Скалярное поле концентраций вакансий рассчитывается путем численного решения задачи Коши для уравнения (3) методом Эйлера.

Этот алгоритм моделирования важен для программирования резистивных состояний мемристоров в больших матрицах, а также при реализации ассоциативного самообучения аппаратной нейросети нейропроцессора, построенной на основе запоминающей матрицы с мемристорно-диодным кроссбаром.

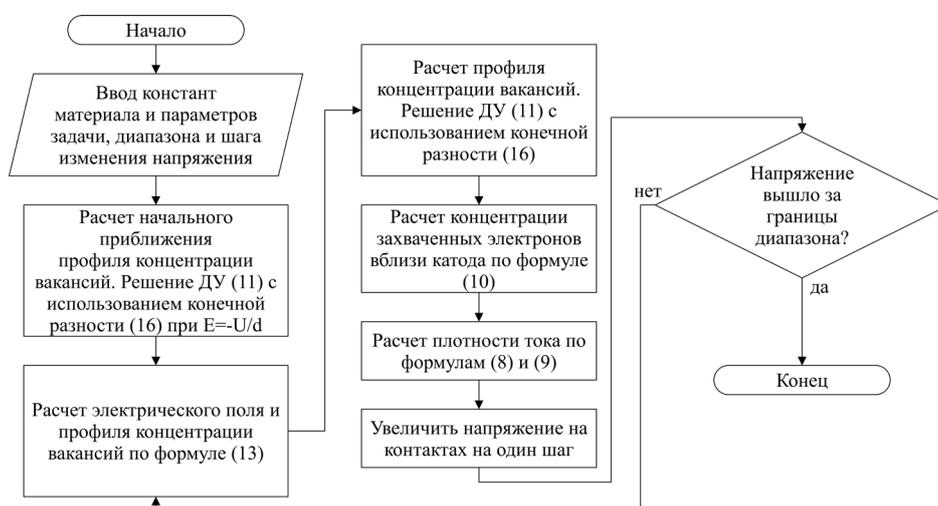


Рис. 3. Схема итерационного алгоритма моделирования процесса резистивного переключения мемристора

Fig. 3. Schematic of an iterative algorithm for modeling the process of resistive switching of a memristor

С помощью программы MDC-SPICE, созданной на основе разработанного алгоритма моделирования, выполнена оценка затухания напряжения при возрастании количества ячеек в запоминающей матрице с мемристорно-диодным кроссбаром [10]. Запоминающая матрица на основе мемристорно-диодного кроссбара предназначена для взвешивания и суммирования отдельных импульсов, поступающих из входного кодирующего блока нейропроцессора. Численный расчет процесса прохождения одного импульса амплитудой 1 В в запоминающей матрице показывает (рис. 4) деградацию выходного напряжения в зависимости от размера квадратной матрицы $N \times N$ для $R = R_{off} / R_{on} = 10, 100, 1\ 000$, где R_{off} — сопротивление мемристора в закрытом состоянии, R_{on} — в открытом состоянии.

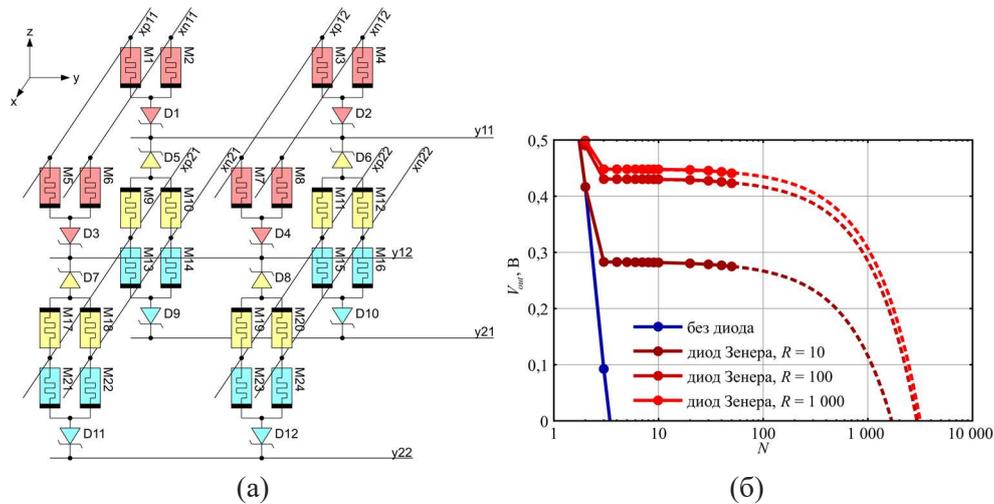


Рис. 4. Электрическая схема трехмерной запоминающей матрицы, в которой взвешиваются и суммируются отдельные импульсы (а). Зависимость выходного напряжения от размера матрицы при последовательном чтении (б)

Fig. 4. Electrical circuit of a three-dimensional memory matrix fragment, three colors correspond to three composite crossbars (a). Dependence of the output voltage on the matrix size (б)

Из рис. 4 видно, что при отсутствии в ячейках диода Зенера выходное напряжение снижается практически до нуля уже в 3×3 матрице. При добавлении диода Зенера происходит снижение выходного напряжения в пределах от 50 до 70% в матрице того же размера, а дальнейшее увеличение размера матрицы слабо влияет на величину выходного сигнала. Медленно изменяющийся уровень выходного напряжения $\sim 0,3$ В достаточен для выполнения дальнейшей процедуры суммирования. Размер матрицы при этом оказывается $1\ 000 \times 1\ 000$ — это значение считается сверхбольшим. Следовательно, матрица с комплементарными мемристорами и без нелинейного селективного элемента не может быть использована в качестве сверхбольшой матрицы нейропроцессора.

