

ВЕСТНИК

ТЮМЕНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА

2021. Том 7. № 4 (28)

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:

Центр научных периодических изданий:
625003 г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а
vestnik-energy-r@utmn.ru; ☎ +7 (3452) 59-74-32

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

Contact information:

Published by the Center for Research Periodicals:
15a Perekopskaya St., 625003, Tyumen, Russia
vestnik-energy-r@utmn.ru
☎ +7 (3452) 59-74-32

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Афанасьев Андрей Александрович	доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник Института механики, МГУ им. М. В. Ломоносова
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
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)
Добронев Борис Станиславович	доктор физико-математических наук, профессор кафедры систем искусственного интеллекта СФУ (Красноярск)
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 микро- и нанотехнологий, руководитель НОЦ Нанотехнологии 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)
Шастунова Ульяна Юрьевна	кандидат физико-математических наук, доцент кафедры прикладной и технической физики 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

2021. Vol. 7. No. 4 (28)

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)
U. Yu. Shastunova, Cand. Sci. (Phys-Math.) —
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, 2021
(Tyumen State University Herald, 1998-2014)
<http://vak.ed.gov.ru/87>



В НОМЕРЕ:**ТЕПЛОФИЗИКА
И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ
ТЕПЛОТЕХНИКА**Ковалева Л. А., Зиннатуллин Р. Р.,
Мухарямова Г. И.**Исследования влияния
высокочастотного,
сверхвысокочастотного
электромагнитного и теплового
видов воздействия на свойства
Ярегской и Девонской нефтей.....**10Вакулин А. А., Шабаров А. Б.,
Вакулин А. А.**Остывание нефти при останове
нефтепровода в замороженном
грунте.....**27

Иванова Е. А., Мещеулов Н. В.

**Исследование пространственного
теплопереноса в угловом фрагменте
наружного ограждения
с коннекторами.....**46Созонов М. В., Бусыгин А. Н.,
Бобылев А. Н., Кислицын А. А.**Теплофизическая модель
мемристорно-диодного микрочипа....**62

Семихина Л. П., Коровин Д. Д.

**Низкочастотные диэлектрические
параметры водных объектов
в электрических полях
различной напряженности**79**МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ,
ГАЗА И ПЛАЗМЫ**Загоровский М. А., Степанов С. В.,
Гильманов Я. И., Загоровский А. А.,
Зайцев А. И.**Особенности физического
и математического моделирования
фильтрации нефти и воды
при разных давлениях обжима.....**93

Клюев Д. С., Иванова Н. А.

**О колебательной неустойчивости
в системе двух несмешивающихся
жидкостей при локальном нагреве
межфазной границы**111**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ,
ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ
И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ.
ИНФОРМАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ**Юшков А. Ю., Глумов Д. Н.,
Магизов Б. Р., Шахов А. А.**Метод итерационного поиска
оптимального варианта
разработки месторождения**124Холкина Ю. Д., Кузив К. Б.,
Лознюк О. А., Архипов Ю. А.**Оптимизация наземной
инфраструктуры крупного
газового промысла
с помощью интегрированного
моделирования.....**147

Бекман А. Д., Зеленин Д. В.

**Использование расширенной
SRMP-модели для картирования
пластового давления.....**163

Дьячков С. М., Ядрышникова О. А.,
Поляков Д. В., Девятка Н. П.,
Чермянин П. И., Дмитриевский М. В.

**Автоматическое определение
породы по фотографиям керна
современными методами
машинного обучения181**

CONTENTS

**THERMAL PHYSICS
AND THERMOLOGY**

Kovaleva L. A., Zinnatullin R. R.,
Mukharyamova G. I.
**Research on the influence
of high-frequency,
super-high-frequency
electromagnetic and thermal effects
on the properties of Yaregskaya
and Devonian petroleum10**

Vakulin A. A., Schabarov A. B.,
Vakulin A. A.
**Cooling down of oil
when the pipeline stops
in frozen soil.....27**

Ivanova E. A., Mescheulov N. V.
**Study of spatial heat transfer
in a corner fragment
of an external fence
with connectors.....46**

Sozonov M. V., Busygin A. N.,
Bobylev A. N., Kislitsyn A. A.
**Thermophysical model
of a memristor-diode
microchip62**

Semikhina L. P., Korovin D. D.
**Low-frequency dielectric parameters
of water bodies in electric fields
of various intensity79**

**FLUID, PLAZMA,
AND GAS MECHANICS**

Zagorovskiy M. A., Stepanov S. V.,
Gilmanov Ya. I., Zagorovskiy A. A.,
Zaitsev A. I.

**Features of physical
and mathematical modeling
of oil and water filtration
at different crimping pressures93**

Klyuev D. S., Ivanova N. A.
**On oscillatory instability
in a system
of two immiscible liquids
upon local heating
of the interface..... 111**

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

Yushkov A. Yu., Glumov D. N.,
Magizov B. R., Shakhov A. A.
**The method of iterative search
for the optimal field
development option 124**

Kholkina Yu. D., Kuziv K. B.,
Loznuk O. A., Arkhipov Yu. A.
**Optimizing onshore
infrastructure for large
gas field using integrated
modeling..... 147**

Bekman A. D., Zelenin D. V.
**Application of advanced CRMP
for reservoir pressure mapping 163**

Dyachkov S. M., Yadryshnikova O. A.,
Polyakov D. V., Devyatka N. P.,
Chermyanin P. I., Dmitrievskiy M. V.

**Automatic rock identification
from core photos
using modern machine
learning methods.....181**

ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА

Лиана Ароновна КОВАЛЕВА¹

Расул Рашитович ЗИННАТУЛЛИН²

Гульшат Ильдаровна МУХАРЯМОВА³

УДК 537.876.23

ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО, СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И ТЕПЛОВОГО ВИДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СВОЙСТВА ЯРЕГСКОЙ И ДЕВОНСКОЙ НЕФТЕЙ

¹ доктор технических наук, профессор,
заведующая кафедрой прикладной физики,
Физико-технический институт,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
liana-kovaleva@yandex.ru

² кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной физики,
Физико-технический институт,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
rasulz@yandex.ru

³ аспирант кафедры прикладной физики,
Физико-технический институт,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
gulshat-karimova-1993@mail.ru

Цитирование: Ковалева Л. А. Исследования влияния высокочастотного, сверхвысокочастотного электромагнитного и теплового видов воздействия на свойства Ярегской и Девонской нефтей / Л. А. Ковалева, Р. Р. Зиннатуллин, Г. И. Мухарямова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 10-26.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-10-26

Аннотация

Нефти, добываемые в различных регионах и месторождениях, существенно отличаются по качеству. Организация трубопроводного транспорта потоков нефти широкого диапазона качества, добываемых в различных географических регионах, по системе со сложной топологической структурой возможна, но только при управлении качеством нефти в транспортных потоках, в частности управлением таким свойством нефтей, как вязкость.

Вязкость нефти оказывает решающее влияние на производительность насосно-силового оборудования. От вязкости зависят характеристики магистральных нефтепроводов. Влияя на вязкость, возможно изменить результаты гидравлических расчетов магистральных нефтепроводов и насосно-силового оборудования, не меняя его, поэтому задача изменения реологических характеристик перекачиваемых нефтей является актуальной. В данной работе впервые рассматриваются тепловой, сверхвысокочастотный электромагнитный (СВЧ ЭМ), высокочастотный электромагнитный (ВЧ ЭМ) методы воздействия на Сибирскую Девонскую товарную нефть и товарную нефть Тимано-Печорской провинции — Ярегскую.

Обе нефти были подвержены тепловому, высокочастотному и сверхвысокочастотному электромагнитным воздействиям на уникальных лабораторных стендах, собранных на базе Башкирского государственного университета.

В результате проведенных исследований было выяснено, что электромагнитная обработка оказывает влияние на реологические свойства данных нефтей, причем наибольшую эффективность оказал ЭМ ВЧ метод воздействия в интервале температур, соответствующих температурам эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Время релаксации реологических свойств Девонской и Ярегской нефтей после ЭМ обработки составляет 5 дней, что значительно больше по сравнению с популярным на сегодняшний день тепловым нагревом. Результаты предварительного теплового воздействия с последующим охлаждением на Девонскую и Ярегскую нефть показали меньшую эффективность по сравнению с результатами электромагнитного воздействия. При достижении температур 30 °С и выше эффективность теплового и ЭМ методов воздействий для обеих нефтей сводится к нулю.

Еще одной проблемой, возникающей при трубопроводном транспорте Ярегской и Девонской нефтей, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках нефтепровода, приводящее к необходимости более частых очисток нефтепровода, большему энергопотреблению для обеспечения заданной производительности нефтепровода. Одним из методов решения данной проблемы тоже стала ЭМ обработка. В результате эксперимента по определению количества отложений на внутренних стенках нефтепроводов нефтей без обработки и после ЭМ воздействий, выполненного в рамках данной работы, было выявлено, что ВЧ ЭМ обработка является превентивным методом борьбы с АСПО для Ярегской и Девонской нефтей. Для Ярегской нефти, обработанной ВЧ ЭМ полем, величина АСПО на стенках модельного нефтепровода оказалась в 6 раз меньше, чем для необработанной Ярегской нефти.

Итак, в результате всех проведенных в рамках исследования работ выяснено, что высокочастотные и сверхвысокочастотные электромагнитные методы обработки эффективны в процессах транспорта Ярегской и Девонской нефтей и, в отличие от теплового метода воздействия и введения присадок, способствуют не только увеличению производительности работы нефтепроводов за счет улучшения реологических свойств нефти на достаточно продолжительный период времени, но и также меньшему образованию отложений АСПО на внутренних стенках нефтепроводов.

Ключевые слова

Реологические свойства, электромагнитная обработка, сверхвысокочастотная электромагнитная обработка, высокочастотная электромагнитная обработка, тепловая обработка, Ярегская нефть, Девонская нефть, динамическая вязкость, время релаксации, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО).

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-10-26

Введение

В последние годы Россия занимает лидирующие позиции по объему добычи сырой нефти и обеспечивает 12% мировой торговли нефтью. Свыше 4/5 объема российской нефти экспортируется в страны Европы, доля России на рынках которых составляет около 30% [8].

Нефти России, добываемые в различных регионах и месторождениях, существенно отличаются по качеству. Так, для основных добывающих регионов страны Западной и Центральной Сибири характерны месторождения с малосернистой и сернистой нефтью [5], для Южного региона России — месторождения с малосернистыми нефтями, обладающими низкой плотностью, высокой температурой застывания и значительным содержанием парафинов. Нефти Северного Кавказа — легкие и малосернистые, с высоким содержанием светлых фракций. В Северном регионе добыча ведется в основном на месторождениях Тимано-Печорской провинции. Нефти здесь смолистые, с высоким содержанием парафина и высокой температурой застывания, большинство нефтей с небольшим содержанием серы [1].

С 2010 г. наблюдается устойчивый рост приема высокосернистых ресурсов, добываемых в Татарстане, Башкортостане, Удмуртии, Оренбургской и Самарской областях. С 2015 г. в Коми идет увеличение приема аномальной по своим реологическим свойствам нефти Ярегского месторождения [3]. В связи с этим становится актуальной проблема увеличения производительности транспорта и добычи таких нефтей.

При трубопроводном транспорте нефти решающее влияние на производительность насосно-силового оборудования оказывает вязкость. Так, например, характеристики насосов снимают при испытаниях на холодной воде. При перекачке более вязких жидкостей, например нефтей, возрастают потери напора в проточной части насоса, а также потери на дисковое трение. Поэтому характеристики насоса

при перекачке более вязких жидкостей пересчитываются [10]. Увеличение вязкости перекачиваемого продукта приводит к снижению эффективности работы насосно-силового оборудования при сохранении того же уровня энергопотребления. От вязкости зависят и характеристики магистральных нефтепроводов [11]. Влияя на вязкость, возможно изменить результаты гидравлических расчетов магистральных нефтепроводов и насосно-силового оборудования, не меняя его, поэтому задача изменения реологических характеристик перекачиваемых нефтей является актуальной.

Объекты и методы исследований реологических свойств Ярегской и Девонской нефтей

В данной работе экспериментально исследуется влияние высокочастотного (ВЧ), сверхвысокочастотного (СВЧ) электромагнитных (ЭМ) полей, а также теплового воздействия на свойства высокосернистой Девонской и аномальной по реологическим свойствам Ярегской товарных нефтей.

Для проведения экспериментальных исследований воздействия ВЧ и СВЧ ЭМ полей на указанные образцы нефтей использовались лабораторные стенды, собранные на базе Башкирского государственного университета [4]. Один из них, для ВЧ воздействия, включает в себя высокочастотный четвертьволновой электромагнитный резонатор, представляющий собой коаксиальную систему переменной емкости (рис. 1), в котором происходит обработка протекающей нефти. Образцы нефтей в объеме 500 мл прокачивались через этот узел обработки электромагнитным полем. Под действием ВЧ ЭМ поля с частотой 13,56 МГц и мощностью излучения 800 Вт образцы нефтей нагревались до температуры 45 °С, охлаждались в холодильной установке до 10 °С, затем с шагом в 5 °С и фиксацией показаний вискозиметра нагревались до 60 °С в криотермостате.

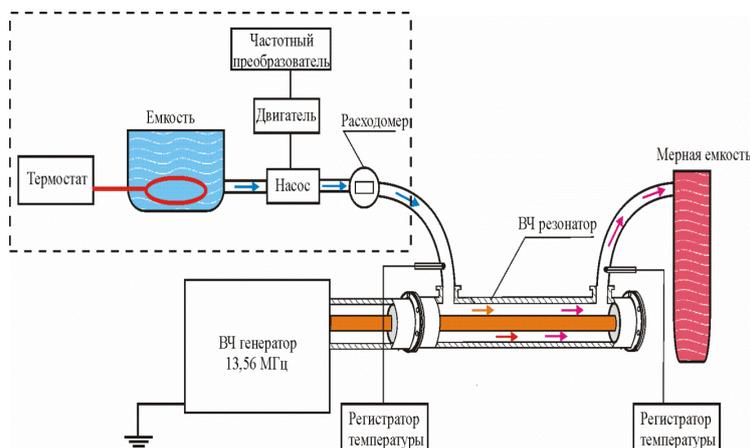


Рис. 1. Принципиальная схема высокочастотной электромагнитной установки (13,56 МГц)

Fig. 1. Schematic diagram of a high-frequency electromagnetic installation (13.56 MHz)

Для определения нетеплового эффекта от ВЧ ЭМ воздействия образцы не-обработанной нефти в объеме 500 мл прогревались в криотермостате WiseCirsu также до температуры 45 °С с последующим охлаждением в холодильной установке до 0 °С, затем подвергались нагреву с шагом в 5 °С до 65 °С и фиксацией показаний ротационного вискозиметра Brookfield DV II Pro.

Аналогичные исследования проводили для СВЧ области при частоте 2,4 ГГц.

На рис. 2 представлена принципиальная схема установки для обработки нефти СВЧ электромагнитным полем в поточном режиме.

В таблице 1 представлены некоторые основные свойства исследуемых нефтей.

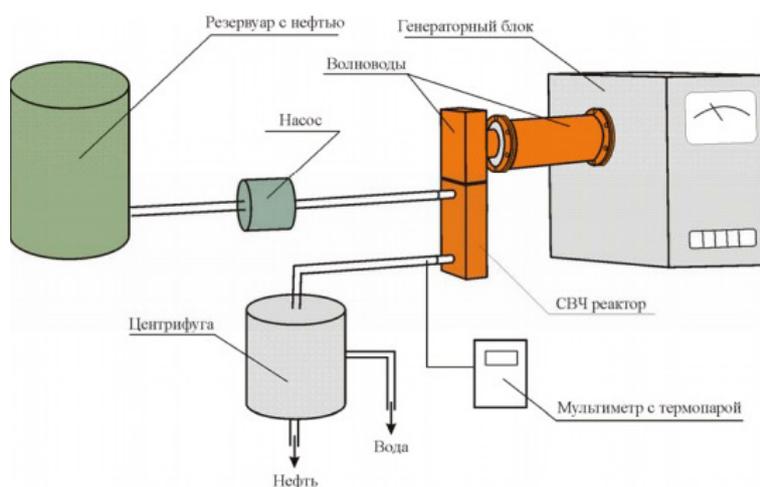


Рис. 2. Принципиальная схема сверхвысокочастотной электромагнитной установки (2,4 ГГц)

Fig. 2. Schematic diagram of a microwave electromagnetic installation (2.4 GHz)

Таблица 1

Свойства исследуемых нефтей

Table 1

Properties of the studied petroleum's

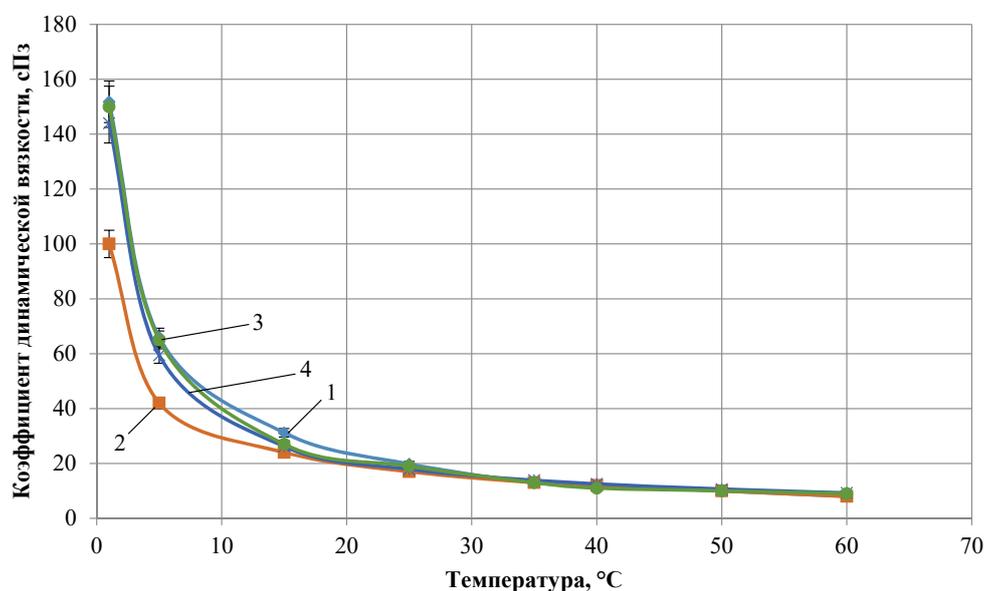
Наименование образца нефти	Содержание в нефти, % масс			
	асфальтенов	смола	парафинов	серы
Ярегская	17,33	26,41	0,9	1,23
Девонская	3,52	18,21	5,8	2,71

Результаты исследований реологических свойств Ярегской и Девонской нефтей

Реологические кривые, полученные в результате ВЧ ЭМ, СВЧ ЭМ и теплового видов воздействия на Девонскую и Ярегскую нефти, представлены на рис. 3-6.