Алгоритм автоматического построения электрической схемы входного кодирующего устройства

Разработан алгоритм (рис. 5) процесса автоматического построения электрической схемы входного кодирующего устройства на основе логической матрицы с мемристорно-диодным кроссбаром.

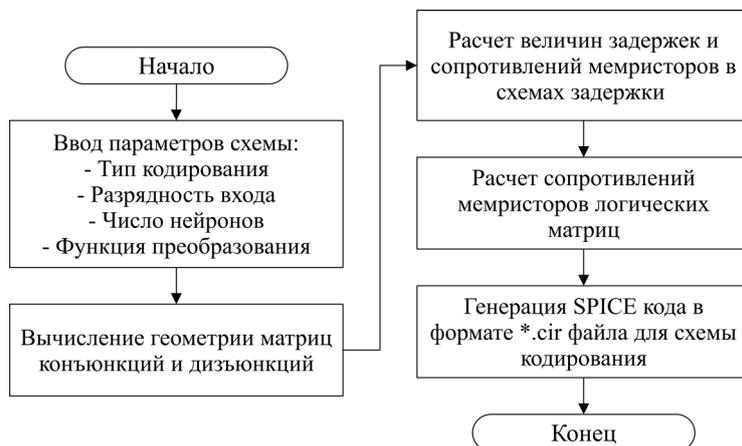


Рис. 5. Алгоритм автоматического построения электрической схемы входного кодирующего устройства

Fig. 5. Algorithm for automatic building of the electric circuit of the input encoding unit

На основе этого алгоритма создана программа, состоящая из обработчика входных данных, подпрограммы синтеза электрической схемы и подпрограммы формирования выходного текстового файла. Синтез электрической схемы выполняется программой на нескольких уровнях абстракции: сначала собираются элементарные цепи «мемристор — диод», затем массивы этих цепей — кроссбары, после чего кроссбары объединяются в совершенные дизъюнктивные нормальные формы (СДНФ). Каждая из СДНФ содержит одну матрицу конъюнкций и одну матрицу дизъюнкций. Результатом работы программы является текстовый файл, содержащий описание электрической схемы входного блока с использованием стандартного SPICE-синтаксиса.

С помощью представленного алгоритма и программы на его основе построена электрическая схема импульсного кодирования информации, которая содержит одну СДНФ (рис. 6а). На подтягивающие резисторы в матрице конъюнкций подаются импульсы с линий задержек (рис. 6б).

Для демонстрации работоспособности кодирующего устройства взят один из режимов кодирования информации (представляющей собой набор величин — яркости пикселей, амплитуды составляющих частот звукового сигнала — с определенными значениями) — кодирование двоичного числа в частоту импульсов с помощью популяции из трех нейронов.