Из рис. 3 видно, что в результате ВЧ электромагнитной обработки Девонской нефти происходит уменьшение коэффициента динамической вязкости в интервале температур от 1 до 30 °С: он снижается практически на 40% в интервале температур от 0 до 10 °С (кривая 2 на рис. 3). После СВЧ обработки коэффициент динамической вязкости практически не меняется (кривая 3 на рис. 3); тепловая обработка (нагрев до 45 °С с последующим охлаждением) тоже показала свою незначительную эффективность, по эффекту схожа с СВЧ воздействием (кривая 4 на рис. 3). При температурах нефти более 30 °С эффективность различных видов обработки снижается (все кривые накладываются друг на друга), т. к. доминирующее влияние оказывает тепловое воздействие, при котором в веществе происходит хаотичное тепловое движение частиц.

В связи с тем, что для данного сорта нефти наиболее эффективным оказалось ВЧ ЭМ воздействие, нами были проведены дополнительные исследования, заключающиеся в определении времени релаксации. Исследования заключались в определении реологических свойств Девонской нефти после ВЧ ЭМ обработки



- ◆— 1 — Коэффициент динамической вязкости до обработки
- 2 — Коэффициент динамической вязкости после ВЧ ЭМ обработки
- 3 — Коэффициент динамической вязкости после СВЧ обработки
- *— 4 — Коэффициент динамической вязкости после тепловой обработки

Рис. 3. Зависимость коэффициента динамической вязкости Девонской нефти от температуры при тепловом нагреве и после различных видов обработок

Fig. 3. Dependence of the coefficient of dynamic viscosity of Devonian petroleum on temperature during thermal heating and after various types of treatments

по прохождении 3 и 5 дней после обработки. Результаты исследований представлены на рис. 4.

Из рис. 4 видно, что сразу после ВЧ ЭМ обработки в диапазоне температур от 1 до 10 °С коэффициент динамической вязкости нефти снижается вдвое (кривая 2 на рис. 4); по прошествии 3 дней после обработки значения коэффициента динамической вязкости принимают промежуточное положение (кривая 3 на рис. 4); по прошествии 5 дней после обработки реологические свойства Девонской нефти восстанавливаются до первоначальных значений (кривая 4 на рис. 4).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в интервале температур от 1 до 30 °С для Девонской нефти наибольшую эффективность оказывает ВЧ ЭМ обработка: данный вид обработки способен снизить вязкость Девонской нефти практически до 50%, имеет достаточно длительный период релаксации — 5 дней, а значит, может быть рекомендован для практического применения в улучшении реологических свойств данного сорта нефти.

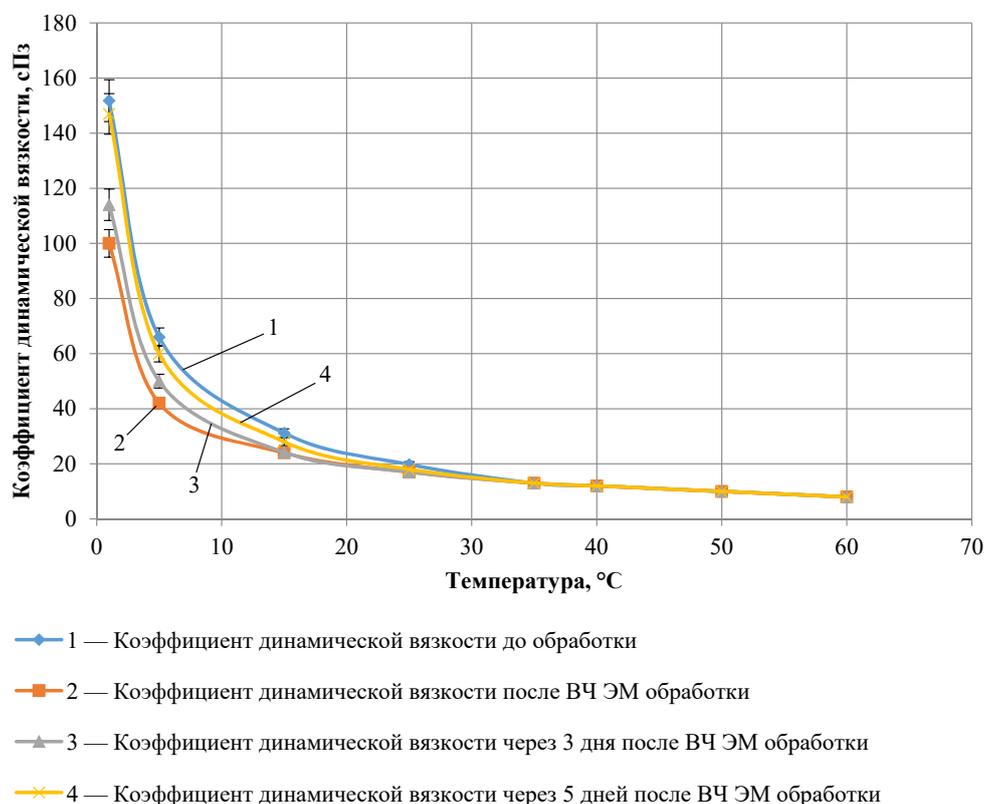


Рис. 4. Зависимость коэффициента динамической вязкости Девонской нефти от температуры после ВЧ ЭМ обработки от времени

Fig. 4. Dependence of the coefficient of dynamic viscosity of Devonian petroleum on temperature after HF EM treatment on time

Теперь рассмотрим результаты исследования различных видов воздействия на Ярегскую нефть (рис. 5).

Из рис. 5 видно, что в результате ВЧ электромагнитной обработки Ярегской нефти происходит уменьшение коэффициента динамической вязкости в интервале температур от 1 до 20 °С: он снижается практически на порядок — 60% (кривая 2 на рис. 5). После СВЧ обработки в этом же интервале температур коэффициент динамической вязкости снижается незначительно (кривая 3 на рис. 5). Тепловая обработка (нагрев до 45 °С с последующим охлаждением) (кривая 4 на рис. 5) показала результаты лучше СВЧ, но хуже ВЧ метода воздействия. При температурах нефти более 20 °С эффективность различных видов обработки снижается (кривые 1-4 на рис. 5 накладываются друг на друга), т. к. доминирующее влияние оказывает тепловое воздействие, при котором в веществе происходит хаотичное тепловое движение частиц. Разница между кривыми после теплового нагрева и ВЧ обработки (равная примерно 10% при температуре 10 °С) представляет собой так называемый нетепловой эффект от ВЧ ЭМ

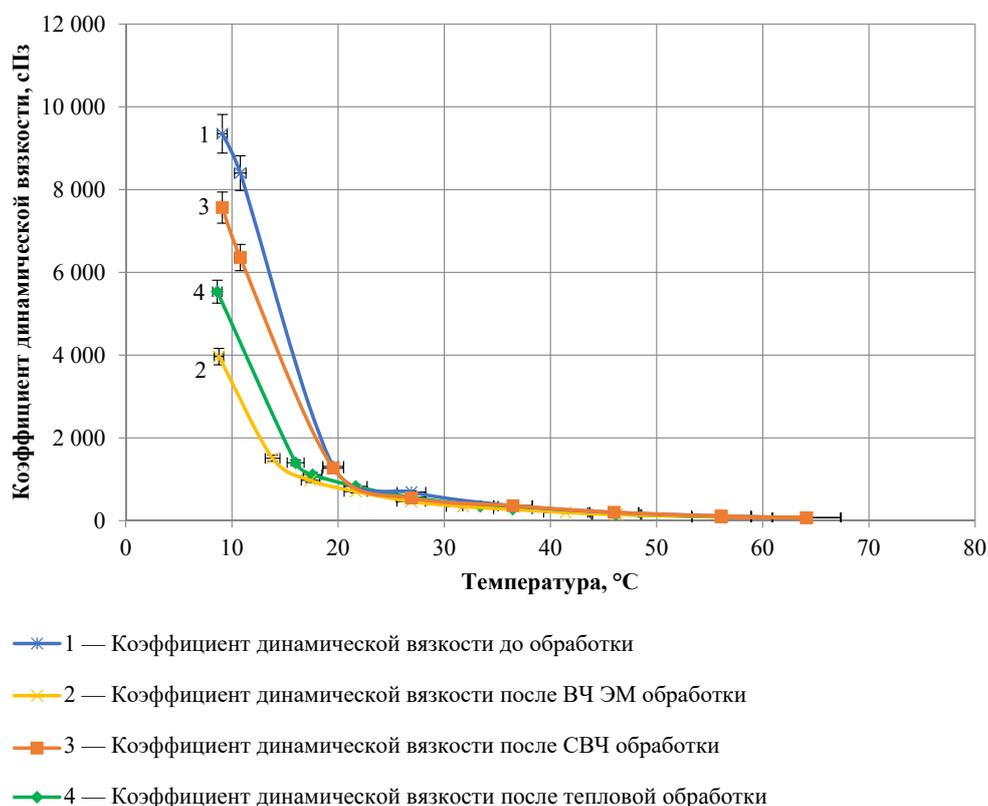


Рис. 5. Зависимость коэффициента динамической вязкости Ярегской нефти от температуры при тепловом нагреве и после различных видов обработок

Fig. 5. Dependence of the dynamic viscosity of Yarega petroleum on temperature during thermal heating and after various types of treatments

обработки, т. е. изменения в структуре нефти, связанные только с электромагнитными явлениями.

Также, как и в случае с Ярегской нефтью, наибольшую эффективность для Девонской нефти показала ВЧ ЭМ обработка.

Определим время релаксации для ВЧ ЭМ метода воздействия (рис. 6).

Из рис. 6 видно, что сразу после ВЧ ЭМ обработки в диапазоне температур от 1 до 10 °С коэффициент динамической вязкости нефти снижается более чем в 2 раза (кривая 2 на рис. 6); по прошествии 3 дней после обработки значения коэффициента динамической вязкости почти не меняются (кривая 3 на рис. 6); по прошествии 5 дней после обработки реологические свойства Ярегской нефти резко восстанавливаются до первоначальных значений (кривая 4 на рис. 6).

Итак, в интервале температур от 1 до 20 °С для Ярегской нефти наибольшую эффективность оказывает ВЧ ЭМ обработка, данный вид обработки способен снизить вязкость Ярегской нефти практически до 60%, имеет достаточно длительный период релаксации — 5 дней, а значит может быть рекомендован

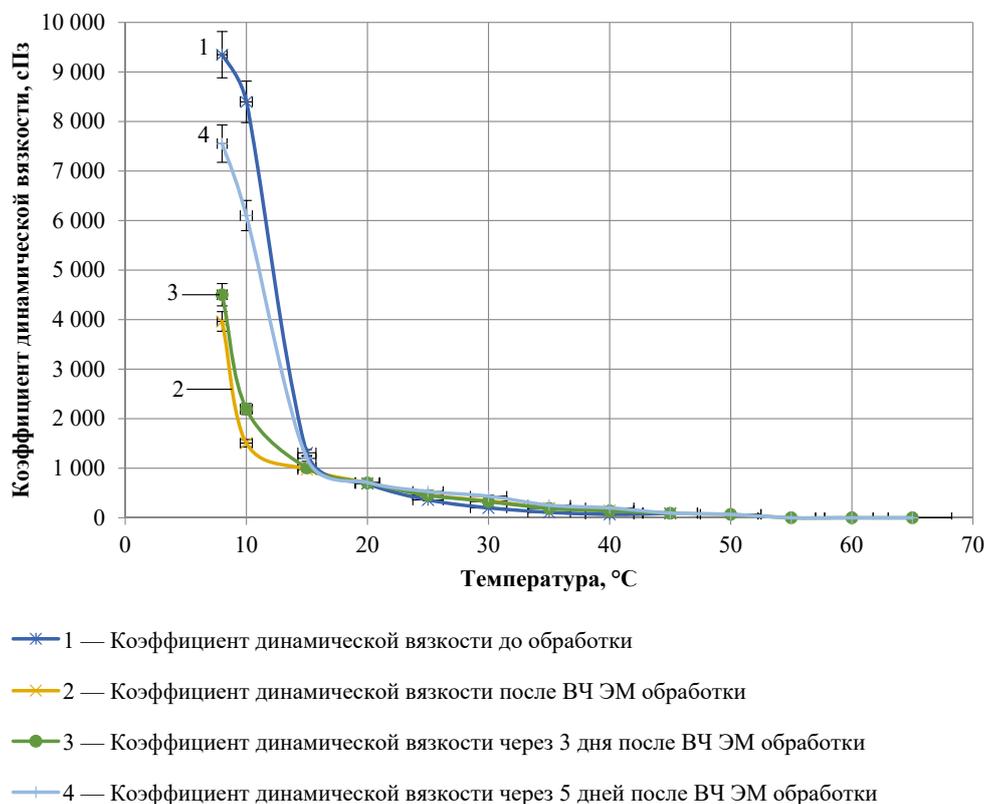


Рис. 6. Зависимость коэффициента динамической вязкости Ярегской нефти от температуры после ВЧ ЭМ обработки от времени

Fig. 6. Dependence of the coefficient of dynamic viscosity of Yarega petroleum on temperature after HF EM treatment on time

для практического применения в улучшении реологических свойств данного сорта нефти в качестве альтернативы применяемому в настоящее время тепловому воздействию и применению присадок [7, 11].

Объекты и методы исследований влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на величину отложений нефти на стенках трубопроводов

Одна из исследуемых нефтей является парафиновой, а вторая — асфальтеновой (таблица 1), это значит, что при их транспортировке возникает проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренних стенках трубопровода [6, 9].

Для оценки влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на величину отложений нефти на стенках трубопроводов с помощью шприцевого насоса со скоростью, соответствующей скорости движения нефти в нефтепроводе, рассчитанной из теории подобия [2] с учетом диаметра используемых для прокачивания трубочек, была выполнена прокачка фиксированного объема нефтей до обработки и после по трубочкам с диаметрами 0,025 и 0,05 дюймов. После завершения процесса прокачивания предварительно взвешенные трубочки, освобожденные от нефти, подвергались повторному взвешиванию с целью определения массы остатка в них. Обернутые теплоизоляционным материалом шприцы с нефтью, предварительно охлажденной до 10 °С, были установлены на шприцевой насос; трубочки, по которым протекала нефть, были помещены в криотермостат WiseCirsu с температурой 10 °С (рис. 7).



Рис. 7. Схема установки для оценки влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на величину отложений нефти на стенках трубопроводов

Fig. 7. Installation diagram for assessing the effect of HF and SHF EM treatments on the amount of petroleum deposits on the walls of pipelines

Результаты исследований влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на величину отложений нефти на стенках трубопроводов

Результаты проведенных исследований для Девонской и Ярегской нефтей представлены на рис. 8 и 9.

Согласно рис. 8, для Девонской нефти наибольшую эффективность показал ВЧ ЭМ метод воздействия: величина отложений внутри трубочки по сравнению с необработанным вариантом уменьшилась почти в 3 раза (ср. столбцы 1 и 4 с 2 и 5). С увеличением диаметра трубочки меньше становится и количество отложений, приходящихся на единицу длины трубочки.

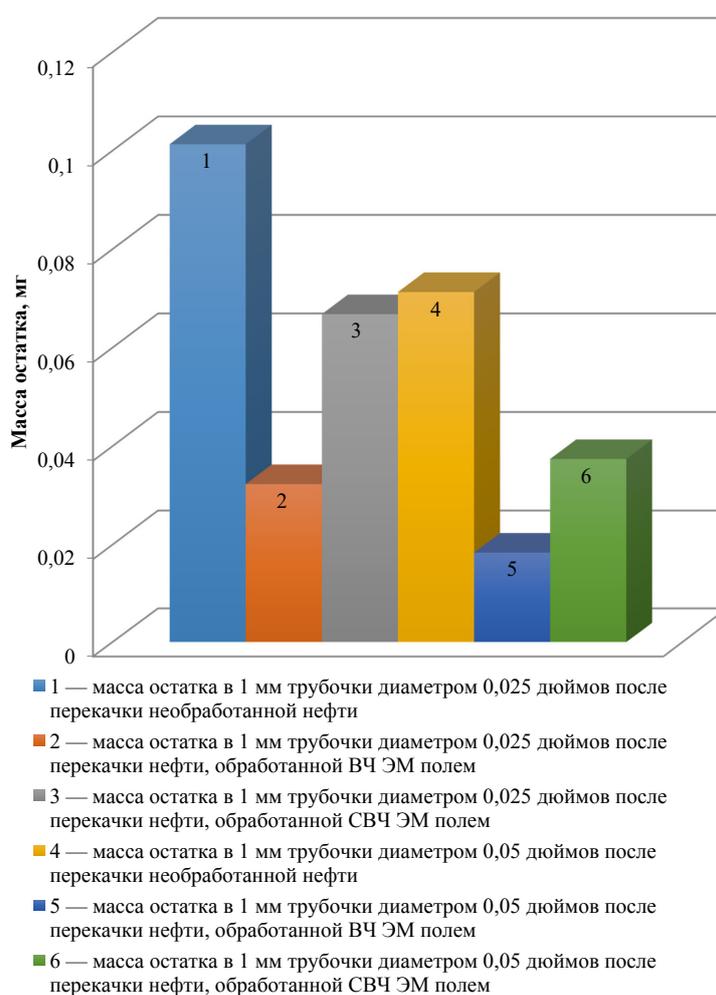


Рис. 8. Диаграмма зависимости массы остатка Девонской нефти в трубочках от метода воздействия на нефть и диаметра

Fig. 8. Diagram of the dependence of the mass of the remainder of Devonian petroleum in tubules on the method of impact on petroleum and diameter

Согласно рис. 9, для Ярегской нефти наибольшую эффективность тоже показал ВЧ ЭМ метод воздействия: величина отложений внутри трубочки по сравнению с необработанным вариантом уменьшилась почти в 6 раз (столбцы 1 и 4 соответствуют необработанной нефти, а 2 и 5 — ВЧ ЭМ обработке).

Поскольку экспериментальные исследования по оценке влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на величину отложений нефти в трубочках были выполнены на основании теории гидродинамического подобия, аналогичные картины распределения отложений АСПО будут наблюдаться и в практике промышленной эксплуатации магистральных нефтепроводов для перекачки Девонской и Ярегской нефтей.

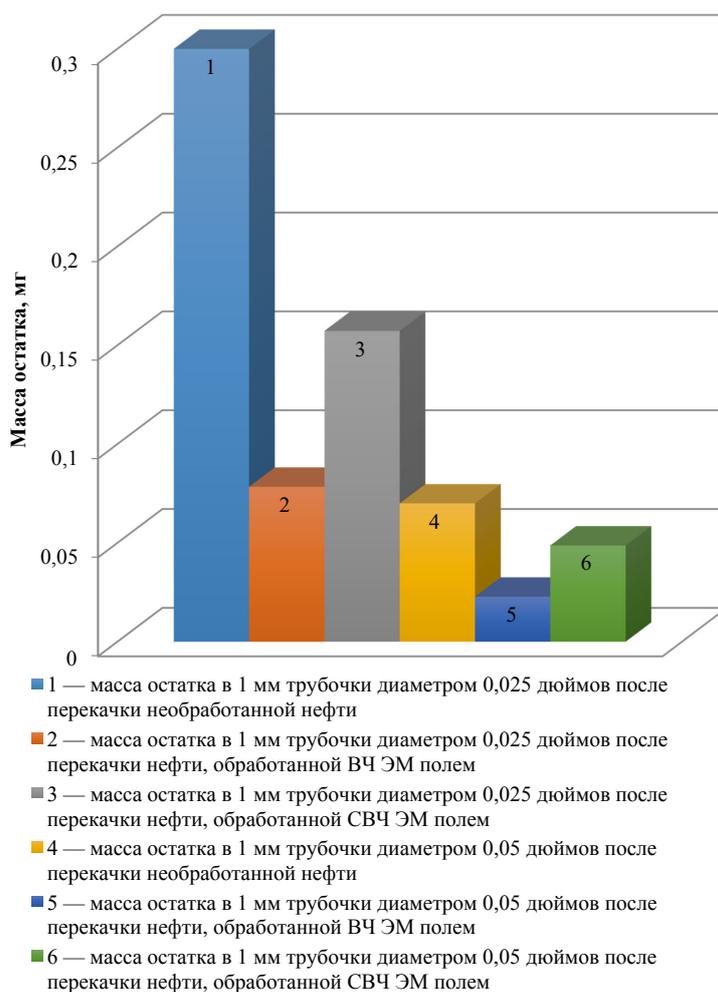


Рис. 9. Диаграмма зависимости массы остатка Ярегской нефти в трубочке от метода воздействия на нефть и диаметра

Fig. 9. Diagram of the dependence of the mass of the residue of Yarega petroleum in a pipe from the method of impact on petroleum and diameter

Итак, как высокочастотные, так и сверхвысокочастотные электромагнитные методы обработки способствуют уменьшению количества отложений АСПО на внутренней стенке нефтепровода и являются превентивным методом борьбы с АСПО, причем для тяжелой Ярегской нефти эффективность ВЧ воздействия в борьбе с отложениями АСПО значительно выше, чем для Девонской.

Заключение

Рассмотренные в работе тепловой сверхвысокочастотный электромагнитный, высокочастотный электромагнитный методы воздействия на Девонскую и Ярегскую нефть показали следующее:

1. Электромагнитная обработка оказывает влияние на реологические свойства указанных нефтей.
2. Результаты теплового воздействия хуже по сравнению с результатами электромагнитного воздействия на величину так называемого нетеплового эффекта.
3. Для указанных нефтей наибольшую эффективность показал ЭМ ВЧ метод воздействия, причем в интервале температур, соответствующих температурам эксплуатации магистральных нефтепроводов (температурам на глубине залегания для неизотермических нефтепроводов).
4. При достижении температуры 30 °С и выше эффективность теплового и ЭМ методов воздействий сводится к нулю.
5. Время релаксации после ЭМ обработки обеих нефтей составляет 5 дней, что значительно. Для сравнения: при широко распространенной на сегодняшний день тепловой обработке нефти и перекачке по нефтепроводу без тепловой изоляции время релаксации составляет порядка нескольких часов.
6. Как высокочастотные, так и сверхвысокочастотные электромагнитные методы обработки способствуют уменьшению количества отложений АСПО на внутренней стенке нефтепровода.

Таким образом, ВЧ ЭМ обработка будет эффективна в процессах транспорта исследованных нефтей, т. к., в отличие от теплового метода воздействия и введения присадок, способствует увеличению производительности работы нефтепроводов на достаточно продолжительный период времени за счет улучшения реологических свойств нефти, также она способна стать достаточно эффективным превентивным способом борьбы с отложениями АСПО на внутренних стенках нефтепроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров. М.: Недра, 1988. 250 с.
2. Вайншток С. М. Трубопроводный транспорт нефти: учеб. для студентов вузов. В 2 томах / С. М. Вайншток, В. В. Новоселов, А. Д. Прохоров, А. М. Шаммазов, Б. Н. Мастобаев и др. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. Том 2. 621 с.

3. Как рождается Urals. Нефть всех российских месторождений задействована в формировании сортов для внутреннего и внешнего рынков // Российская газета. Спецвыпуск № 159 (7917). URL: <https://rg.ru/2019/07/22/sorta-nefti-sformirovany-so-vseh-mestorozhdenij-rossii.html> (дата обращения: 18.12.2020).
4. Ковалева Л. А. Экспериментальные исследования нагрева реологически сложных жидкостей электромагнитным полем / Л. А. Ковалева, Р. Р. Зиннатуллин, А. И. Муллаянов, И. И. Шрубковский // Теплофизика высоких температур. 2016. Том 54. № 4. С. 645-647.
5. Кривошей Б. Л. Магистральный трубопроводный транспорт / Б. Л. Кривошей, П. И. Тугунов. М.: Наука, 1985. 238 с.
6. Мастобаев Б. Н. Нефтегазовое дело: учеб. пособие в 6 томах / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль. СПб.: Недра, 2013. Том 5. Транспорт и хранение нефти и газа / Б. Н. Мастобаев и др.; под ред. А. М. Шаммазова. 328 с.
7. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учеб. пособие / А. М. Нечваль. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. 165 с.
8. Позиция РСПП «Россия на международных энергетических рынках: перспективы присутствия» // Российский союз промышленников и предпринимателей. URL: <https://www.rspp.ru/activity/position/pozitsiya-rspp-rossiya-na-mezhdunarodnykh-energeticheskikh-rynках-perspektivy-prisutstviya/> (дата обращения: 18.12.2020).
9. Рахманкулов Д. Л. Применение химических реагентов в области добычи и транспорта нефти / Д. Л. Рахманкулов, С. С. Злотский, В. И. Мархасин, О. В. Пешкин, В. Я. Щекотурова, Б. Н. Мастобаев. М.: Химия, 1987. 144 с.
10. РД 39-30-990-84. Методика расчета напорных характеристик и пересчета параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293725/4293725937.pdf> (дата обращения: 18.12.2020).
11. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. 658 с.
12. Янчушка А. П. Применение теории подобия для моделирования процессов в нефтегазовом деле: учебно-метод. пособие / А. П. Янчушка, А. В. Колчин. Уфа: Уфим. гос. нефт. техн. ун-т, 2013.

Liana A. KOVALEVA¹
Rasul R. ZINNATULLIN²
Gulshat I. MUKHARYAMOVA³

UDC 537.876.23

**RESEARCH ON THE INFLUENCE OF HIGH-FREQUENCY,
SUPER-HIGH-FREQUENCY ELECTROMAGNETIC
AND THERMAL EFFECTS ON THE PROPERTIES
OF YAREGSKAYA AND DEVONIAN PETROLEUM**

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Head of the Department of Applied Physics,
Institute of Physics and Technology, Bashkir State University (Ufa)
liana-kovaleva@yandex.ru

² Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Department of Applied Physics,
Institute of Physics and Technology, Bashkir State University (Ufa)
rasulz@yandex.ru

³ Postgraduate Student, Department of Applied Physics,
Institute of Physics and Technology, Bashkir State University (Ufa)
gulshat-karimova-1993@mail.ru

Abstract

Petroleum produced in different regions and fields differ significantly in quality. The organization of pipeline transport of petroleum streams of a various quality produced in different geographic regions, according to a system with a complex topological structure, is possible only when controlling the quality of petroleum in traffic flows, in particular, controlling such property of petroleum as viscosity.

Petroleum viscosity has a decisive influence on the performance of pumping and power equipment. The characteristics of the main petroleum pipelines depend on content's viscosity. By influencing petroleum viscosity, it is possible to change the results of hydraulic calculations

Citation: Kovaleva L. A., Zinnatullin R. R., Mukharyamova G. I. 2021. "Research on the influence of high-frequency, super-high-frequency electromagnetic and thermal effects on the properties of Yaregskaya and Devonian petroleum". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 10-26.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-10-26

of main petroleum pipelines and pumping and power equipment without changing the equipment themselves, therefore, the task of changing the rheological characteristics of the pumped petroleum is timely.

In this work, for the first time, thermal, super-high-frequency electromagnetic (SHF EM), high-frequency electromagnetic (HF EM) methods of treating the Siberian Devonian commercial petroleum and commercial petroleum of the Timan-Pechora province — Yaregskaya are studied.

Both petroleum were exposed to thermal, high-frequency and super-high-frequency electromagnetic treatment on unique laboratory benches assembled at the Bashkir State University.

As a result of the carried out studies, it was discovered that electromagnetic treatment affects the rheological properties of these petroleum in the temperature range corresponding to the operating temperatures of main petroleum pipelines. The most effective was the EM HF method of exposure.

The relaxation time of the rheological properties of Devonian and Yaregskaya petroleum after EM treatment is 5 days, which is substantial compared to the currently popular thermal heating. The results of preliminary heat treatment with subsequent cooling on the Devonian and Yarega petroleum showed less efficiency compared to the results of electromagnetic treatment. When temperatures reach 30 degrees Celsius and above, the effectiveness of thermal and EM methods of exposure for both petroleum is reduced to zero.

Another problem that arises during the pipeline transport of Yaregskaya and Devonian petroleum is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) on the inner walls of the pipeline, leading to the need for more frequent cleaning of the pipeline, higher energy consumption to ensure the specified productivity of the pipeline. EM processing has also become one of the methods for solving this problem. As a result of an experiment to determine the amount of deposits on the inner walls of petroleum pipelines without treatment and after EM exposure, it was revealed that HF EM treatment is a preventive method for combating ARPD for Yaregskaya and Devonian petroleum. For Yaregskaya petroleum treated with HF EM field, the ARPD value on the walls of the model pipeline was 6 times less than for untreated Yaregskaya petroleum.

Thus, as a result of all the work carried out within the framework of the study, it was found that high-frequency and super-high-frequency electromagnetic processing methods are effective in the transport of Yaregskaya and Devonian petroleum, and, unlike the thermal method of exposure and the introduction of additives, they contribute to an increase in the productivity of petroleum pipelines by improving the rheological properties of petroleum for a significantly long period of time, as well as to a reduction in formation of ARPD on the inner walls.

Keywords

Rheological properties, electromagnetic treatment, super-high-frequency electromagnetic treatment, high-frequency electromagnetic treatment, heat treatment, Yaregskaya petroleum, Devonian petroleum, dynamic viscosity, relaxation time, asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD).

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-10-26

REFERENCES

1. Aliev R. A., Belousov V. D., Nemudrov A. G. 1988. Pipeline Transport of Petroleum and Gas. Moscow: Nedra. 250 p. [In Russian]
2. Vainshtok S. M., Novoselov V. V., Prokhorov A. D., Shammazov A. M., Mastobaev B. N. 2004. Pipeline Transport of Petroleum: Textbook. In 2 volumes. Vol. 2. Moscow: Nedra-BusinessCenter. 621 p. [In Russian]
3. Rossiyskaya Gazeta — Special Issue No. 159 (7917). 2019. “How Urals is born. Petroleum from all Russian fields is involved in the formation of grades for the domestic and foreign markets”. Accessed 18 December 2020. <https://rg.ru/2019/07/22/sorta-nefti-sformirovany-so-vseh-mestorozhdenij-rossii.html> [In Russian]
4. Kovaleva L. A., Zinnatullin R. R., Mullayanov A. I., Shrubkovsky I. I. 2016. “Experimental studies of heating rheologically complex liquids by an electromagnetic field”. Thermophysics of High Temperatures, vol. 54, no. 4, pp. 645-647. [In Russian]
5. Krivoshey B. L., Tugunov P. I. 1985. Main Pipeline Transport. Moscow: Nauka. 238 p. [In Russian]
6. Mastobaev B. N., Nechval A. M. 2013. “Transport and storage of petroleum and gas”. Petroleum and Gas Business: Tutorial in 6 Volumes. Edited by A. M. Shammazov. Vol. 5. Saint Petersburg: Nedra. 328 p. [In Russian]
7. Nechval A. M. 2001. Design and Operation of Gas and Petroleum Pipelines: Tutorial. Ufa: DesignPoligrafService. 165 p. [In Russian]
8. Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs. 2010. “The position of the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs ‘Russia in the international energy markets: prospects of presence’” Accessed 20 October 2021. <https://www.rspp.ru/activity/position/pozitsiya-rspp-rossiya-na-mezhdunarodnykh-energeticheskikh-rynkakh-perspektivy-prisutstviya/> [In Russian]
9. Rakhmankulov D. L., Zlotsky S. S., Markhasin V. I., Peshkin O. V., Shchekoturova V. Ya., Mastobaev B. N. 1987. Application of Chemical Reagents in the Field of Petroleum Production and Transportation. Moscow: Chemistry. 144 p. [In Russian]
10. RD 39-30-990-84. 1984. Methodology for Calculating Pressure Characteristics and Recalculating the Parameters of Centrifugal Pumps of Main Petroleum Pipelines when Changing the Speed and Viscosity of the Pumped Liquid. Accessed 20 October 2021. <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293725/4293725937.pdf> [In Russian]
11. Tugunov P. I., Novoselov V. F., Korshak A. A., Shammazov A. M. 2002. Typical Calculations in the Design and Operation of Tank Farms and Petroleum Pipelines: Tutorial. Ufa: DesignPoligrafService. 658 p. [In Russian]
12. Yanchushka A. P., Kolchin A. V. 2013. Application of the Theory of Similarity for Modeling Processes in the Petroleum and Gas Business: Tutorial. Ufa: USPTU. [In Russian]

Александр Анатольевич ВАКУЛИН¹
Александр Борисович ШАБАРОВ²
Александр Александрович ВАКУЛИН³

УДК 551.34

ОСТЫВАНИЕ НЕФТИ ПРИ ОСТАНОВЕ НЕФТЕПРОВОДА В ПРОМОРОЖЕННОМ ГРУНТЕ

¹ доктор технических наук, профессор,
почетный работник науки и высоких технологий РФ,
профессор кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.a.vakulin@utmn.ru

² доктор технических наук, профессор,
заслуженный деятель науки РФ,
профессор кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.b.shabarov@utmn.ru

³ инженер, Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
glock100@gmail.com

Аннотация

В статье представлены постановка и решение сопряженной задачи об остывании нефти при останове нефтепровода подземной прокладкой и изменении температуры в промороженном грунте при наличии мохового и снежного покровов на поверхности. Разработаны физико-математическая модель и сопряженный вычислительный алгоритм расчета параметров нефти в трубопроводе и грунта с покровами. Изучены особенности застывания

Цитирование: Вакулин А. А. Остывание нефти при останове нефтепровода в промороженном грунте / А. А. Вакулин, А. Б. Шабаров, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 27-45.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

нефти, имеющей в своем составе N -фракций парафинов при отводе тепла в мерзлый грунт. Важной задачей, решаемой в данной работе, является аппроксимация характерной диаграммы фазовых равновесных состояний при охлаждении парафинистой нефти в диапазоне температур от начала кристаллизации парафинов до температуры застывания. Особенностью решаемой задачи является то, что температурное поле нефти в трубопроводе (область А) и температурное поле влажного грунта, окружающего трубопровод (область В), имеет общую границу — стенку трубопровода, которая полагается тонкой. Через стенку трубопровода, температура которой заранее неизвестна, осуществляется учет взаимного влияния температурных полей (сопряжение). Представлены результаты экспериментального исследования изменения с течением времени температуры в трубопроводе в лабораторных условиях. Результаты расчетов удовлетворительно согласуются с экспериментальными данными о застывании высоковязкой парафинистой нефти в модельном нефтепроводе при охлаждении нефти от $+4,5$ до $-5,5$ °С. На основе разработанных в данной статье физико-математической модели и сопряженного алгоритма расчета параметров грунта и нефти установлено, что при наличии мохового и снежного покровов, характерных для зимних условий Среднего Приобья Западной Сибири, в нефтепроводе с условным диаметром 700 мм нефть застывает за время 40-60 часов в зависимости от параметров грунтов и фракционного состава нефти.

Ключевые слова

Нефть, мерзлые породы, криолитозона, поля температур, тепломассоперенос, фазовые переходы, парафинистая нефть, физико-математическая модель застывания нефти.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

Введение

Изучением температурных полей вокруг подземного теплового нефтепровода, расположенного в массиве вечномерзлого или сезоннопромерзающего грунта, проблемой перекачки высоковязкой нефти, застывающей при температуре окружающей среды ниже температуры застывания нефти в случае останова перекачки, используя как экспериментальные, так и расчетно-теоретические методы исследования, занимались многие научные группы [1, 2, 4, 6, 8, 14-19]. В частности, установлено, что при останове перекачки высоковязкой нефти в зимних северных условиях происходит постепенное охлаждение нефти в нефтепроводе и значительно повышается ее вязкость. В результате длительная остановка перекачки может привести к застыванию нефти в нефтепроводе с соответствующими негативными последствиями: прекращению течения нефти и необходимостью проведения восстановительных мероприятий по запуску нефтепровода в эксплуатацию.

Параметром нефти, влияющим на ее транспортировку при низких температурах, является температура застывания T_2 , при которой нефть теряет подвижность. Эта температура для различных нефтей может определяться экспериментально по ГОСТ 20287-74. При охлаждении нефти, содержащей несколько фракций парафинов, происходит фазовое превращение парафинов из свободно-дисперсного

(жидкого) в связанно-дисперсное (твердое) состояние. Каждая i -парафиновая фракция ($i = 1, \dots, N$, где N — число фракций) претерпевает фазовое превращение в твердое состояние при определенной температуре T_{pi} ($T_0 \geq T_{pi} \geq T_z$, где T_0 и T_z — температуры начала выпадения парафинов и застывания нефти). Важной задачей, решаемой в данной работе, является аппроксимация характерной диаграммы фазовых равновесных состояний при охлаждении парафинистой нефти в диапазоне температур $T_z \div T_0$. Особенностью решаемой задачи является то, что температурное поле нефти в трубопроводе (область А) и температурное поле влажного грунта, окружающего трубопровод (область В), имеет общую границу — стенку трубопровода, которая полагается тонкой. Действительно, характерные значения коэффициентов теплопроводности грунта λ_{gr} и нефти λ_o в Вт/(м·К): 2,1 и 0,15, что значительно меньше коэффициента теплопроводности стальной стенки — 47 Вт/(м·К). Соответственно, и термическое сопротивление стенки трубопровода гораздо меньше термических сопротивлений, прилегающих к стенке с внутренней стороны слоя нефти и с внешней стороны стенки слоя грунта с толщиной, равной толщине стенки или больше ее. Принимаем температуру стенки одинаковой по окружности. Она меняется по времени и определяется при расчетах. Через стенку трубопровода, температура которой заранее неизвестна, осуществляется учет взаимного влияния температурных полей (сопряжение). В каждой из областей А и В находятся разные фазы, имеющие разные теплофизические свойства. На внешней границе трубопровода с грунтом при $r = R$ (r — цилиндрическая координата, R — внешний радиус трубопровода) ставится условие сопряжения — равенство тепловых потоков, проходящих через поверхность контакта:

$$\lambda_o \left. \frac{\partial T_o}{\partial r} \right|_{r=R} = \lambda_{gr} \left. \frac{\partial T_{gr}}{\partial r} \right|_{r=R}, \quad (1)$$

где λ_o — коэффициент теплопроводности парафинистой нефти, $\left. \frac{\partial T_o}{\partial r} \right|_{r=R}$ — градиент температуры в нефти вблизи стенки трубопровода, λ_{gr} — коэффициент теплопроводности грунта, $\left. \frac{\partial T_{gr}}{\partial r} \right|_{r=R}$ — градиент температуры в грунте вблизи стенки трубопровода.