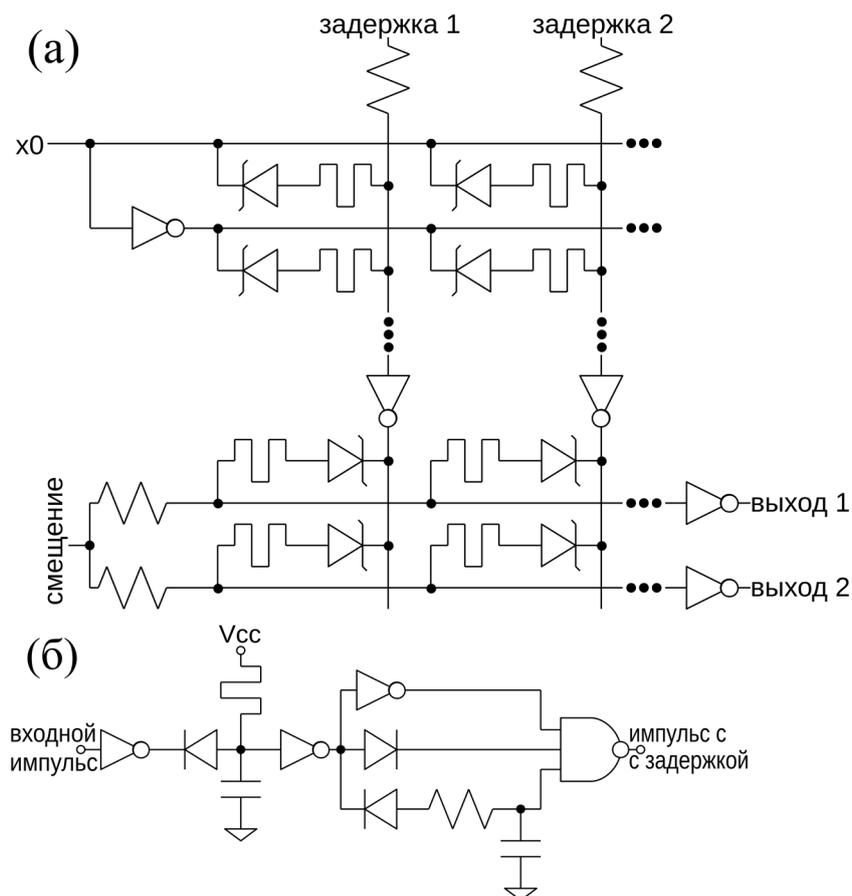


Рис. 6. Электрическая схема кодирующего устройства:
 а — реализация совершенной дизъюнктивной нормальной формы на базе мемристорно-диодного кроссбара; б — линия задержки

Fig. 6. The main components of the input unit: а — an electrical circuit that implements a disjunctive normal form; б — a delay line of the encoder

На рис. 7 приведены результаты моделирования в программе MDC-SPICE процесса кодирования числа n в частоту импульсов схемой (в режиме работы трех виртуальных нейронов — выходных каналов).

В такой схеме кодирования информации на основе двух логических матриц и линий задержек преобразование выполняется в матрице конъюнкций: входной двоичный код разрешает прохождение определенных импульсов от линий задержек в матрицу дизъюнкций. Схема является универсальной, поскольку позволяет реализовать и другие способы импульсного кодирования входной информации, представленной двоичными числами: кодирование в задержки, а также одновременное кодирование в частоту и задержки популяцией нейронов.

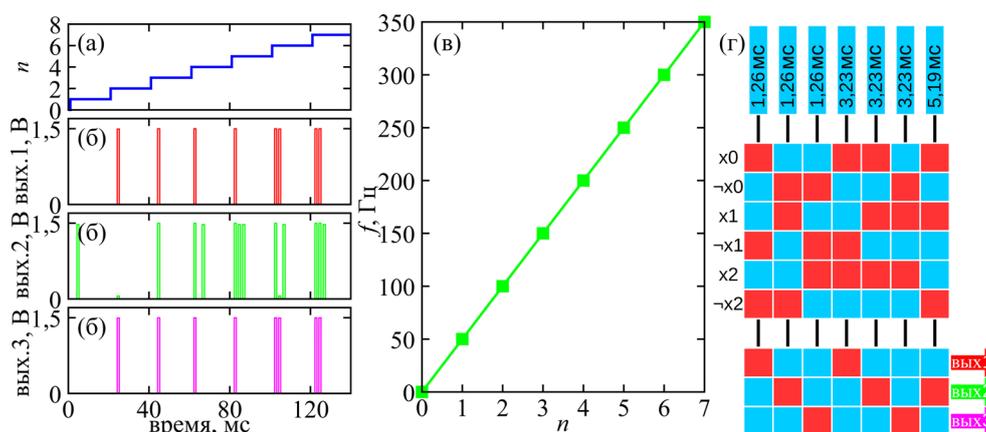


Рис. 7. Моделирование режима кодирования числа в частоту популяцией из трех нейронов: а — изменение входного числа во времени; б — выходные импульсы; в — функция преобразования числа n в частоту f ; г — карта проводимости мемристоров (красный цвет — высокая проводимость, синий — низкая проводимость)

Fig. 7. SPICE simulation of the coding with a population of three neurons: а — input number variation with time; б — output pulses; в — number n to frequency f transformation function; г — conductance map of memristors (red color — high conductivity, blue color — low conductivity)

Алгоритм автоматического построения электрической схемы выходного декодирующего устройства

На выходное устройство поступает информация, полученная в нейронном блоке нейропроцессора в импульсном формате представления данных (например, чисел), характерном для искусственных спайковых нейронных сетей, которые наиболее приближены к биологическим нейронным системам [9]. При работе выходного устройства отсутствует необходимость в операциях сжатия и фильтрации информационного потока, которые выполняются во входном устройстве нейропроцессора. Таким образом, основной операцией выходного устройства является перекодировка формата данных спайковых нейронных сетей в стандартное цифровое представление.

Алгоритм автоматического построения выходного устройства на основе универсальной логической матрицы с мемристорно-диодным кроссбаром представлен на рис. 8. Он отличается от алгоритма для входного устройства только набором входных параметров.

На основе этого алгоритма создана программа для автоматического построения электрической схемы выходного блока, который также содержит три подпрограммы и отличается от программы построения входного блока другим набором входных данных и, соответственно, обработчиком входных данных и подпрограммой синтеза электрической схемы.

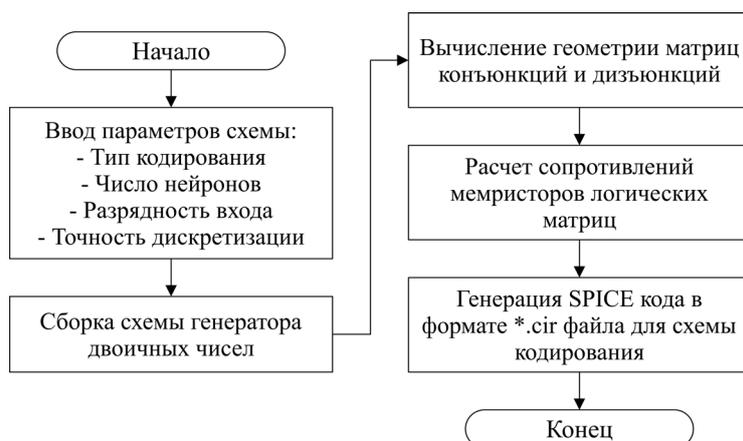


Рис. 8. Алгоритм автоматического построения электрической схемы выходного декодирующего устройства

Fig. 8. The algorithm for automatic building of the electrical circuit of the output decoding unit

В качестве тестового примера с помощью этой программы построена электрическая схема выходного устройства, выполняющая с помощью логической матрицы (рис. 9) декодирование двухразрядного импульсного сигнала от популяции нейронов в двухразрядное число с использованием генератора бинарных чисел.

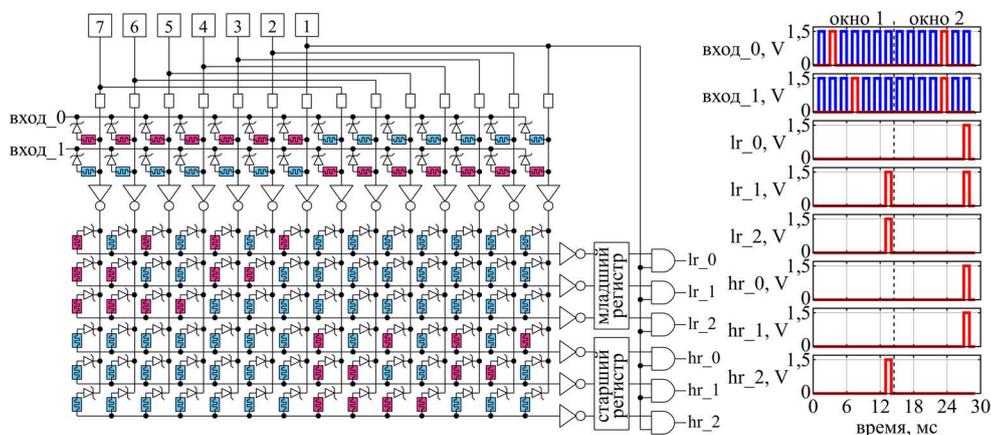


Рис. 9. Электрическая схема и результаты моделирования процесса декодирования двухразрядного импульсного сигнала в двухразрядное число с использованием генератора бинарных чисел

Fig. 9. Circuit diagram and simulation results of decoding a position-time two-bit pulse signal into a two-bit number using a binary number generator

Результаты численного моделирования в специализированной программе MDC-SPICE работы выходного устройства представлены на диаграмме на рис. 9 справа, по которой можно определить декодированное значение.

Для примера в качестве выходного стандартного сигнала выбрано шестнадцатеричное двухразрядное число, представленное стандартным байтом информации в параллельном коде. Реализация этой схемы может быть выполнена в одном слое логической матрицы. Значения преобразуемой величины на входе показаны на диаграммах сигналами «вход_0» и «вход_1». Компактность схемы достигнута за счет применения генератора двоичных чисел, установленного на периферии мемристорной логической матрицы.

Заключение

Разработан алгоритм для проблемно-ориентированной программы MDC-SPICE, предназначенной для имитационного моделирования работы больших электрических схем с мемристорно-диодными кроссбарами. Алгоритм моделирования построен на основе известного алгоритма симулятора SPICE и включает оригинальные идеальные модели мемристора и селективного элемента диода Зенера, а также итерационный алгоритм моделирования резистивного переключения мемристора. Последний алгоритм построен на основе анализа математической модели процессов стационарного массопереноса кислородных вакансий и ионов, включающей их генерацию, рекомбинацию, диффузию и дрейф в электрическом поле в структуре «металл — оксид — металл» при доминирующем транспортном механизме туннелирования электронов через кислородные вакансии.

Разработаны алгоритмы для автоматического построения электрических схем входного кодирующего и выходного декодирующего устройств биоморфного нейропроцессора, содержащих универсальную логическую матрицу с мемристорно-диодным кроссбаром. Эти алгоритмы ускоряют процесс создания электрических схем входного и выходного устройств для последующего моделирования их работы в программе MDC-SPICE с учетом специфических физических процессов, протекающих в мемристорах.