Настоящая статья посвящена решению сопряженной задачи о времени застывания нефти при длительной остановке ее перекачки в условиях низких температур окружающей среды на основе расчета полей температур внутри нефтепровода с учетом фазовых превращений, а также полей температур во вмещающем грунте.

Постановка задачи

Имеется покрытый мхом и снегом замороженный грунт. Внутри грунта помещен трубопровод с нагретой нефтью. После аварийного останова перекачки нефть в трубопроводе остывает с течением времени. Необходимо найти зависимость температуры нефти в трубопроводе от времени, оценить время, в течение которого температура нефти в центре трубопровода практически сравняется с температурой

грунта, прилегающего к трубопроводу, а также получить поля температур во вмещающем грунте. Схема расчетной области представлена на рис. 1.

Искомые функциями являются:

- в области А: $T = T(t, r)$ и $\rho_{ps} = \rho_{ps}(t, r)$, $\rho_{pl} = \rho_{pl}(t, r)$, где $T = T_o$ — температура нефти; t — время; r — цилиндрическая координата; ρ_{ps} и ρ_{pl} — приведенные к объему парафина плотности парафиновых фракций в твердой и жидкой фазах;
- в области В: $T = T(x, y, t)$, где T — температура грунта; $\rho_f(x, y, t)$ — влажность; $\rho_s(x, y, t)$ — льдистость; x, y — декартовы координаты.

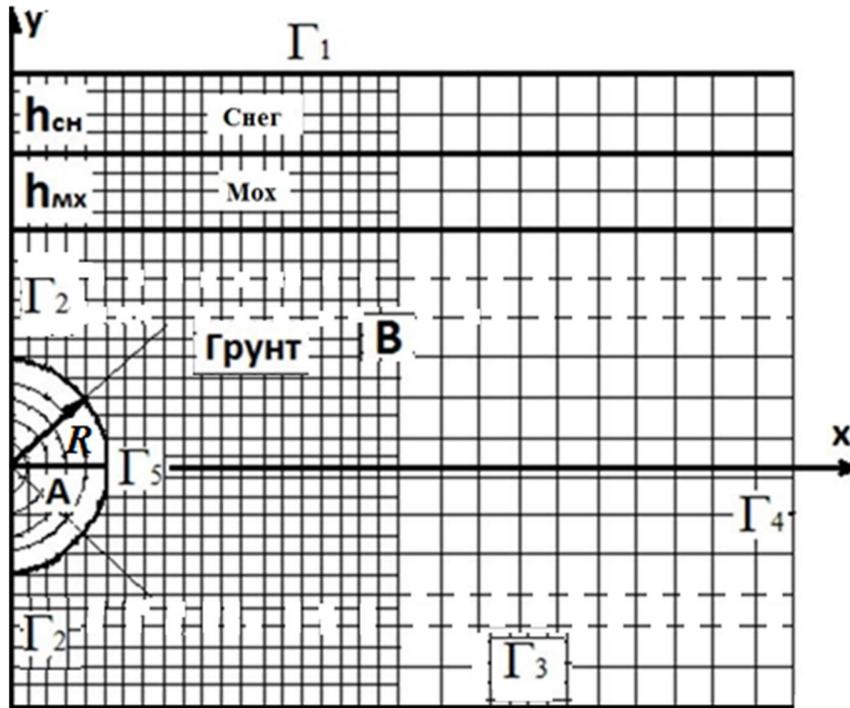


Рис. 1. Поперечное сечение трубопровода (область А) в грунте (область В)

Верхняя граница, соприкасающаяся с окружающей средой обозначена как Γ_1 . Вертикальная граница, проходящая через центр трубопровода, — Γ_2 . Нижняя удаленная граница — Γ_3 . Правая удаленная граница — Γ_4 . Граница «трубопровод — грунт» — Γ_5 . R — радиус трубопровода. $h_{сн}$ и $h_{мх}$ — соответственно высоты снежного и мохового покровов.

Fig. 1. Cross-section of the pipeline (section А) in the ground (section В)

The upper boundary in contact with the environment is designated as Γ_1 . The vertical boundary passing through the center of the pipeline is Γ_2 . The lower remote border is Γ_3 . The far right border is Γ_4 . Boundary in contact with soil — Γ_5 . R is the radius of the pipeline. $h_{сн}$ and $h_{мх}$ are the height of the snow and moss cover, respectively.

Задача решается нами численно с использованием следующих основных допущений:

1. Задача решается в плоскостях, перпендикулярных оси трубопровода, т. е. в 2D-постановке, для различных участков трубопровода.
2. Нефтяная смесь в области А представляет собой двухфазную среду (застывшая нефть и смесь N -фракций твердых парафинов — условная твердая фаза; незастывшие нефть и парафины — условная жидкая фаза).
3. Грунт в области В представляет собой трехфазную среду, состоящую из твердых фаз (сухой скелет грунта и лед) и жидкой фазы (вода). Пористость среды характеризуется коэффициентом пористости $m = V_n/V$, где V_n — объем пор в контрольном объеме V , $m = 1 - \alpha$, α — объемная доля сухого грунта. Объемные доли воды и льда α_l и α_s ; $\alpha_l = V_l/V$, $\alpha_s = V_s/V$. Приведенные плотности влаги, льда и сухого грунта выражаются через объемные доли и истинные плотности, отмеченные верхним индексом (0):

$$\rho_l = \frac{m_l}{V} = \frac{m_l}{V_l} \alpha_l = \rho_l^{(0)} \alpha_l, \rho_s = \rho_s^{(0)} \alpha_s, \rho_{gr} = \rho_{gr}^{(0)} \alpha_{gr}.$$

4. Равновесная кристаллизация влаги в грунте происходит в спектре температур, в соответствии с кривой незамерзшей воды для данного грунта [12]. Равновесное затвердевание парафинов описывается моделью, приведенной далее.
5. Задача решается авторами в квазистационарном приближении; в пределах каждого временного шага Δt для каждого контрольного объема V ; внешнее тепловое воздействие не изменяется.
6. Поля температур и объемных долей фаз в сечении трубопровода — осесимметричные.
7. При движении влаги в грунте пренебрегаем мощностью внутренних сил [10].

Физико-математическая модель для определения параметров в расчетной области

Теоретической основой численного решения задачи являются уравнения баланса массы (2) и внутренней энергии фаз (3), дополненные законами градиентного массопереноса, с соотношениями для фазовых переходов и теплофизическими свойствами грунта [3, 9]:

$$\int_V \frac{\partial \rho_i}{\partial t} dV = - \int_S \rho_i v_i^n dS + \int_V \sum_{j=1, j \neq i}^N J_{ji} dV, \quad (2)$$

$$\int_V \frac{\partial (\sum_{i=1}^N \rho_i u_i)}{\partial t} dV = - \int_S \sum_{i=1}^N (\rho_i v_i^n u_i) dS - \int_S q^n dS, \quad (3)$$

где $i = 1, 2, \dots, N$ — номер фазы. Для области А: $i = 1 = ps$ соответствует твердой фазе парафиновых фракций; $i = 2 = pl$ — жидкая фаза парафиновых фракций; $i = 3 = 0$ — нефтяная смесь без парафина. Для области В: $i = 1 = s$ — соответствует льду; $i = 2 = l$ — воде; $i = 3 = gr$ — сухому грунту. ρ_i — приведенная плотность; v_i^n — проекция скорости на внешнюю нормаль; J_{ji} — интенсивность перехода j -й фазы в i -ю, в единице объема, в единицу времени; u_i — удельная внутренняя энергия i -й фазы, Дж/кг; q^n — плотность теплового потока по нормали к поверхности S .

Принятая физическая модель многофазной среды учитывает интенсивность следующих фазовых переходов. Для области А: J_{plps} — переход жидкой фазы парафиновых фракций в твердую фазу. Для области В: J_{ls} — замерзание воды в порах при температуре $T < 273$ К с учетом обобщенных данных об изменении приведенной плотности незамерзшей воды при понижении температуры в грунтах. Скорость движения фаз в области А равна нулю: $v_{pl} = 0, v_{ps} = 0$.

В области В удельный поток влаги \vec{j}_l под влиянием градиента потенциала влажности $\Theta = \Theta(t, x, y)$ описывается выражением В. Н. Богословского:

$$\vec{j}_l = -\beta' \text{grad } \Theta, \quad (4)$$

где β' — коэффициент влагопроводности. Он зависит от вида материала (в данном случае грунта), его температуры и влажности. Потенциал влажности Θ выражается через приведенные плотности по эмпирическим соотношениям [5]. Относительное количество незамерзшей воды в грунте (область В)

$$f_w(T) = \frac{\rho_l}{\rho_l + \rho_s} \quad \text{при отрицательных температурах описывается соотношением:}$$

$$f_w(T) = f_{wocm} + (1 - f_{wocm}) \bar{x}^n, \quad (5)$$

где $f_{wocm} = f_w(T_{нво})$ — относительная доля незамерзшей воды; n — показатель степени, характерный для различных типов грунтов; $T_{нво}$ — известная для данного грунта температура, ниже которой содержание незамерзшей воды приближается к постоянной величине.

$\bar{x} = \frac{T - T_{нво}}{T_{пл} - T_{нво}}$ — относительное изменение температуры. $T_{пл}$ — температура плавления льда. Приведенная плотность воды в области В с учетом аппроксимации (5):

$$\rho_l = (\rho_l + \rho_s) f_w(T). \quad (6)$$

Численное решение задачи состоит в создании и решении дискретных аналогов уравнений (2)-(3), дополненных замыкающими соотношениями (4)-(5), теплофизическими параметрами нефти, грунта и воды, а также начальными и граничными условиями.

Контрольные объемы (КО) в поперечном сечении трубопровода (область А) имеют проекции в форме колец, в грунте (область В) — в форме прямоугольников (со сторонами Δx и Δy) (рис. 2). Длина контрольных объемов L в продольном направлении трубопровода считается заданной.

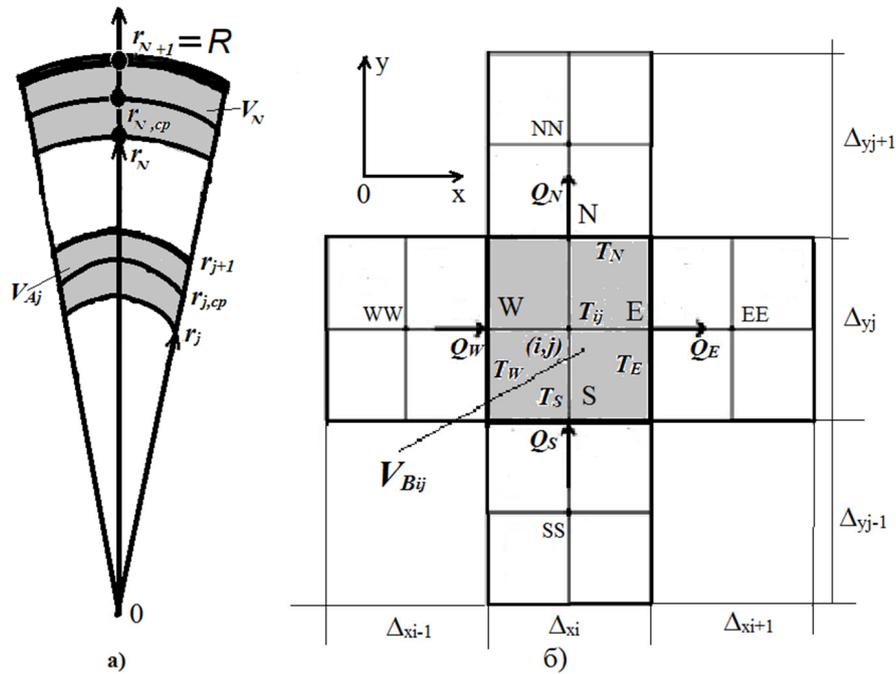


Рис. 2. Сечения контрольных объемов в трубопроводе (а) и в грунте (б)

T — температуры в соответствующих КО; r — радиальные координаты, соответствующие кольцевым КО.
 Q — тепловой поток, входящий и выходящий из контрольного объема V_{Bij} ; N, S, W, E — грани КО; SS, EE, WW, NN — центральные точки соседних с выделенным контрольных объемов.
 Δx и Δy — размеры КО в направлении осей X и Y соответственно.

Fig. 2. Sections of reference volumes in pipeline (a) and in soil (б)

T — temperatures in the corresponding control volumes (CW); r — radial coordinates corresponding to ring CW.
 Q is the heat flow entering and exiting the control volume V_{Bij} ; N, S, W, E — faces of CW; SS, EE, WW, NN are the central points of neighboring with a dedicated control volume.
 Δx and Δy — the CO sizes in the direction of axes X and Y respectively.

Условия сопряжений областей А и В вблизи границы Γ_5 рассматривается далее отдельно.

Расчетная модель определения температуры в области А.

Условия фазовых равновесий и интенсивность фазовых переходов парафинов

В области А уравнение баланса массы (2) каждого i -го парафина ($i = 1, \dots, N$) при скорости движения $v_i = 0$ для каждого КО V_A запишем в виде:

$$\frac{\rho_{pis}^{(n+1)} - \rho_{pis}^{(n)}}{\Delta t} = J_{ils}^{n+\varepsilon}, \tag{7}$$

где $J_{ils} = 0$ и $\rho_{pis}^{(n+1)} = \rho_{pis}^{(n)}$ при температурах $T \neq T_{pi}$, а при температуре фазовых переходов $T = T_{pi}$ приведенная плотность $\rho_{pis}^{(n+1)}$ i -го парафина в твердой фазе в момент времени $t^{(n+1)}$ определяется из уравнения баланса внутренней энергии смеси, а $J_{ils}^{n+\varepsilon}$ вычисляется из уравнения (7).

Таким образом, при известных из экспериментов температурах фазовых переходов парафинов T_{pi} и известных объемных долях парафинов в нефтяной смеси $\alpha_{pi} = V_{pi}/V_p$, может быть определена диаграмма фазового равновесия парафинов $\alpha_{ps} = \alpha_{ps}(T)$ (рис. 3):

$$\alpha_{pis} = \begin{cases} 0, & \text{если } T > T_{pi}; \\ \alpha_{pi}, & \text{если } T < T_{pi}. \end{cases} \quad (8)$$

Для смеси k -парафинов при $T_{pi-1} < T < T_{pi}$:

$$\alpha_{ps} = \alpha_{psk} = \sum_{i=1}^k \alpha_{pi}, \quad (9)$$

где $k = 1, \dots, N$ соответствует температурам T_{p1}, \dots, T_{pN} .

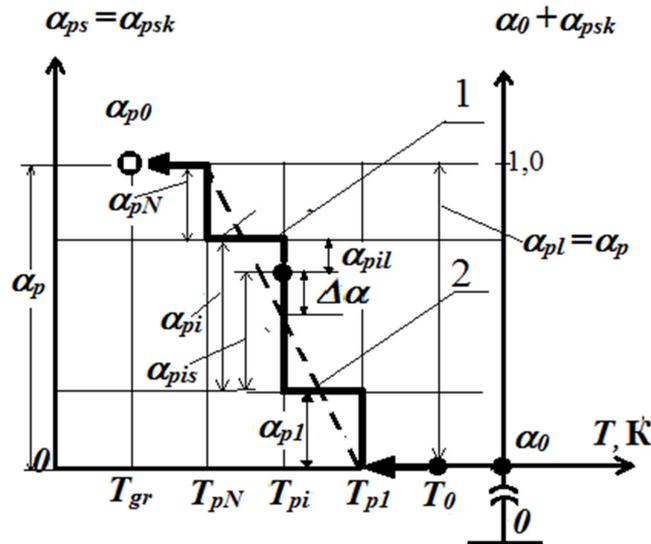


Рис. 3. Схема линейной аппроксимации фазовой диаграммы парафиновых фракций в нефти ($T_{gr} < T \leq T_0$)

Обозначения: 1 — α_{ps} — линия фазового равновесия смеси парафинов; 2 — линия, аппроксимирующая параметры фазового равновесия; $\Delta\alpha$ — погрешность линейной аппроксимации α_{ps} .

Fig. 3. Diagram of linear approximation of the phase diagram of paraffin fractions in oil ($T_{gr} < T \leq T_0$)

Meanings: 1 — α_{ps} — line of phase equilibrium of a mixture of paraffins; 2 — line approximating the parameters of phase equilibrium; $\Delta\alpha$ — error of linear approximation α_{ps} .

При $T = T_{pl}$ значения α_{pis} и α_p определяются из уравнения баланса внутренней энергии (3).

Приведенная плотность парафинов в твердой фазе:

— для i -го парафина:

$$\rho_{pis}^{(n+1)} = \rho_p^{(0)} \alpha_{pis}^{(n+1)}; \quad (10)$$

— для смеси К-парафинов:

$$\rho_{ps}^{(n+1)} = \rho_{psk} = \rho_p^{(0)} \sum_{i=1}^k \alpha_{pi}^{(n+1)}. \quad (11)$$

Для многих нефтей с объемной долей парафинов $\alpha_{pi} \ll 1$ диаграмму фазового равновесия в линейном приближении можно аппроксимировать выражением (рис. 3):

$$\alpha_{ps} \approx \alpha_p \left(1 - \frac{T - T_z}{T_{p1} - T_z} \right), \quad (12)$$

где $\alpha_p = V_p/V$; T_{p1} — температура начала кристаллизации парафинов при охлаждении нефти; T_z — температура застывания нефти; при этом объемная доля жидких парафинов:

$$\alpha_{pl} \approx \alpha_p \left(\frac{T - T_z}{T_{p1} - T_z} \right). \quad (13)$$

Приведенные плотности фаз в равновесных условиях выражаются соотношениями:

$$\begin{aligned} \rho_0 &= \rho_0^{(0)} \alpha_0; \rho_p = \rho_p^{(0)} \alpha_p; \rho_{ps} = \rho_p^{(0)} \alpha_{ps}; \rho_{pl} = \rho_p^{(0)} \alpha_{pl}; \\ \rho_{pi} &= \rho_p^{(0)} \alpha_{pi}; \rho_{pis} = \rho_p^{(0)} \alpha_{pis}; \rho_{pil} = \rho_p^{(0)} (\alpha_{pi} - \alpha_{pis}). \end{aligned} \quad (14)$$

Из уравнения баланса внутренней энергии многофазной смеси в каждом КО области А определяется величина $U^{(n+1)}$, Дж, в момент времени $t^{(n+1)}$:

$$U^{(n+1)} = U^{(n)} + Q_V^{(n+\varepsilon)} \Delta t, \quad (15)$$

где релаксационный коэффициент $0 \leq \varepsilon \leq 1$.

Тепловая мощность $Q_{Vj}^{(n+\varepsilon)}$, Вт, передаваемая в момент времени $t^{(n+\varepsilon)} = t^n + \varepsilon \cdot \Delta t$ кольцевому КО V_j в области А (рис. 2а) с радиусами r_j и r_{j+1} и длиной вдоль оси трубопровода 1 м, определяется по закону Фурье: $Q_{Vj}^{(n+\varepsilon)} = Q_s - Q_N$, где

$$\begin{aligned} Q_s &= -2\pi\lambda_0 (T_j - T_s) a \cdot 1; \quad Q_N = -2\pi\lambda_0 (T_N - T) b \cdot 1; \quad a = \frac{r_j}{r_{jcp} - r_j}; \quad b = \frac{r_{j+1}}{r_{j+1} - r_{jcp}}; \\ r_{jcp} &= \sqrt{\frac{r_j^2 + r_{j+1}^2}{2}}. \end{aligned}$$

Температуры в точках $S (r = r_j)$ и $N (r = r_{j+1})$:

$$T_s = \frac{T_{j-1}a_1 + T_j b_1}{a_1 + b_1}; T_N = \frac{T_j a_2 + T_{j+1} b_2}{a_2 + b_2}, \quad (16)$$

$$\text{где } a_1 = \frac{1}{r_j - r_{j-1, cp}}; b_1 = \frac{1}{r_{jcp} - r_j}; a_2 = \frac{1}{r_j + 1 - r_{j, cp}}; b_2 = \frac{1}{r_{j+1, cp} - r_{j+1}}.$$

Тогда тепловая мощность:

$$Q_{Vj} = -2\pi\lambda_0 \left[(T_j - T_s)a + (T_N - T_j)b \right] \cdot 1. \quad (17)$$

Температуры $T_j, T_{j-1}, T_{j+1}, T_s, T_N$ вычисляются в момент времени $t^{(n+\varepsilon)}$.

При вычисленных $U^{(n)}$ и $Q_V^{(n+\varepsilon)} \cdot \Delta t$ определяется внутренняя энергия смеси в момент времени $t^{(n+\varepsilon)}$:

$$\begin{aligned} U^{(n+1)} &= U_0^{(n+1)} + \sum_{i=1}^N U_{pi}^{(n+1)} = \\ &= \left[c_0 \rho_0 T^{(n+1)} + \sum_{i=1}^N c_p \rho_{pis}^{(n+1)} T^{(n+1)} + \right. \\ &\quad \left. + (\rho_{pi} - \rho_{pis}^{(n+1)}) (c_p T^{(n+1)} + l_p + c_p (T^{(n+1)} - T_{pi})) \right] V. \end{aligned} \quad (18)$$

При $T^{(n+1)} = T_{pi}$ из (18) определяются приведенные плотности $\rho_{pis}^{(n+1)}$ и объемные доли твердых фаз каждого парафина $\alpha_{pis}^{(n+1)}$ ($i = 1, \dots, N$).

Если $T^{(n+1)} \neq T_{pi}$, то из условий равновесия фаз определяются приведенные плотности $\rho_{pis}^{(n+1)}$: $\rho_{pis}^{(n+1)} = \alpha_{pis} \rho_p^{(0)}$, где из (8):

$$\alpha_{pis} = \begin{cases} 0, & \text{при } T > T_{pi}; \\ \alpha_{pi}, & \text{при } T < T_{pi}. \end{cases} \quad (19)$$

В этом случае температура нефтяной смеси $T^{(n+1)}$ в КО области А находится из (18) с учетом (19).

Температуры и приведенные плотности фаз в грунте (область В)

Уравнения фазового равновесия воды и льда при температуре меньше температуры плавления льда описывается «кривой незамерзшей воды» [12], которая при отводе тепла Q_V связывает объемную долю незамерзшей воды в объеме пор $\alpha_{ip} = (V_l/V_{por})$, где V_{por} — объем пор; $m = (V_{por}/V_B)$ — пористость грунта, с температурой T : $\alpha_{lp} = \alpha_{lr} + (1 - \alpha_{lr}) \left(\frac{T - T_{lr}}{T_{nl} - T_{lr}} \right)^{n_1}$, где T_r — характерная температура,

при которой незамерзшая вода в контрольном объеме V_B занимает объем V_{lr} и ее доля в объеме пор $\alpha_{lr} = \frac{V_{lr}}{V_{POR}} = \frac{V_{lr}}{V_B \cdot m}$, n_1 — экспериментальная величина, определяемая видом грунта. Если $T \geq T_{nl}$, то $\alpha_{lp} = 1$; $\alpha_{sp} = 0$.

При температуре $T_{lr} \leq T < T_{nl}$ масса охлаждаемой воды в КО V_B при равновесных условиях равна:

$$m_\ell = \rho_\ell^{(0)} V_B \cdot m \cdot \alpha_{lp} = \rho_\ell^{(0)} V_{POR} \cdot [\alpha_{lr} + (1 - \alpha_{lr}) \cdot \left(\frac{T - T_{lr}}{T_{nl} - T_{lr}} \right)^{n_1}]. \quad (20)$$

Масса льда в объеме V в насыщенном влагой грунте $\alpha_{sp} = 1 - \alpha_{lp}$:

$$m_s = \rho_s^{(0)} V_{POR} (1 - \alpha_{lp}); \quad (21)$$

масса грунта равна: $m_{gr} = \rho_s^{(0)} \alpha_{gr}$, (22)

где приведенные к контрольному объему V_B объемные доли и плотности определяются формулами:

$$\alpha_\ell = \frac{V_\ell}{V_B} = \frac{V_\ell \cdot m}{V_{POR}}; \rho_\ell^{(n+1)} = \rho_\ell^{(0)} \alpha_\ell^{(n+1)}; \rho_s^{(n+1)} = \rho_s^{(0)} \alpha_s; \rho_{gr}^{(n+1)} = \rho_{gr}^{(0)} \alpha_{gr}. \quad (23)$$

В насыщенном влагой грунте скоростью диффузии воды \vec{v}_i в уравнениях (2) и (3) пренебрегаем. Тогда при $T < T_{nl}$ интенсивность замерзания воды вычисляется из (2):

$$J_{ls} = \frac{m_i^{(n+1)} - m_i^{(n)}}{V_B \cdot \Delta t}, \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с}), \quad (24)$$

где Δt — промежуток времени, в течение которого температура грунта изменяется от $T^{(n)}$ до $T^{(n+1)}$.

Условие теплообмена на границе Γ_5 областей А и В

На границе Γ_5 областей А и В по уравнению (1) (условие сопряжения) определяется тепловая мощность Q_{Γ_5} , передаваемая из области А в область В. Для этого из точки начала координат ($x = 0, y = 0, r = 0$) проводим N_B (принималось $N_B = 9$) лучей с углами $\varphi_i = 0, \pi/8, \pi/4, 3\pi/8, \pi/2, 5\pi/8, 3\pi/4, 7\pi/8, \pi$. В области В определяем координаты точек, удаленных от начала координат на расстоянии: $r_{NB} = R + (R - r_{Ncp})$; $x_{Bi} = r_{NB} \cdot \cos \varphi_i$; $y_{Bi} = r_{NB} \cdot \sin \varphi_i$.

Здесь r_{Ncp} — среднеплощадной радиус КО в области А при $j = N$ (рис. 2а).

Температура стенки трубопровода T_w :

$$T_w = \frac{1}{N_B} \sum_{i=1}^{N_B} \frac{\lambda_0 T_{Ncp} + \lambda_{gr} T_{Bi}}{\lambda_0 + \lambda_{gr}}, \quad (25)$$

тепловая мощность, передаваемая через границу Γ_5 (радиус R , длина 1 м):

$$Q_{\Gamma_5} = 2\pi R \lambda_0 \frac{(T_w - T_{Ncp})}{R - r_{Ncp}}. \quad (26)$$

Здесь T_{Ncp} — температура нефти в точке, удаленной от оси трубопровода на расстоянии r_{Ncp} .

Основные этапы расчета, основанные на принятой физико-математической модели

Расчет времени застывания парафинистой нефти в трубопроводе заключается в следующем:

1. Температура нефти T (область А) в начальный момент времени ($t = 0$) задается равной расчетной температуре при перекачке на данном участке трубопровода при $r \leq R$. Распределение температуры в грунте (область В) принимается из расчета по компьютерной программе Heatmassgrunt (HMG) [13]. Нефтяная смесь находится в жидком состоянии, пористость и весовая влажность грунта заданы.
2. Формирование расчетной сетки и выделения КО $V_{A,B}$ областях А и В.
3. Расчет температуры и приведенной влажности в грунте вокруг нагретого до $T = T_0$ нефтепровода в течение времени $\tau_{нач}$, соответствующего периоду прокачки нефти на соответствующем режиме, т. е. формирование начальных условий для решения сформулированной задачи в момент $t^{(n)} = t_{нач}$.
4. Задание шага по времени Δt для областей А и В, релаксационного коэффициента ε , числа корректора N [3].
5. Вычисление значений внутренней энергии в момент времени $t^{(n)}$ для каждого КО V_A и V_B , включая определение в области А — $U^{(n)}$, $Q_v^{(n)}$; в области В — $U^{(n)}$, $\rho_v^{(n)}$, $Q_v^{(n)}$ и $Q^{(n)}$ на границе Γ_5 .
6. Вычисление полной внутренней энергии, температуры $T^{(n+1)}$ в момент времени $t^{(n+1)}$ по уравнениям вида (18), в первом приближении (предиктор).
7. Вычисление в КО при $T = T^{(n+1)}$ по уравнению равновесия ρ_{pis} , ρ_{pi} (в области А) и по уравнению незамерзшей воды ρ_p , ρ_s (в области В) (предиктор).
Вычисление интенсивности фазовых переходов $J_{ji} = \frac{m_i^{(n+1)} - m_i^{(n)}}{V \cdot \Delta t}$, где $m_i = \rho_i^{(0)} \alpha_i$.
8. Повторение этапов расчета 5-7 N раз (корректоры) с вычислением правых частей (этап 5) в момент времени $t^{(n+\varepsilon)} = t^{(n)} + \varepsilon \cdot \Delta t$.
9. Повторение этапов расчета по этапам 5-8 для всех КО областей А и В до выполнения условия остывания нефти до температуры окружающего грунта в пределах принятой погрешности определения температуры.

Физико-математическая модель расчета параметров для областей А и В реализована на алгоритмическом языке TURBO-PASCAL.

Обсуждение результатов расчета

На рис. 4 приведен результат численного расчета остывания высоковязкой нефти (с содержанием парафинов 18% и $T_{заст} = -4,8 \text{ } ^\circ\text{C}$) в условиях модельного трубопровода ($d = 40 \text{ мм}$) с течением времени в сравнении с экспериментальными данными, приведенными в [7]. Условия и описание экспериментального стенда, системы измерений и методики обработки результатов приведены в [7]. Свойства нефти (область А): плотность — 864 кг/м^3 ; удельная теплоемкость нефти — $2\,100 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$; удельная теплоемкость парафина — $2\,190 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$; коэффициент теплопроводности нефти — $0,20 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$; коэффициент теплопроводности парафина — $0,26 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$; удельная теплота парафинизации — $160\,000 \text{ Дж/кг}$. Свойства грунта (область В): плотность — $1\,700 \text{ кг/м}^3$; весовая влажность — $0,25$; пористость — $0,475$; коэффициент теплопроводности талого грунта — $1,69 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$; коэффициент теплопроводности мерзлого грунта — $2,55 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$; удельная теплоемкость талого грунта — $1\,508 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$; удельная теплоемкость мерзлого грунта — $1\,048 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$. Коэффициент теплоотдачи на верхней границе — $6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$.

Из рис. 4 следует удовлетворительное согласие между рассчитанными и экспериментальными кривыми. Видно также, что температура нефти достигла $0 \text{ } ^\circ\text{C}$ через $0,28 \text{ часа}$, а полностью нефть остыла до температуры стенки, отличающейся от температуры окружающего грунта на $0,1 \text{ К}$, примерно через $2,3 \text{ часа}$.

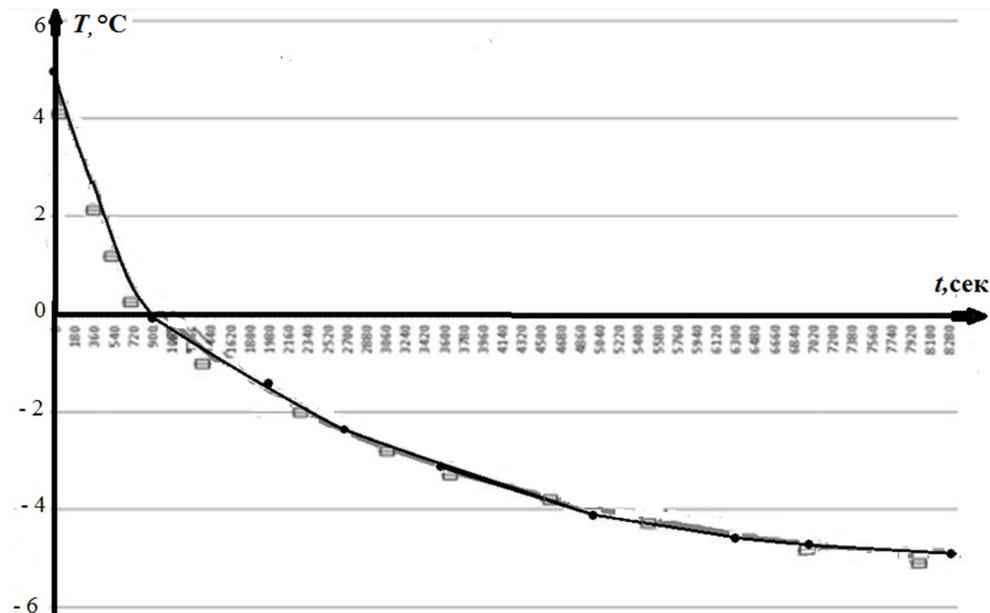


Рис. 4. Остывание нефти в трубопроводе с течением времени:
 — расчет,
 □ — экспериментальные данные [7]

Fig. 4. Oil cooling in the pipeline over time:
 — calculation,
 □ — experimental data [7]

Следует отметить, что проведенный нами расчет времени остывания нефти для полевых условий (в остановленном нефтепроводе с диаметром 700 мм) дает значение времени полного охлаждения примерно 48 часов, что хорошо согласуется с практическими временами [11].

Расчетные данные о температурных полях в грунте, полученные в данной работе путем решения сопряженной задачи в областях А и В с условием сопряжения (1), практически совпадают с расчетными данными по программе НМГ [7], в которой значения температуры на стенке принимались по данным эксперимента.

Заключение

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Поставлена и решена сопряженная задача об остывании нефти при останове нефтепровода с учетом промораживания грунта при наличии покрова (мха и снега) на дневной поверхности.
2. Разработан вычислительный алгоритм и компьютерная программа расчета параметров для трубопровода (область А) и грунта с покровами (область В) на основе балансовых уравнений сохранения массы и внутренней энергии фаз для контрольного объема, дополненных законами градиентного массопереноса в область В, соотношениями для фазовых переходов и теплофизическими свойствами грунтов и нефтяной смеси.
3. Сформулированы условия фазового равновесия парафинов в нефтяной смеси. Предложены линейные аппроксимационные соотношения, описывающие равновесные соотношения жидкой и твердой фаз парафина, что важно для малых долей парафинов в нефти и при отсутствии экспериментальных данных о температурах кристаллизации различных парафинов.
4. Результаты численного моделирования удовлетворительно согласуются с экспериментальными данными о застывании высоковязкой нефти, а также по полям температуры окружающего грунта в условиях работы низкотемпературного лабораторного стенда.
5. Разработанный алгоритм и метод решения сопряженной задачи может быть использован при исследовании полей температуры в замерзшем грунте и для оценки времени застывания высоковязкой нефти в нефтепроводе при останове перекачки нефти, что дает возможность запланировать мероприятия по ремонту и запуску в эксплуатацию остановленного нефтепровода в зимних условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антипов В. Н. Эксплуатация магистральных газопроводов: учеб. пос. / В. Н. Антипов, Г. В. Бахмат, Ю. Д. Земенков, Ю. И. Важенин и др.; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. Тюмень: Вектор Бук, 2002. 528 с.

2. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П. П. Бородавкин. М.: Недра, 1982. 384 с.
3. Вакулин А. А. Диагностика теплофизических параметров в нефтегазовых технологиях / А. А. Вакулин, А. Б. Шабаров. Новосибирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 1998. 249 с.
4. Даниэлян Ю. С. Вариационный принцип в задаче определения температурного поля вокруг группы подземных трубопроводов / Ю. С. Даниэлян, П. А. Яницкий // Энергетика и транспорт. 1990. № 1. С. 151-157.
5. Даниэлян Ю. С. Определение коэффициента теплопроводности больших массивов грунтов / Ю. С. Даниэлян, В. С. Зайцев // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 98-100.
6. Дубина М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами / М. М. Дубина, Б. А. Красовицкий. Новосибирск: Наука, 1983. 132 с.
7. Кутрунов В. Н. Экспериментальное исследование и физико-математическое моделирование процесса остывания нефти в подземном трубопроводе / В. Н. Кутрунов, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас и др. // Вестник Тюменского государственного университета. 2012. № 4. С. 61-67.
8. Мороз А. А. Нефтепроводы Западной Сибири / А. А. Мороз, Н. А. Малюшин, О. А. Степанов. СПб.: Недра, 1999. 188 с.
9. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред / Р. И. Нигматулин. М.: Наука, 1987. 464 с.
10. Пульдас Л. А. Нестационарные тепловые режимы в гражданских зданиях: автореф. дис. канд. техн. наук / Л. А. Пульдас. Тюмень, 2008. 20 с.
11. Сунагатуллин Р. З. Исследование причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений товарной нефти в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов / Р. З. Сунагатуллин и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Том 10. № 6. С. 610-619.
12. Шабаров А. Б. Калометрический метод определения содержания незамерзшей воды в мерзлых грунтах / А. Б. Шабаров, Б. В. Григорьев, А. А. Вакулин // Материалы международной научно-практической конференции по инженерному мерзлотоведению, посвященной 20-летию ООО НПО «Фундаментстройаркос». Тюмень: Сити-Пресс, 2011. С. 436-437.
13. Шабаров А. Б. Физико-математическое моделирование полей температуры и льдистости в мерзлых грунтах вокруг заглубленного трубопровода / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. 2010. № 6. С. 14-19.
14. Deru M. A Model for Ground-Coupled Heat and Moisture Transfer from Buildings: Technical Report NREL/TP-550-33954 / M. Deru. National Renewable Energy Laboratory, 2003.
15. Gopalakrishnan K. A mathematical model for predicting isothermal soil moisture profiles using finite difference method / K. Gopalakrishnan, A. Manik // Journal of Civil and Environmental Engineering. 2007. Vol. 1. Pp. 14-20. DOI: 10.5281/zenodo.1332730
16. Hartikainen J. Numerical solution of soil freezing problem by a new finite element scheme / J. Hartikainen, M. J. Mikkola // IUTAM Symposium on Theoretical and Numerical Methods in Continuum Mechanics of Porous Materials. Solid Mechanics and Its Applications. 2002. Vol. 87. Session A4. Pp. 61-66. DOI: 10.1007/0-306-46953-7_8

17. Jansen H. The Influence of Soil Moisture Transfer on Building Heat Loss Via The Ground: Thesis / H. Jansen. Catholic University Leuven, 2002.
18. Li G. Development of freezing-thawing processes of foundation soils surrounding the China-Russia Crude Oil Pipeline in the permafrost areas under a warming climate / G. Li et. al. // Cold Regions Science and Technology. 2010. Vol. 64. Iss. 3. Pp. 226-234. DOI: 10.1016/j.coldregions.2009.08.006
19. Li G. Forecasting the oil temperatures along the proposed China-Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model / G. Li et. al. // Cold Regions Science and Technology. 2010. Vol. 64. Iss. 3. Pp. 235-242. DOI: 10.1016/j.coldregions.2009.08.003

Alexander A. VAKULIN¹
Alexander B. SCHABAROV²
Alexander A. VAKULIN³

UDC 551.34

COOLING DOWN OF OIL WHEN THE PIPELINE STOPS IN FROZEN SOIL

- ¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Honorary Worker
of Science and High Technologies of the Russian Federation,
Professor of the Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
a.a.vakulin@utmn.ru
- ² Dr. Sci. (Tech.), Professor, Honored Scientist of the Russian Federation,
Professor of the Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology
University of Tyumen
a.b.shabarov@utmn.ru
- ³ Engineer, Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
glock100@gmail.com

Abstract

The article presents the formulation and solution of the associated problem of oil cooling when the underground laying oil pipeline stops and the temperature changes in frozen soil in the presence of moss and snow cover on the surface. A physical and mathematical model and an associated computational algorithm for calculating the parameters of oil in a pipeline and soil with covers have been developed. Peculiarities of solidification of oil containing N -fractions of paraffins during heat removal into frozen soil have been studied. In this work, an important solved problem is the approximation of a characteristic diagram of phase

Citation: Vakulin A. A., Schabarov A. B., Vakulin A. A. 2021. "Cooling down of oil when the pipeline stops in frozen soil". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 27-45.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

equilibrium states during cooling of paraffinic oil in the temperature range from the onset of crystallization of paraffins to the pour point. A feature of the problem being solved is that the temperature field of oil in the pipeline (region A) and the temperature field of the moist soil surrounding the pipeline (region B) have a common border — the pipeline wall, which is assumed to be thin. Through the pipeline wall, the temperature of which is not known in advance, the mutual influence of temperature fields (conjugation) is taken into account. The results of an experimental study of changes in the temperature in the pipeline with time in laboratory conditions are presented. The calculation results are in satisfactory agreement with experimental data on the solidification of high-viscosity paraffinic oil in a model oil pipeline when the oil is cooled from +4.5 to –5.5 °C. On the basis of the physical and mathematical model developed in this article and the coupled algorithm for calculating the parameters of soil and oil, it has been established that in the presence of moss and snow cover, characteristic of the winter conditions of the Middle Ob region of Western Siberia, in an oil pipeline with a nominal diameter of 700 mm, oil freezes in a time of 40–60 hours depending on soil parameters and oil fractional composition.