С помощью проблемно-ориентированных программ, созданных на основе разработанных алгоритмов моделирования, показана работоспособность построенного входного устройства биоморфного нейропроцессора в режиме кодирования двоичного числа в частоту импульсов популяцией из трех нейронов и работоспособность построенного выходного устройства в режиме декодирования поступающих от нейронного блока импульсов в двоичный формат. Продемонстрирована работоспособность запоминающей матрицы с мемристорно-диодным кроссбаром в режиме взвешивания и суммирования отдельных импульсов, поступающих из входного кодирующего устройства нейропроцессора.

Созданные алгоритмы моделирования и комплекс программ на их основе могут быть использованы для эффективного решения инженерно-технической

задачи изготовления биоморфного нейропроцессора, требующей имитационного моделирования обработки информации в отдельных устройствах нейропроцессора, построенных на основе больших мемристорно-диодных массивов, с целью оптимизации их параметров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ибрагим А. Х. А. Математическое моделирование резистивного переключения в мемристоре на основе полной модели процессов массопереноса кислородных вакансий и ионов / А. Х. А. Ибрагим, А. Н. Бусыгин, С. Ю. Удовиченко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 2 (30). С. 198-214. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-198-214
2. Ибрагим А. Х. А. Математическое моделирование резистивных состояний и динамического переключения мемристора на основе оксида металла / А. Х. А. Ибрагим, С. Ю. Удовиченко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 127-144. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-127-144
3. Удовиченко С. Ю. Биоморфный нейропроцессор — прототип компьютера нового поколения, являющегося носителем искусственного интеллекта. Часть 2 / С. Ю. Удовиченко, А. Д. Писарев, А. Н. Бусыгин, А. Н. Бобылев // Наноиндустрия. 2021. Том 14. № 1 (103). С. 68-80. DOI: 10.22184/1993-8578.2021.14.1.68.79
4. Bialek D. Reliable SPICE simulations of memristors, memcapacitors and meminductors / D. Bialek, M. Di Ventura, Yu. V. Pershin // Radioengineering. 2013. Vol. 22. No. 4. Pp. 945-968. DOI: 10.48550/arXiv.1307.2717
5. Busygin A. N. Input device for a biomorphic neuroprocessor based on a memristor-diode crossbar for the pulse coding of information / A. N. Busygin, A. H. A. Ebrahim, A. D. Pisarev, S. Yu. Udovichenko // Nanobiotechnology Reports. 2021. Vol. 16. No. 6. Pp. 798-803. DOI: 10.1134/S2635167621060069
6. Busygin A. N. Mathematical model of metal-oxide memristor resistive switching based on full physical model of heat and mass transfer of oxygen vacancies and ions / A. N. Busygin, S. Yu. Udovichenko, A. H. A. Ebrahim, A. N. Bobilev, A. A. Gubin // Physica Status Solidi (A). 2022. DOI: 10.1002/pssa.202200478
7. Ebrahim A. H. A. Automatic building of electrical circuits of biomorphic neuroprocessor units and visualization of their numerical simulation / A. H. A. Ebrahim, S. Yu. Udovichenko // Science and Global Challenges of the 21st Century — Science and Technology. Perm Forum 2021. Lecture Notes in Networks and Systems / ed. by A. Rocha, E. Isaeva. Cham: Springer, 2021. Vol. 342. Pp. 16-23. DOI: 10.1007/978-3-030-89477-1_2
8. Filippov V. A. A biomorphic neuron model and principles of designing a neural network with memristor synapses for a biomorphic neuroprocessor / V. A. Filippov, A. N. Bobilev, A. N. Busygin, A. D. Pisarev, S. Yu. Udovichenko // Neural Computing and Applications. 2019. Vol. 32. No. 7. Pp. 2471-2485. DOI: 10.1007/s00521-019-04383-7
9. Gollisch T. Rapid neural coding in the retina with relative spike latencies / T. Gollisch, M. Meister // Science. 2008. Vol. 319. No. 5866. Pp. 1108-1111. DOI: 10.1126/science.1149639

10. Pisarev A. D. 3D memory matrix based on a composite memristor-diode crossbar for a neuromorphic processor / A. D. Pisarev, A. N. Busygin, S. Yu. Udovichenko, O. V. Maevsky // *Microelectronic Engineering*. 2018. Vol. 198. Pp. 1-7.
DOI: 10.1016/j.mee.2018.06.008
11. Pisarev A. D. A biomorphic neuroprocessor based on a composite memristor-diode crossbar / A. D. Pisarev, A. N. Busygin, S. Yu. Udovichenko, O. V. Maevsky // *Microelectronics Journal*. 2020. Vol. 102. Art. 104827. DOI: 10.1016/j.mejo.2020.104827
12. Pisarev A. D. Fabrication technology and electrophysical properties of a composite memristor-diode crossbar used as a basis for hardware implementation of a biomorphic neuroprocessor / A. D. Pisarev, A. N. Busygin, A. N. Bobylev, A. A. Gubin, S. Yu. Udovichenko // *Microelectronic Engineering*. 2021. Vol. 236. Art. 111471.
DOI: 10.1016/j.mee.2020.111471