Keywords

Oil, frozen rocks, permafrost, temperature fields, heat and mass transfer, phase transitions, paraffinic oil, physical and mathematical model of oil solidification.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

REFERENCES

1. Antip'yev V. N., Bakhmat G. V., Zemenkov Yu. D., Vazhenin Yu. I. et al. 2002. Operation of main gas pipelines. Tyumen: Publishing House "Vector Buk". 528 p. [In Russian]
2. Borodavkin P. P. 1982. Underground trunk pipelines (design and construction). Moscow: Nedra. 384 p. [In Russian]
3. Vakulin A. A., Shabarov A. B. 1998. Diagnostics of thermophysical parameters in oil and gas technologies. Novosibirsk: Nauka. Siberian Publishing Company RAS. 249 p. [In Russian]
4. Danielyan Yu. S., Yanitskiy P. A. 1990. "The variational principle in the problem of determining the temperature field around a group of underground pipelines". Energy and Transport, no. 1, pp. 151-157. [In Russian]
5. Danielyan Yu. S., Zaitsev V. S. 2009. "Determination of the thermal conductivity coefficient of large soil massifs". Oil industry, no. 5, pp. 98-100. [In Russian]
6. Dubina M. M., Krasovitskiy B. A. 1983. Heat exchange and mechanics of interaction of pipelines and wells with soil. Novosibirsk: Nauka. 132 p. [In Russian]
7. Kutrunov V. N., Mikhailov P. Yu., Poldas L. A. et al. 2012. "Experimental research and physical and mathematical modeling of the oil cooling process in an underground pipeline". Tyumen State University Herald, no. 4, pp. 61-67. [In Russian]
8. Moroz A. A., Malyushin N. A., Stepanov O. A. 1999. Oil pipelines of Western Siberia. Saint-Petersburg: Nedra. 188 p. [In Russian]

9. Nigmatulin R.I. 1987. Dynamics of multiphase media. Moscow: Nauka. 464 p. [In Russian]
10. Puldas L. A. 2008. "Non-stationary thermal conditions in civil buildings". Cand. Sci. (Tech.) diss. abstract. Tyumen. 20 p. [In Russian]
11. Sunagatullin R. Z. et al. 2020. "Investigation of the causes of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits of commercial oil under the operating conditions of main oil pipelines". Science and technology of pipeline transportation of oil and oil products, vol. 10, no. 6, pp. 610-619. [In Russian]
12. Shabarov A. B., Grigoriev B. V., Vakulin A. A. 2011. "Calometric method for determining the content of unfrozen water in frozen soils". Materials of the international scientific and practical conference on engineering permafrost, dedicated to the 20th anniversary of NPO Fundamentstroyarkos LLC. Tyumen: City-Press. Pp. 436-437. [In Russian]
13. Shabarov A. B., Mikhailov P. Yu., Puldas L. A., Vakulin A. A. 2010. "Physical and mathematical modeling of temperature and ice content fields in frozen soils around a buried pipeline". Tyumen State University Herald, no. 6, pp. 14-19. [In Russian]
14. Deru M. 2003. "A model for ground-coupled heat and moisture transfer from buildings: Technical report NREL/TP-550-33954". National Renewable Energy Laboratory.
15. Gopalakrishnan K., Manik A. 2007. "A mathematical model for predicting isothermal soil moisture profiles using finite difference method". Journal of Civil and Environmental Engineering, vol. 1, pp. 14-20. DOI: 10.5281/zenodo.1332730
16. Hartikainen J., Mikkola M. J. 2002. "Numerical solution of soil freezing problem by a new finite element scheme". IUTAM Symposium on Theoretical and Numerical Methods in Continuum Mechanics of Porous Materials. Solid Mechanics and Its Applications, vol. 87, session A4, pp. 61-66.
17. Jansen H. 2002. "The influence of soil moisture transfer on building heat loss via the ground: Thesis". Catholic University Leuven.
18. Li G. et. al. 2010. "Development of freezing-thawing processes of foundation soils surrounding the China-Russia Crude Oil Pipeline in the permafrost areas under a warming climate". Cold Regions Science and Technology, 2009. Vol 64, iss. 3, pp. 226-234.
19. Li G. et. al. 2010. "Forecasting the oil temperatures along the proposed China-Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model". Cold Regions Science and Technology, 2009. Vol. 64, iss. 3, pp. 235-242.

Елена Александровна ИВАНОВА¹
Никита Владимирович МЕЩЕУЛОВ²

УДК 536:21:674.038:699.86

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ТЕПЛОПЕРЕНОСА В УГЛОВЫМ ФРАГМЕНТЕ НАРУЖНОГО ОГРАЖДЕНИЯ С КОННЕКТОРАМИ

¹ старший преподаватель кафедры
теплогоснабжения и инженерных систем в строительстве,
Томский государственный архитектурно-строительный университет
energobser_e@mail.ru

² кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Томский государственный архитектурно-строительный университет
nikita.mesheulov@mail.ru

Аннотация

Увеличение энергоэффективности и снижение тепловых потерь в зданиях являются основными задачами современного строительного сектора. По этой причине рекомендуется проектировать здания с применением современных энергосберегающих материалов и технологий. При применении многослойных стен в домостроении остро встает проблема возникновения тепловых мостов. Поэтому нужно понимать, как изменяется тепловое поведение ограждающей конструкции при включении в нее теплотехнических неоднородностей.

Целью работы является исследование воздействия теплопроводных включений, находящихся в наружных ограждающих конструкциях, на изменение значений температуры и плотности теплового потока.

В работе рассмотрена важность увеличения энергоэффективности наружных ограждений. Проведено численное исследование процесса теплопереноса для угловых фрагментов

Цитирование: Иванова Е. А. Исследование пространственного теплопереноса в угловом фрагменте наружного ограждения с коннекторами / Е. А. Иванова, Н. В. Мещеулов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 46-61.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-46-61

ограждающих конструкций, использующихся в домостроении по технологии VELOX. Показано влияние конструктивных особенностей рассматриваемых угловых фрагментов на характеристики температурных полей.

Математическое моделирование пространственного теплопереноса в угловом фрагменте наружного ограждения проводится с помощью нелинейной системы дифференциальных уравнений теплопроводности с заданными граничными условиями с использованием метода конечных элементов. Задача решена с помощью программного комплекса ANSYS.

Исследовано влияние металлических и стеклопластиковых коннекторов на изменение полей температуры и плотности теплового потока в ограждающей конструкции. Рассмотрено изменение теплового состояния как в толще наружной стены, так и по внутренней поверхности ограждения от области угла и по глади стены. Анализ расчетов показал, что максимальное возмущение вносит коннектор, изготовленный из металла, а минимальное — из стеклопластика. Наличие в толще конструкции высокотеплопроводных включений приводит к искажению поля плотности теплового потока ограждения.

Ключевые слова

Теплопроводность, теплоперенос, температура стены, численное моделирование, тепловые потери, энергоэффективность, коннектор.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-46-61

Введение

В связи с постоянным ростом затрат на тепловую энергию важным моментом по улучшению энергосбережения в области теплоснабжения является новое строительство и реконструкция зданий с применением теплоустойчивых конструкций и энергоэффективного оборудования. Стратегическими целями развития теплоснабжения является достижение высокой степени комфорта в жилых домах и сокращение непроизводительных потерь тепла и расходов топлива. Следовательно, важно осуществлять разработку и реализацию перечня мер по коренному усовершенствованию системы теплоснабжения, предусматривающего в том числе и повышение энергоэффективности зданий.

Степень энергоэффективности современного здания определяется уровнем теплозащиты его наружных ограждающих конструкций. Изменение нормативных требований к сопротивлению теплопередаче строительных конструкций было отражено уже в СНиП II-3-79*, и новые требования касались зданий, построенных после 2000 г. Это решение было очень значимым, т. к. с каждым годом потребление тепловой энергии продолжает неуклонно расти [4].

Увеличить энергоэффективность здания можно двумя способами. Во-первых, можно включить мероприятия по сокращению теплопотерь через ограждающие конструкции путем увеличения термического сопротивления наружных ограждений, поскольку теплопотери типовых жилых зданий составляют около 60% от общих потерь теплоты [2].

Во-вторых, необходимо минимизировать тепловые потери, которые появляются из-за теплопроводных включений, вследствие теплотехнической неоднородности ограждающей конструкции.

В идеальном варианте необходимо осуществлять все мероприятия, чтобы повысить энергоэффективность зданий. Однако большее внимание стоит уделить теплонапряженным элементам, т. к. кроме повышения тепловых потерь через ограждения они способствуют появлению конденсата и образованию плесени, что может являться как причиной разрушения конструкции, так и оказывать отрицательное воздействие на самочувствие людей.

В работе рассмотрено влияние типа коннектора на теплообмен в угловом фрагменте стены.

Актуальность проблемы

На этапе разработки проектной документации системы отопления необходимо учитывать наличие ТНЭ. В работе [1] при определении мощности системы отопления предложен метод расчета трансмиссионных потерь, в котором учитываются линейные и точечные теплотехнические неоднородности. Этот метод является энергосберегающим мероприятием, т. к. повышает точность расчета и ведет прямой учет влияния узлов сопряжения наружных ограждений. Теплотехническая неоднородность влияет на увеличение тепловых потерь через наружные ограждения, т. к. способствует появлению тепловых мостов [5, 7]. Применение ограждающих конструкций с минимальным количеством теплопроводных элементов повышает значение термического сопротивления теплопередаче [3].

В современном жилищном строительстве возводятся здания с применением панельных технологий. Для надежности соединения слоев в сэндвич-панели применяют гибкие коннекторы, которые, как и стальные монтажные петли, являются мостиками холода и уменьшают энергоэффективность здания. Для выравнивания температуры ограждающей конструкции предлагается применять вместо стальных коннекторов композитные [6]. Глубина заложения и коэффициент теплопроводности коннекторов влияет на теплофизические характеристики наружных стен [8]. Для уменьшения влияния тепловых мостов и улучшения тепловых характеристик панельной наружной стены из сборного железобетона можно изолировать коннекторы теплоизоляционным материалом, увеличить расстояние между коннекторами, уменьшить их диаметр и увеличить толщину теплоизоляционного слоя [15]. Тип бетона также может влиять на значение тепловых потерь в области теплового моста [12, 13]. Для соблюдения требований энергоэффективности домов с фасадным утеплением необходимо также учитывать влияние коннекторов в наружных ограждениях [14].

Моделирование процесса теплообмена в наружном ограждении из деревянного бруса позволило вывить изменение как значений температуры, так и значений плотности теплового потока в зависимости от теплофизических и геометрических характеристик коннекторов [9]. Здания, построенные из клееной фанеры, имеют меньшие тепловые мосты, чем здания с деревянными каркасными конструкциями [10].

Определение термического сопротивления каркасных конструкций представляет собой сложную задачу из-за наличия в ней неоднородных слоев и тепловых мостов в виде коннекторов [11].

Следовательно, изучение влияния теплопроводных включений, содержащихся в наружных ограждающих конструкциях, является важной задачей для оценки возможных дополнительных тепловых потерь в здании.

Объекты исследования

В работе рассматривается влияние теплопроводных включений в виде коннектора на тепловое состояние наружной ограждающей конструкции. Исследование проводится для стальных и стеклопластиковых коннекторов.

На рис. 1 изображен рассматриваемый угловой фрагмент ограждающей конструкции, включающей плиту перекрытия, построенный по технологии VELOX. Наружная стена состоит из щепоцементной плиты, пенополистирола (ППС) и бетона.

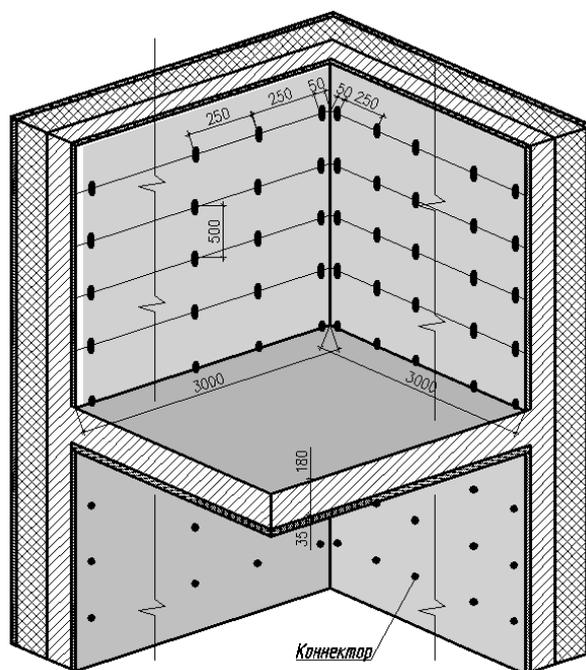


Рис. 1. Конструкция стены VELOX

Fig. 1. Wall construction VELOX

Методика исследования

Исследуемая модель конструкции наружного ограждения состоит из следующих теплонапряженных элементов: 1 — наружный угол; 2 — стык наружной стены с монолитной плитой перекрытия; 3 — сквозной теплопроводный элемент.

Геометрия рассматриваемой модели приведена на рис. 2.

Рассмотрено тепловое состояние ограждающей конструкции с наличием цементно-песчаного раствора на внутренней поверхности стены (рис. 2а), без цементно-песчаного раствора (рис. 2б, 2в).

Для численного исследования задана геометрия рассматриваемой конструкции и теплофизические характеристики ее материалов, приведенные в таблице 1.

Для проведения численного исследования выбраны следующие теплопроводные включения: коннекторы из металла и стеклопластика. Коннекторы являются связующими элементами в ограждающих конструкциях и могут пересекать их насквозь или частично проникать вглубь ограждения. Но часто основное внимание для увеличения термического сопротивления приходится на выбор типа

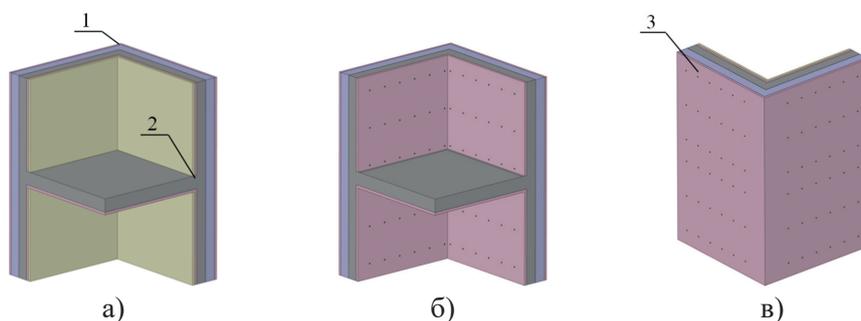


Рис. 2. Общий вид КЭ модели:
а — по цементно-песчаному слою,
б, в — по щепоцементной плите

Fig. 2. General view of the CE model:
а — on the cement-sand layer,
б, в — on a chipboard

Таблица 1

Характеристики материалов

Table 1

Characteristics of materials

Наименование материала	Толщина, δ , м	Коэффициент теплопроводности, λ , Вт/(м·°С)	Теплоемкость, c , кДж/(кг·°С)	Плотность, ρ , кг/м ³
Щепоцементная плита (ЩЦП)	0,035	0,11	2 300	740
Пенополистирол	0,15	0,033	1 340	25
Железобетон	0,15	2,04	840	2 500
Цементно-песчаный раствор (ЦПР)	0,03	0,93	0,84	1 800
Металлическая арматура	$d = 4$ мм	58	0,482	7 850
Стеклопластиковая арматура	$d = 4$ мм	0,35	840	1 900

и толщины утепляющего слоя. Причем связующие теплопроводные включения существенно воздействуют на теплотехническую неоднородность конструкции. Они могут проходить через все слои ограждения и способствовать утечке тепла от внутренней поверхности к наружной. Коннекторы, имея небольшие размеры, могут создавать небольшие тепловые мосты, но большое их наличие может привести к значительным тепловым потерям.

Для расчета принимаем следующие исходные данные: в соответствии с СП 131.13330.2020 — температура наружного воздуха $t_{\text{н}} = -39 \text{ }^{\circ}\text{C}$; согласно ГОСТ 30494-2011 — температура внутреннего воздуха $t_{\text{в}} = 23 \text{ }^{\circ}\text{C}$; коэффициенты теплоотдачи на наружной $\alpha_{\text{н}} = 23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$ и внутренней поверхностях $\alpha_{\text{в}} = 8,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$ — по СП 50.13330.2012.

Для исследования теплового состояния конструкции используем численную модель [5]. С применением программного комплекса ANSYS методом конечных элементов проведено численное моделирование пространственного теплопереноса в угловом фрагменте ограждения.