Abdulla H. A. EBRAHIM¹
Sergey Yu. UDOVICHENKO²

UDC 519.6, 004.421

**ALGORITHMS FOR BUILDING AND OPERATION MODELING
OF LARGE ELECTRICAL CIRCUITS WITH MEMRISTOR-DIODE
CROSSBARS IN A BIOMORPHIC NEUROPROCESSOR***

¹ Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen;
Junior Researcher, Nanomaterials and Nanoelectronics Laboratory,
Center for Nature-Inspired Engineering, University of Tyumen
abdulla.ybragim@mail.ru; ORCID: 0000-0002-1709-9882

² Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen; Scientific Director,
Center for Nature-Inspired Engineering, University of Tyumen
udotgu@mail.ru; ORCID: 0000-0003-3583-7081

Abstract

The biomorphic neuroprocessor is the hardware implementation of the impulse neural network in which incoming information from a set of numbers is converted into impulses, and outgoing information, on the contrary, from impulses into binary code. For the automatic building of electrical circuits of the input coding and output decoding units in neuroprocessor using ultra-large logic matrices based on a memristor-diode crossbar, appropriate algorithms have been developed. For the subsequent imitation modeling of information processing in these units, as well as in the memory matrix of the neuroprocessor, the algorithm for calculating large electrical circuits containing memristor-diode crossbars has been created. This simulation algorithm is based on the well-known algorithm of Simulation Program with Integrated

* This work was supported by the Russian Foundation for Basic Research (grant No. 20-37-90003).

Citation: Ebrahim A. H. A., Udovichenko S. Yu. 2022. "Algorithms for building and operation modeling of large electrical circuits with memristor-diode crossbars in a biomorphic neuroprocessor". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 163-178.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-163-178

Circuit Emphasis and includes original mathematical models of the memristor and the selective element of the Zener diode, as well as the algorithm for modeling the resistive switching of the memristor. The results of imitation modeling using the developed algorithms and corresponding programs showed the operability of the constructed electrical circuits of the input unit in the mode of encoding a binary number into a impulse frequency by a population of three neurons and the output unit of a neuroprocessor that decodes the impulses coming from neurons into binary format as well as the operability of the memory matrix under weighting and summing impulses. The created algorithms and programs package based on them can be used to effectively solve the engineering and technical problem of manufacturing a biomorphic neuroprocessor that requires modeling of information processing in individual neuroprocessor units based on large memristor-diode arrays in order to optimize their parameters.

Keywords

Biomorphic neuroprocessor, memristor-diode crossbar, memory matrix, input and output units, imitation modeling, algorithm, automatic building of electrical circuits.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-163-178

REFERENCES

1. Ebrahim A. H. A., Busygin A. N., Udovichenko S. Yu. 2022. "Mathematical modeling of memristor resistive switching based on mass transfer full model of oxygen vacancies and ions". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 2 (30), pp. 198-214. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-198-214 [In Russian]
2. Ebrahim A. H. A., Udovichenko S. Yu. 2020. "Mathematical modeling of resistive states and dynamic switching of a metal oxide memristor". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 2 (22), pp. 127-144. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-127-144 [In Russian]
3. Udovichenko S. Yu., Pisarev A. D., Busygin A. N., Bobylev A. N. 2021. "Biomorphous neuroprocessor — prototype of a new generation computer being a carrier of artificial intelligence. Part 2". Nanoindustry, vol. 14, no. 1 (103), pp. 68-80. DOI: 10.22184/1993-8578.2021.14.1.68.79 [In Russian]
4. Biolek D., Di Ventra M., Pershin Yu. V. 2013. "Reliable SPICE simulations of memristors, memcapacitors and meminductors". Radioengineering, vol. 22, no. 4, pp. 945-968. DOI: 10.48550/arXiv.1307.2717
5. Busygin A. N., Ebrahim A. H. A., Pisarev A. D., Udovichenko S. Yu. 2021. "Input device for a biomorphic neuroprocessor based on a memristor-diode crossbar for the pulse coding of information". Nanobiotechnology Reports, vol. 16, no. 6, pp. 798-803. DOI: 10.1134/S2635167621060069
6. Busygin A. N., Udovichenko S. Yu., Ebrahim A. H. A., Bobylev A. N., Gubin A. A. 2022. "Mathematical model of metal-oxide memristor resistive switching based on full physical model of heat and mass transfer of oxygen vacancies and ions". Physica Status Solidi (A). DOI: 10.1002/pssa.202200478