Результаты расчета

На рис. 3 показано температурное поле рассматриваемого фрагмента конструкции с включенным слоем цементно-песчаного раствора (а) и с отключенным (б) на примере соединения наружной стены в области угла с монолитной плитой перекрытия.

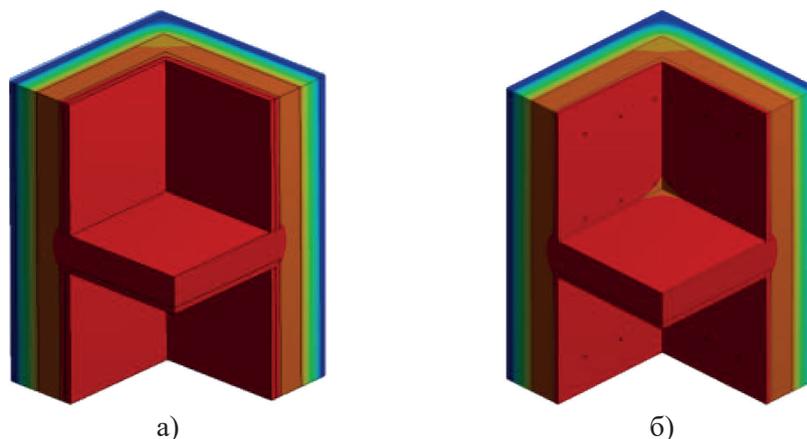


Рис. 3. Поля температуры исследуемого фрагмента:
а — по цементно-песчаному слою,
б — по щепоцементной плите

Fig. 3. Temperature fields of the fragment under study:
а — on the cement-sand layer,
б — on a chipboard

Анализируя рис. 3, можно сказать, что цементно-песчаный раствор нивелирует действие коннектора на теплообмен в наружном ограждении.

Изменение температуры в разрезе наружной стены с коннекторами из разных материалов приведено на рис. 4.

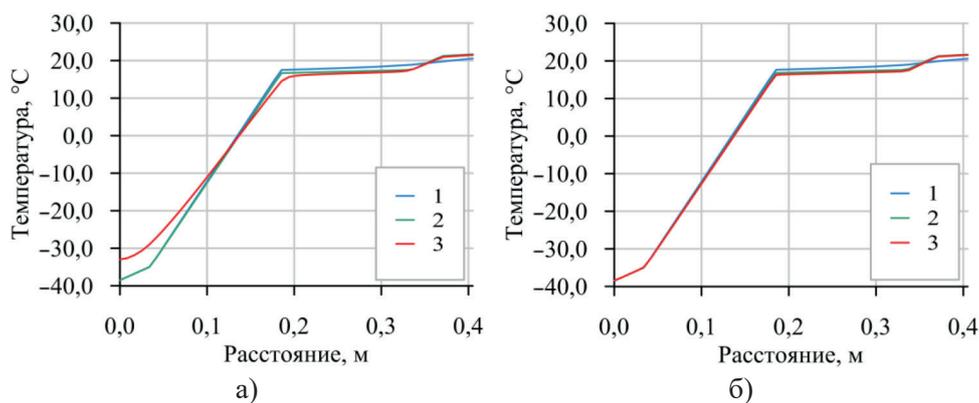


Рис. 4. Распределение температурных полей в разрезе стены:

а — металлические коннекторы,
б — стеклопластиковые коннекторы
(1 — стена на глади, 2 — стена по ПП,
3 — стена по коннектору)

Fig. 4. Distribution of temperature fields in the section of the wall: а — metal connectors, б — fiberglass connectors

(1 — the wall on the surface,
2 — the wall on the floor slab,
3 — wall by connector)

Анализ распределения температурных полей в ограждающей конструкции на рис. 4 изображает, что кривые на границе контакта внутренних слоев подвержены резкому изменению значений температуры в области бетонного слоя и утеплителя. Здесь возникает максимальный перепад температур между наружной поверхностью стены и слоем утеплителя. Граница смены знаков температур находится ближе к наружной поверхности ограждающей конструкции. После начала утепляющего слоя перепад температур внутри конструкции уменьшается, и сами температурные кривые становятся более плавными, что приводит к уменьшению перетока теплоты.

Изменение температуры в толще стены без наличия теплопроводных включений показывает кривая 1. На рис. 4а кривые 2 и 3 около наружной поверхности совпадают и имеют меньшую температуру, т. к. элементы конструкции имеют больший коэффициент теплопроводности.

На торце стеклопластикового коннектора со стороны внутренней поверхности стены температура составляет $21,59\text{ }^{\circ}\text{C}$, на торце металлического — $21,49\text{ }^{\circ}\text{C}$. Совсем другая ситуация на наружной стороне конструкции: в этом случае температура на торце стеклопластикового коннектора составляет $-38,41\text{ }^{\circ}\text{C}$, а металлического — $-32,99\text{ }^{\circ}\text{C}$. При этом температура наружной поверхности стены без теплопроводных включений равна $-38,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Сравнивая графики, можно видеть, что не только наличие коннектора, но и материал, из которого он изготовлен, влияет на поведение температуры в ограждающей конструкции.

Рассмотрим на рис. 5, 6 изменение значений плотности теплового потока в разрезе наружной стены с коннекторами из разных материалов.

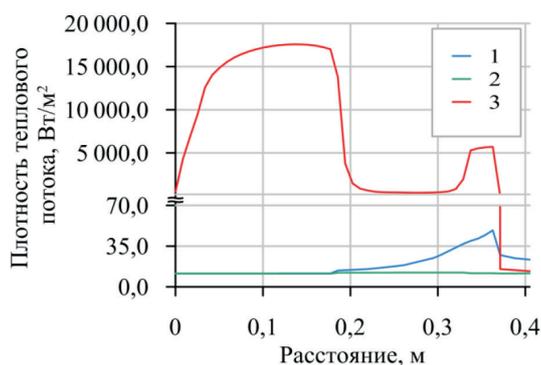


Рис. 5. Изменение плотности теплового потока в разрезе стены для металлических коннекторов: 1 — стена на глади, 2 — стена по ПП, 3 — стена по коннектору

Fig. 5. Variation of heat flux density in the wall section for metal connectors: 1 — the wall on the surface, 2 — the wall on the floor slab, 3 — wall by connector

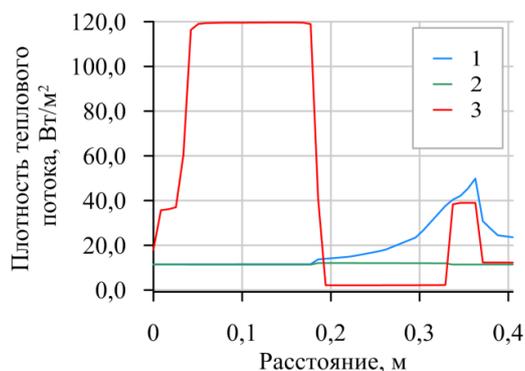


Рис. 6. Изменение плотности теплового потока в разрезе стены для стеклопластиковых коннекторов: 1 — стена на глади, 2 — стена по ПП, 3 — стена по коннектору

Fig. 6. Variation of heat flux density in the wall section for fiberglass connectors: 1 — the wall on the surface, 2 — the wall on the floor slab, 3 — wall by connector

Рис. 5, 6 показывают, что максимальный рост значений плотности теплового потока происходит в зонах контактов соседних слоев с разными значениями коэффициентов теплопроводности. Максимальное возмущение вносит коннектор, изготовленный из металла (рис. 5), — около $17\,580 \text{ Вт/м}^2$, а минимальное — из стеклопластика (рис. 6) — около 120 Вт/м^2 . Установлено, что наличие в толще конструкции высокотеплопроводных включений приводит к искажению поля плотности теплового потока ограждения.

Характер изменения температуры наружной стены по внутренней поверхности (от угла в сторону глади) показан на рис. 7. Рассматривалось изменение температуры по стене между коннекторами и по линии расположения коннекторов.

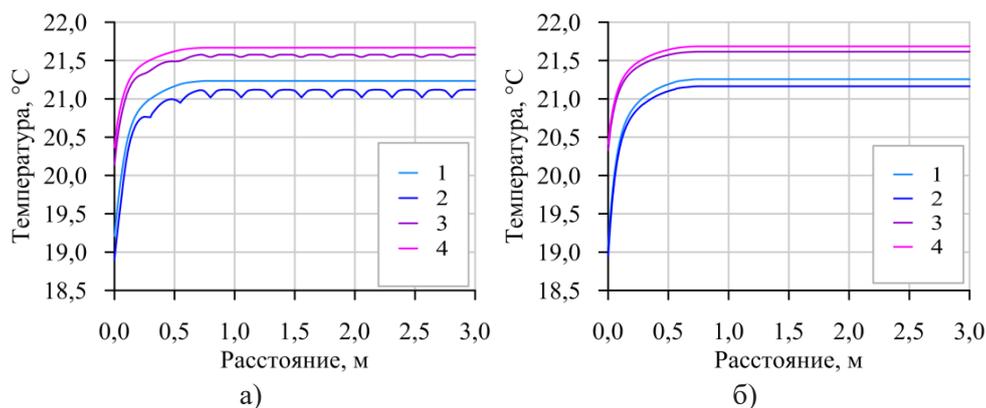


Рис. 7. Распределение температурных полей вдоль стены:

а — металлические коннекторы,
 б — стеклопластиковые коннекторы
 (1 — по коннекторам по ШЦП,
 2 — без коннекторов по ШЦП,
 3 — по коннектору по ЦПР,
 4 — без коннектора по ЦПР)

Fig. 7. Distribution of temperature fields along the wall:

а — metal connectors,
 б — fiberglass connectors
 (1 — on connectors on the SHCP,
 2 — without connectors on the SHCP,
 3 — on connect on the CPR,
 4 — without connector on the CPR)

Анализируя полученные результаты, приведенные на рис. 7, можно сказать, что металлические коннекторы оказывают большее влияние на температурное поле конструкции, в отличие от коннекторов из стеклопластика. Изменение температурного поля при металлических коннекторах происходит не только вблизи боковой поверхности коннектора, но и за ее границами — примерно около 0,1 м. Причем присутствие коннектора приводит к понижению температуры в области его размещения и увеличению температуры за границами коннектора (рис. 7а).

Графики на рис. 7а показывают, что металлические коннекторы оказывают влияние даже на поверхности цементно-песчаного раствора. На поверхности щепоцементной плиты (кривая 1) температура на оси коннектора на 0,53 °С меньше, чем на поверхности цементно-песчаного раствора (кривая 3). Стеклопластиковые коннекторы (рис. 7б) вообще не оказывают влияния на температурное поле внутренней поверхности конструкции.

Также решалась двумерная задача распределения плотностей тепловых потоков вдоль коннекторов, представленная на рис. 8-11.

Анализируя результаты исследования на рис. 8, 10, можно сказать, что максимумы значений плотностей тепловых потоков приходятся на центр коннектора и составляют для гряды стены при металлических коннекторах 4 782 Вт/м², при стеклопластиковых — 37 Вт/м², а в области угла — 6 862 и 49 Вт/м² соответственно. Основное количество тепла проходит в связующий элемент сквозь наружные границы. Отвод тепла от коннектора происходит около наружной поверхности ограждения в области низкой температуры.

При использовании металлических коннекторов, в отличие от стеклопластиковых, изменение значений плотностей теплового потока заметно не только на щепоцементной плите, но и на поверхности цементно-песчаного раствора (рис. 9).

По графикам, приведенным на рис. 8, 10, можно видеть резкое увеличение значений плотности теплового потока в местах присутствия коннекторов. Объяснить

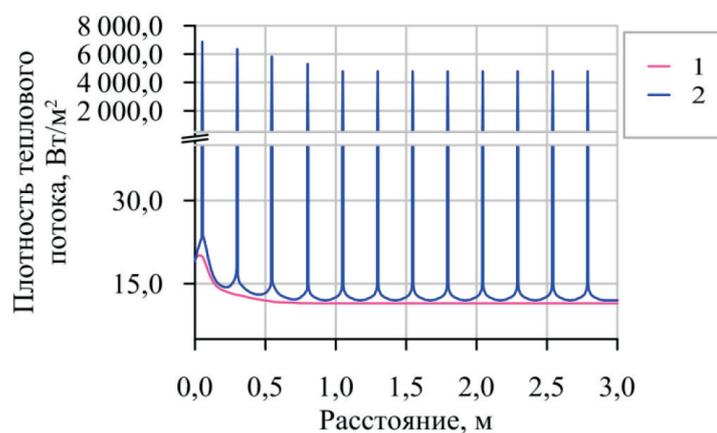


Рис. 8. Распределение полей тепловых потоков для металлических коннекторов вдоль стены: 1 — без коннекторов по ШЦП, 2 — по коннекторам по ШЦП

Fig. 8. Distribution of heat flux fields for metal connectors along the wall: 1 — without connectors on the CPR, 2 — on connectors on the CPR

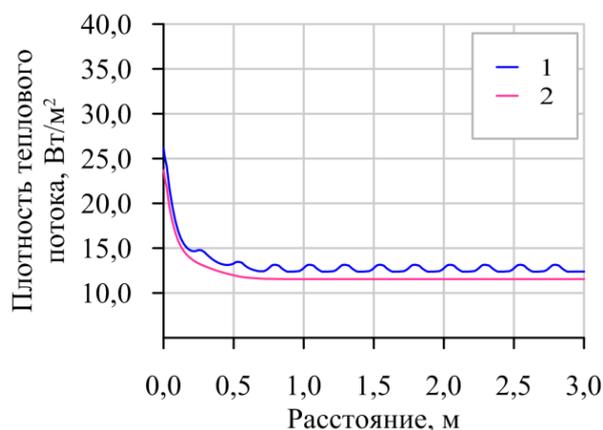


Рис. 9. Распределение полей тепловых потоков для металлических коннекторов вдоль стены: 1 — по коннекторам по ЦПР, 2 — без коннекторов по ЦПР

Fig. 9. Distribution of heat flux fields for metal connectors along the wall: 1 — on connectors on the SHCP, 2 — without connectors on the SHCP

это можно тем, что у коннекторов теплопроводность выше, чем у материала основных слоев. Причем при металлических коннекторах возмущение значений плотности теплового потока во много раз больше, чем при стеклопластиковых. Следовательно, если применять коннекторы с меньшим значением коэффициента теплопроводности, то можно исключить влияние данного теплового моста и значительно уменьшить тепловые потери в этом сечении ограждения.

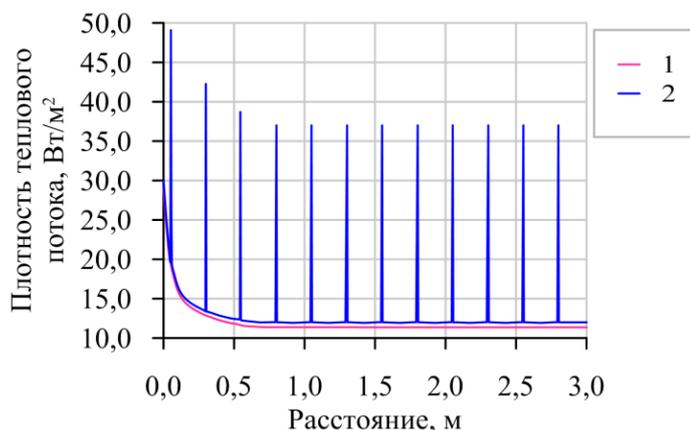


Рис. 10. Распределение полей тепловых потоков для стеклопластиковых коннекторов вдоль стены: 1 — без коннекторов по ШЦП, 2 — по коннекторам по ШЦП

Fig. 10. Distribution of heat flux fields for fiberglass connectors along the wall: 1 — without connectors on the CPR, 2 — on connectors on the CPR

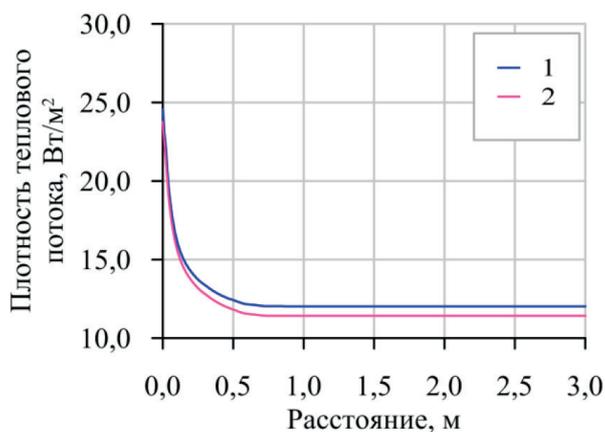


Рис. 11. Распределение полей тепловых потоков для стеклопластиковых коннекторов вдоль стены: 1 — по коннекторам по ЦПР, 2 — без коннекторов по ЦПР

Fig. 11. Distribution of heat flux fields for fiberglass connectors along the wall: 1 — on connectors on the SHCP, 2 — without connectors on the SHCP

Заключение

Проведенные численные исследования фрагмента ограждающей конструкции позволили сделать следующие выводы:

- на границе бетонного слоя с утеплителем возникает максимальный перепад температур между наружной поверхностью стены и утеплителем;
- на торцах стеклопластикового и металлического коннекторов со стороны внутренней поверхности стены температура практически совпадает, а на наружной поверхности конструкции разница температур составляет около 5,0 °С. Это объясняется большим коэффициентом теплопроводности металла;
- металлические коннекторы оказывают влияние на температурное поле конструкции даже на поверхности цементно-песчаного раствора. Изменение температурного поля при металлических коннекторах происходит не только вблизи боковой поверхности коннектора, но и за ее границами;
- не только наличие коннектора, но и материал, из которого он изготовлен, влияет на поведение температуры в ограждающей конструкции. Присутствие металлических коннекторов в ограждении влечет за собой понижение температуры и увеличение плотности теплового потока в местах их расположения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гагарин В. Г. Учет теплотехнических неоднородностей ограждений при определении тепловой нагрузки на систему отопления здания / В. Г. Гагарин, А. Ю. Неклюдов // Жилищное строительство. 2014. № 6. С. 3-7.
2. Горшков А. С. Принципы энергосбережения в зданиях / А. С. Горшков // Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века. 2014. № 7 (186). С. 26-36.
3. Данилов Н. Д. Стык стен и цокольного перекрытия без теплопроводных включений для зданий с проветриваемыми подпольями / Н. Д. Данилов, П. А. Федотов // Жилищное строительство. 2017. № 11. С. 39-42.
4. Ермоленко Б. В. Возобновляемая энергетика и устойчивое развитие экономики / Б. В. Ермоленко, Г. В. Ермоленко, И. В. Гордеев, Н. В. Богородицкая // Энергетический вестник. 2012. № 13. С. 57-101.
5. Козлобродов А. Н. Исследование влияния термовкладышей на тепловое состояние теплонапряженных элементов многослойных ограждающих конструкций / А. Н. Козлобродов, Е. А. Иванова, А. В. Головкин // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. 2018. № 4. С. 155-169.
6. Николаев В. Н. Новый уровень панельного домостроения: композитные диагональные гибкие связи и петли монтажные для трехслойных бетонных панелей / В. Н. Николаев, В. Ф. Степанова // Жилищное строительство. 2019. № 10. С. 14-20.