7. Ebrahim A. H. A., Udovichenko S. Yu. 2022. "Automatic building of electrical circuits of biomorphic neuroprocessor units and visualization of their numerical simulation". In: Rocha A., Isaeva E. (eds.). *Science and Global Challenges of the 21st Century — Science and Technology. Perm Forum 2021. Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 342, pp. 16-23. Cham: Springer. DOI: 10.1007/978-3-030-89477-1_2
8. Filippov V. A., Bobylev A. N., Busygin A. N., Pisarev A. D., Udovichenko S. Yu. 2019. "A biomorphic neuron model and principles of designing a neural network with memristor synapses for a biomorphic neuroprocessor". *Neural Computing and Applications*, vol. 32, no. 7, pp. 2471-2485. DOI: 10.1007/s00521-019-04383-7
9. Gollisch T., Meister M. 2008. "Rapid neural coding in the retina with relative spike latencies". *Science*, vol. 319, no. 5866, pp. 1108-1111. DOI: 10.1126/science.1149639
10. Pisarev A. D., Busygin A. N., Udovichenko S. Yu., Maevsky O. V. 2018. "3D memory matrix based on a composite memristor-diode crossbar for a neuromorphic processor". *Microelectronic Engineering*, vol. 198, pp. 1-7. DOI: 10.1016/j.mee.2018.06.008
11. Pisarev A. D., Busygin A. N., Udovichenko S. Yu., Maevsky O. V. 2020. "A biomorphic neuroprocessor based on a composite memristor-diode crossbar". *Microelectronics Journal*, vol. 102, art. 104827. DOI: 10.1016/j.mejo.2020.104827
12. Pisarev A. D., Busygin A. N., Bobylev A. N., Gubin A. A., Udovichenko S. Yu. 2021. "Fabrication technology and electrophysical properties of a composite memristor-diode crossbar used as a basis for hardware implementation of a biomorphic neuroprocessor". *Microelectronic Engineering*, vol. 236, art. 111471. DOI: 10.1016/j.mee.2020.111471

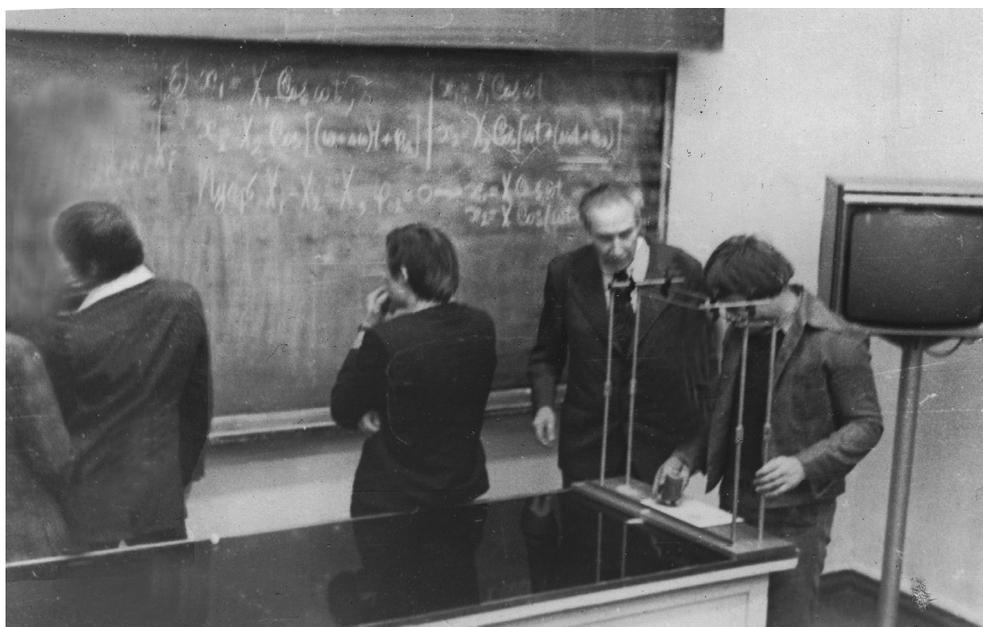
ЮБИЛЕИ, НАУЧНЫЕ СОБЫТИЯ, РЕЦЕНЗИИ

**ПАМЯТИ ПРОФЕССОРА В. М. ДЕРЯБИНА
(22.09.1922-28.02.2009).
К 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ**



Виктор Михайлович Дерябин, уроженец Свердловской области, в 1938 г. поступил в Тобольское педучилище, а в 1940 г. — в педагогический институт Тобольска. В 1942 г. был призван в действующую армию и участвовал в сражениях с фашистами на Ленинградском фронте в 46-й Лужской ордена Суворова стрелковой дивизии, в апреле 1943 г. был тяжело ранен. С осени 1943 г. он был комсоргом ЦК ВЛКСМ в Ленинградской артиллерийской школе, эвакуированной в Тобольск. Демобилизовавшись из армии в 1947 г., В. М. Дерябин становится преподавателем политзанятий в ремесленном училище Тобольска, а в 1950 г. занимает должность заместителя директора этого образовательного учреждения.

Однако юношеские увлечения моделированием, радиотехникой и интерес к физике становятся для молодого 25-летнего Виктора Михайловича всё приоритетнее. С 1948 по 1950 г. он заочно учится в Тюменском пединституте и с 1952 г. начинает преподавательскую деятельность в Тобольском педагогическом институте. Успешно пройдя все ступени вузовской карьеры, в 1963 г. Виктор Михайлович становится ректором Тобольского вуза. Имея немалый авторитет в Министерстве образования, в 1970 г. он, как коммунист, принимает предложение руководителя Тюменской области перейти на работу в Тюменский пединститут в должности ректора, несмотря на имеющееся уже аналогичное приглашение из Липецка. За три года (1970-1973) им проведена большая организаторско-административная работа по предстоящему преобразованию Тюменского пединститута в госуниверситет. В канун торжественного мероприятия В. М. Дерябин собственноручно поменял вывеску на здании учебно-административного корпуса.



В лекционной аудитории. Сентябрь 1978 г.

Виктор Михайлович — крупный авторитетный специалист в области методики преподавания курса физики. Диссертацию «Методика изучения единиц измерения физических величин в курсе физики средней школы» на соискание ученой степени кандидата педагогических наук В. М. Дерябин защитил в 1963 г. в Московском государственном областном университете им. Н. К. Крупской. Одни из первых значимых его методических публикаций: «Единицы СИ в курсе физики средней школы» (Ставропольский государственный педагогический институт, 1973) и «Единицы физических величин» (Тюменский государственный университет, 1975). Жизненный опыт педагогического мастерства Виктора Михайловича нашел отражение в комплексе учебных пособий по курсу физики для студентов-химиков, подготовленного с соавторами — преподавателями физического факультета. В. М. Дерябин — автор более 90 научно-педагогических работ. Его лекции по механике на первом курсе вводили студентов в мир большой физики, отличались четкостью и последовательностью изложения материала с применением лекционных демонстраций и высокой посещаемостью студентами.

С 1984 г. Виктор Михайлович — профессор физического факультета Тюменского государственного университета. Ему присвоено звание «Заслуженный работник высшей школы РФ», также он — почетный профессор Тобольского пединститута им. Д. И. Менделеева.

В течение многих лет В. М. Дерябин был членом научно-методического совета по университетскому физическому образованию Минвуза РСФСР, членом президиума научно-методического совета по физике вузов Урала, Сибири и Дальнего Востока. Его дебютное выступление в должности ректора Тюменского государственного университета было посвящено организации самостоятельной работы студентов. Новаторской была идея введения в учебный процесс ежемесячных контрольных недель. В. М. Дерябин активно способствовал деятельности студенческого научного общества, заочной юношеской школы, много внимания уделял методической работе с молодыми преподавателями. Среди его учеников немало руководителей образовательных учреждений Тюменского региона, Заслуженных учителей РФ. В течение 10 лет В. М. Дерябин возглавлял городское отделение общества «Знание». Он избирался депутатом городского и областного Совета народных депутатов.

Виктор Михайлович награжден орденами Отечественной войны I (1985) и II степени (1946), Трудового Красного Знамени (1966), Почета (2003), медалями «За оборону Ленинграда» (1945), «За победу над Германией в Великой Отечественной войне» (1945), «В память 250-летия Ленинграда» (1953), медалью Жукова (1966), девятью юбилейными медалями.

В июне 2017 г. в учебном корпусе № 5 Тюменского государственного университета была открыта мемориальная лекционная аудитория им. профессора Дерябина, оснащенная современным мультимедийным оборудованием. В ней 22 сентября 2022 г. прошел торжественный вечер, посвященный 100-летию со дня рождения Виктора Михайловича, на котором прозвучали теплые слова преподавателей — выпускников физического факультета разных лет, учившихся у В. М. Дерябина, — и его дочери Н. В. Столбовой.



*На фото слева направо: Ю. А. Завьялова, В. И. Якименко,
Н. В. Столбова, Л. А. Платонова, С. А. Креков, Л. В. Жигарева,
В. А. Михеев, А. А. Вакулин*

Светлая благодарная память о профессоре Викторе Михайловиче как физике, педагоге, ректоре и хорошем отзывчивом человеке навсегда сохранится в сердцах его коллег, учеников, родных и друзей.

*Ольга Михайловна Дружинина, кандидат педагогических наук,
доцент кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
o.m.druzhinina@utmn.ru*

*Александр Алексеевич Кудрявцев,
кандидат физико-математических наук, доцент,
Тюменский государственный университет
kudrphys55@mail.ru*

Научное издание

ВЕСТНИК
ТЮМЕНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА
ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА
2022. Том 8. № 4 (32)

Редактор	<i>Т. П. Сербин</i>
Перевод	<i>М. О. Сафонова</i>
Компьютерная верстка	<i>Т. П. Сербин</i>
Дизайн обложки	<i>Е. Г. Шмакова</i>
Печать	<i>А. Е. Котлярова, А. В. Башкиров, В. В. Торопов</i>



Дата выхода в свет 27.12.2022
Формат 70×108/16
Бумага Xerox Perfect Print
Обложка Stromcard LI
Гарнитура Times New Roman
Печать электрографическая
16,10 усл. печ. л., 12,88 уч.-изд. л.
Тираж 500 экз. Заказ № 468

ТюмГУ-Press
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6
тел./факс: +7 (3452) 59-75-34, 59-74-81
vestnik-energy-r@utmn.ru