7. Харитоновна Е. А. Исследование конструктивных решений стеновых ограждающих конструкций здания из CLT-панелей в климатических условиях Пермского края / Е. А. Харитоновна, С. И. Вахрушев // *Master's Journal*. 2019. № 2. С. 80-93.
8. Хуторной А. Н. Оценка влияния глубины заложения и теплопроводности коннекторов на теплозащитные свойства кирпичных и керамзитобетонных наружных стен / А. Н. Хуторной, А. В. Колесникова // *Известия высших учебных заведений. Строительство*. 2004. № 10 (550). С. 4-8.
9. Цветков Н. А. Сравнительный анализ теплозащитных характеристик стен из профилированного утепленного бруса с коннекторами / Н. А. Цветков, А. Н. Хуторной, А. В. Толстых, Ю. Н. Дорошенко // *Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета*. 2018. Том 20. № 2. С. 124-136.
10. Chang S. Thermal bridging analysis of connections in cross-laminated timber buildings based on ISO 10211 / S. Chang, S. Wi, S. Kim // *Construction and Building Materials*. 2019. Vol. 213. Pp. 709-722.
11. Gorgolewski M. Developing a simplified method of calculating U -values in light steel framing / M. Gorgolewski // *Building and Environment*. 2007. Vol. 42. Iss. 1. Pp. 230-236.
12. Real S. Contribution of structural lightweight aggregate concrete to the reduction of thermal bridging effect in buildings / S. Real, G. Gomes, M. Rodrigues, A. Bogas // *Construction and Building Materials*. 2016. Vol. 121. Pp. 460-470.
13. Santos G. H. Numerical analysis of thermal transmittance of hollow concrete blocks / G. H. Santos, M. A. Fogiatto, N. Mendes // *Journal of Building Physics*. 2017. No. 1. Pp. 7-24.
14. Stonkuvienė A. The impact of connector's thermal and geometrical characteristics on the energy performance of facade systems / A. Stonkuvienė, R. Bliūdžius, A. Burlingis, J. Ramanauskas // *Journal of Building Engineering*. 2021. Vol. 35. Art. 102085.
15. Ximei Z. Thermal performance of precast concrete sandwich walls with a novel hybrid connector / Z. Ximei, W. Yonghui, W. Xueming // *Energy and Buildings*. 2018. Vol. 166. Pp. 1393-1411.

Elena A. IVANOVA¹
Nikita V. MESCHEULOV²

UDC 536:21:674.038:699.86

STUDY OF SPATIAL HEAT TRANSFER IN A CORNER FRAGMENT OF AN EXTERNAL FENCE WITH CONNECTORS

¹ Senior Lecturer, Department of Heat and Gas Supply
and Engineering Systems in Construction,
Tomsk State University of Architecture and Building
energosber_e@mail.ru

² Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Applied Mathematics,
Tomsk State University of Architecture and Building
nikita.mesheulov@mail.ru

Abstract

Increasing energy efficiency and reducing heat loss in buildings are the main challenges of the modern construction sector. For this reason, it is recommended to design buildings using modern energy-saving materials and technologies. When using multilayer walls in housing construction, the problem of thermal bridges arises. Therefore, you need to understand how the thermal behavior of the enclosing structure changes when thermal engineering inhomogeneities are included in it.

The aim of this work is to study the effect of heat-conducting inclusions located in external enclosing structures on the change in the values of temperature and heat flux density.

The paper considers the importance of increasing the energy efficiency of outdoor fences. A numerical study of the heat transfer process for corner fragments of enclosing structures used in housing construction using the VELOX technology has been carried out. The influence of the design features of the considered corner fragments on the characteristics of temperature fields is shown.

Citation: Ivanova E. A., Mescheulov N. V. 2021. "Study of spatial heat transfer in a corner fragment of an external fence with connectors". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 46-61.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-46-61

Mathematical modeling of spatial heat transfer in the corner fragment of the outer enclosure is carried out using a nonlinear system of differential equations of heat conduction with specified boundary conditions using the finite element method. The problem was solved using the ANSYS software package.

The influence of metal and fiberglass connectors on the change in the fields of temperature and heat flux density in the enclosing structure has been investigated. The change in the thermal state is considered both in the thickness of the outer wall and along the inner surface of the fence from the corner area and along the smooth surface of the wall. Analysis of the calculations showed that the maximum disturbance is introduced by the connector made of metal, and the minimum — from fiberglass. The presence of highly heat-conducting inclusions in the thickness of the structure leads to a distortion of the density field of the heat flux of the fence.

Keywords

Thermal conductivity, heat transfer, wall temperature, numerical simulation, heat loss, energy efficiency, connector.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-46-61

REFERENCES

1. Gagarin V. G., Neklyudov A. Yu. 2014. "Consideration of heat engineering inhomogeneities of fences when determining the heat load on the heating system of a building". Housing construction, no. 6, pp. 3-7. [In Russian]
2. Gorshkov A. S. 2014. "Energy saving principles in buildings". Building materials, equipment, technologies of the 21st century, no. 7 (186), pp. 26-36. [In Russian]
3. Danilov N. D., Fedotov P. A. 2017. "Joint of walls and basement without heat-conducting inclusions for buildings with ventilated underground". Housing construction, no. 11. pp. 39-42. [In Russian]
4. Ermolenko B. V., Ermolenko G. V., Gordeev I. V., Bogorodickaya N. V. 2012. "Renewable energy and sustainable economic development". Energy Herald, no. 13, pp. 57-101. [In Russian]
5. Kozlobrodov A. N., Ivanova E. A., Golovko A.V. 2018. "Investigation of the influence of thermal liners on the thermal state of heat-stressed elements of multilayer walling". Tomsk State University of Architecture and Civil Engineering Herald, no. 4. pp. 155-169. [In Russian]
6. Nikolaev V. N., Stepanova V. F. 2019. "New level of panel construction: composite diagonal flexible ties and assembly hinges for three-layer concrete panels". Housing construction, no. 10. pp. 14-20. [In Russian]
7. Haritonova E. A., Vahrushev S. I. 2019. "Investigation of constructive solutions for wall cladding structures of a building made of CLT panels in the climatic conditions of the Perm Territory". Master's Journal, no. 2, pp. 80-93. [In Russian]
8. Hutornoj A. N., Kolesnikova A. V. 2004. "Assessment of the effect of the depth and thermal conductivity of connectors on the heat-shielding properties of brick and expanded clay concrete exterior walls". Proceedings of higher educational institutions. Construction, no. 10 (550), pp. 4-8. [In Russian]

9. Cvetkov N. A., Hutornoj A. N., Tolstyh A. V., Doroshenko Yu. N. 2018. "Comparative analysis of the heat-shielding characteristics of walls made of profiled insulated timber with connectors". Tomsk State University of Architecture and Civil Engineering Herald, vol. 20, no. 2, pp. 124-136. [In Russian]
10. Chang S., Wi S., Kim S. 2019. "Thermal bridging analysis of connections in cross-laminated timber buildings based on ISO 10211". Construction and Building Materials, vol. 213, pp. 709-722.
11. Gorgolewski M. 2007. "Developing a simplified method of calculating U -values in light steel framing". Building and Environment, vol. 42, iss. 1, pp. 230-236.
12. Real S., Gomes G., Rodrigues M., Bogas A. 2016. "Contribution of structural lightweight aggregate concrete to the reduction of thermal bridging effect in buildings". Construction and Building Materials, vol. 121, pp. 460-470.
13. Santos G. H., Fogiatto M. A., Mendes N. 2017. "Numerical analysis of thermal transmittance of hollow concrete blocks". Journal of Building Physics, no. 1, pp. 7-24.
14. Stonkuvienė A., Bliūdžius R., Burlingis A., Ramanauskas J. 2021. "The impact of connector's thermal and geometrical characteristics on the energy performance of facade systems". Journal of Building Engineering, vol. 35, art. 102085.
15. Ximei Z., Yonghui W., Xueming W. 2018. "Thermal performance of precast concrete sandwich walls with a novel hybrid connector". Energy and Buildings, vol. 166, pp. 1393-1411.

Максим Викторович СОЗОНОВ¹
Александр Николаевич БУСЫГИН²
Андрей Николаевич БОБЫЛЕВ³
Анатолий Александрович КИСЛИЦЫН⁴

УДК 536.2+621.382

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕМРИСТОРНО-ДИОДНОГО МИКРОЧИПА

- ¹ аспирант кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет
m.v.sozonov@yandex.ru; ORCID: 0000-0003-1232-0389
- ² аспирант кафедры прикладной и технической физики, лаборант-исследователь НОЦ «Нанотехнологии», Тюменский государственный университет
a.n.busygin@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-3439-8067
- ³ заведующий лабораторией электронной и зондовой микроскопии НОЦ «Нанотехнологии», Тюменский государственный университет
andreaubobylev@gmail.com; ORCID: 0000-0001-5488-8736
- ⁴ доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет
a.a.kislitsyn@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-3863-0510

Аннотация

Наиболее популярные модели работы мемристора, основанные на принципе формирования и разрыва нитей проводимости в мемристивном слое, применяются к рассмотрению работы единичного мемристора. Однако интерес представляет рассмотрение работы полноценного микроципа со множеством мемристоров. В этом случае очень важным становится определение теплового режима работы такого устройства. В частности, определение необходимости

Цитирование: Созонов М. В. Теплофизическая модель мемристорно-диодного микроципа / М. В. Созонов, А. Н. Бусыгин, А. Н. Бобылев, А. А. Кислицын // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 62-78.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-62-78

его охлаждения и влияния архитектуры микрочипа на характер теплообмена. При этом предлагаемая модель должна быть достаточно простой, т. к. моделирование в каждом мемристоре проводящих нитей сильно усложняет работу с моделью и требует больших вычислительных ресурсов.

В работе представлена теплофизическая модель работы микрочипа на основе мемристорно-диодного кроссбара, созданного в НОЦ «Нанотехнологии» ТюмГУ. В модели учитывается Джоулев нагрев и конвективный теплообмен. Особенностью модели является упрощенное определение состояния мемристора по величине удельного сопротивления мемристивного слоя по данным вольт-амперной характеристики реального образца мемристора. Моделирование проводится в программном комплексе ANSYS. В рамках модели решаются самосогласованные электрическая и теплофизическая задачи в нестационарной постановке. Получены температурные поля и графики зависимости температуры от времени для различных режимов работы. Получены результаты, хорошо согласующиеся с аналогичными данными других исследований, опубликованными в литературе. Модель хорошо показывает себя на различных режимах работы микрочипа: как на тех, где не происходит переключения состояний мемристоров, так и на режимах с переключением состояний. Представленная модель может быть использована на этапе проектирования для учета особенностей архитектуры микрочипа, которые могут значительно повлиять на тепловой режим его работы.

Ключевые слова

Мемристор, кроссбар, Джоулев нагрев, численное моделирование, теплофизика, нанотехнологии.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-62-78

Введение

Мемристор — новый представитель электронной компонентной базы, совмещающий принципы работы ячейки памяти и ячейки логической схемы. Объединение этих двух принципов возможно благодаря эффекту мемристивности — зависимости величины сопротивления мемристора от величины и направления прошедшего через него электрического тока. Теоретически был описан в 1971 г. профессором Калифорнийского университета в Беркли Леоном Чуа [14], а впервые создан в 2008 г. группой исследователей лаборатории Hewlett-Packard под руководством Стэнли Уильямса [21].

Мемристор позволяет преодолеть ряд ограничений современных компьютерных платформ: увеличить плотность записи данных благодаря наномасштабной структуре и возможности реализовать в мемристоре несколько логических состояний; совместить логический и запоминающий компонент в одном устройстве; создать энергонезависимое и более энергоэффективное запоминающее устройство; реализовать полноценный нейроморфный компьютер, в котором напрямую возможно проводить параллельные вычисления и создавать системы искусственного интеллекта; реализовать систему с неограниченным временем хранения данных [1].

Несмотря на большие перспективы мемристора и относительно давнее открытие этого компонента, он всё еще остается лишь предметом теоретических и экспериментальных исследований. В первую очередь это обусловлено сложностью в создании потокового производственного процесса. Т. к. мемристивный эффект обнаруживается в различных вариантах структур «металл — диэлектрик — металл» (МДМ), то выбор материалов структуры МДМ и требования к ее качеству обуславливают выбор метода создания мемристора. Кроме этого, в работе [7] показано влияние различных параметров выбранного метода производства на качество и характеристики мемристора. Также присутствует экономический фактор, связанный с проблемой переоборудования производств под новые технологические процессы [2].

Вторая причина отсутствия массового использования технологии — отсутствие единой математической и физической модели, описывающей мемристивный эффект. Существуют различные теории и физические модели, объясняющие механизмы изменения сопротивления в подобных устройствах. Наиболее развитыми являются модели, основанные на принципе формирования и разрыва нитей проводимости внутри слоя диэлектрика из-за изменения концентрации кислородных вакансий в проводящих нитях. Такой принцип признается большинством исследователей как основной механизм изменения сопротивления в структурах МДМ. Однако для описания механизма этого процесса существуют различные подходы, не всегда учитывающие те или иные факторы или заточенные под конкретный вариант структуры МДМ [1].

При переходе к многослойной структуре с тысячами или миллионами мемристоров также требуется определить характер теплового режима работы такого устройства: необходимо ли его охлаждать и каким образом, как Джоулев нагрев влияет на стабильность работы устройства и характеристики мемристоров. В некоторых исследованиях [3, 9] модель работы мемристора не учитывает тепловые эффекты. В других работах [4, 11, 16] учитывается влияние температуры мемристора на некоторые его свойства, при этом величина температуры задается напрямую. В работах [6, 15, 17, 19, 20], где непосредственно учитывается Джоулев нагрев и рассматривается теплофизика процесса, сделан упор на рассмотрение модели работы единичного мемристора преимущественно в двумерной постановке. Однако интерес также представляет рассмотрение теплофизики работы полноценного чипа, содержащего множество мемристоров. В рамках такой задачи можно оценить влияние работы мемристоров друг на друга с точки зрения теплофизики и определить тепловой режим работы чипа еще на этапе проектирования. Актуальность проведения подобного моделирования подкрепляется также тем, что определить тепловой режим работы даже единичного мемристора в реальном эксперименте достаточно сложно. Методы [8, 12] измерения температур наномасштабных объектов, в частности наиболее применяемый для исследования мемристоров спектрометрический метод [13, 17, 19], имеют ряд ограничений и недостатков, а измерение температуры макромасштабными методами, например тепловизионным сканированием, могут дать

лишь общую картину теплового режима устройства или вовсе не показать результат. Получая температурное поле мемристора в процессе работы с помощью компьютерного моделирования можно избежать различных тепловых флуктуаций, возникающих при измерении температуры нанообъектов, и преодолеть ряд ограничений: например, получить температурное поле слоя диэлектрика, а не только температуру поверхности структуры МДМ. Кроме этого, возможно оценить влияние используемых материалов на теплофизику работы и, используя готовые решения охлаждающих устройств, например реализованные в программном комплексе ANSYS [10], подобрать готовый вариант охлаждения чипа из уже существующих на рынке.

Описание модели и используемые методы

При рассмотрении теплофизики работы мемристора искомым результатом будет получение температурного поля в процессе работы. В некоторых из указанных ранее моделей, учитывающих Джоулев нагрев, проводится численное моделирование процесса переключения состояний мемристора с получением температурного поля. Модели несколько отличаются в их аналитическом представлении, но имеют общий подход к численному моделированию: моделируется перемещение кислородных вакансий внутри проводящей нити структуры МДМ (рис. 1), что приводит к изменению состояния мемристора (из состояния с высоким сопротивлением (ВЫКЛ) в состояние с низким сопротивлением (ВКЛ) и наоборот). По сути, из-за перемещения вакансий изменяется проводимость небольшого участка мемристивного слоя — проводящей нити. Однако у такого подхода к моделированию есть минусы, которые становятся очевидными при переходе к моделированию работы множества мемристоров: необходимость усложнять 3D-модель наличием проводящих нитей в каждом мемристоре, при том что не все мемристоры в процессе работы могут переключаться; моделирование процесса перемещения вакансий требует учитывать множество факторов, при том что в итоге это отражается на изменении проводимости мемристивного слоя, которое можно задать напрямую (например, зная вольт-амперную характеристику (ВАХ) мемристора).



Рис. 1. Общая структура мемристора для численного моделирования; Ф — проводящая нить (филамент)

Fig. 1. General structure of a memristor for numerical simulation; Ф — conductive filament

В представленной модели состояние мемристора определяется величиной удельного сопротивления материала мемристивного слоя, получаемой по данным ВАХ. Благодаря такому подходу не требуется моделировать для каждого мемристора проводящую нить и вводить в модель уравнения диффузии и дрейфа вакансий. Таким образом, процесс переключения состояний можно описать функцией $\rho_e(V)$, где ρ_e — удельное сопротивление мемристивного слоя, V — напряжение проходящего через мемристор тока. Исходя из рассмотренных работ, в частности [20], максимальный нагрев в процессе переключения возникает в момент начала процесса, когда сопротивление мемристора еще не успело сильно измениться. Таким образом, для теплофизического моделирования можно рассматривать некоторую статичную конфигурацию состояний мемристоров, что позволяет от определения функции $\rho_e(V)$ перейти к определению двух значений ρ_e , соответствующих состоянию ВКЛ и ВЫКЛ. Для теплофизического моделирования также важно учесть взаимодействие с окружающей средой, в частности конвективный теплообмен. Теплообмен излучением, как было выявлено в ходе исследования, не вносит сколь-либо значимый вклад в общую теплофизическую картину, при этом в 1,5-1,7 раз увеличивает время решения задачи в ANSYS, поэтому в данной модели теплообмен излучением не учитывается. С учетом данных факторов аналитическое представление каждого элемента модели будет иметь вид:

$$\begin{cases} c_p \rho \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \operatorname{grad} T + \rho_e j^2, \\ q_{\text{пов}} = \alpha(T_0 - T_{\text{пов}}), \end{cases} \quad (1)$$

где c_p — удельная теплоемкость вещества, Дж/(кг·К); ρ — плотность вещества, кг/м³; λ — теплопроводность вещества, Вт/(м·К); j — плотность электрического тока в единице объема, А/м²; α — коэффициент теплообмена между воздухом и поверхностью элемента, Вт/(м²·К); T_0 — температура окружающей среды; $T_{\text{пов}}$ — температура поверхности элемента.

Корректность такого подхода к моделированию косвенно подтверждается работой [5], где проводилось определение температурного поля чипа с одним активным мемристором. В указанной работе моделировался процесс нагрева чипа в процессе прохождения через контактные дорожки электрического тока. Прохождение тока моделировалось косвенно: через тепловыделение на контактных дорожках. Результаты моделирования соответствуют снятому с помощью термопары температурному полю реального образца (рис. 2). Также в указанной работе показано изменение теплопроводности мемристивного слоя при протекании через него электрического тока.

Для реализации модели был выбран программный комплекс ANSYS (версия 19.2), реализующий метод конечных элементов (МКЭ). ANSYS включает ряд модулей-решателей, реализующих моделирование различных физических процессов. В данном исследовании используются модули Electric (моделирование

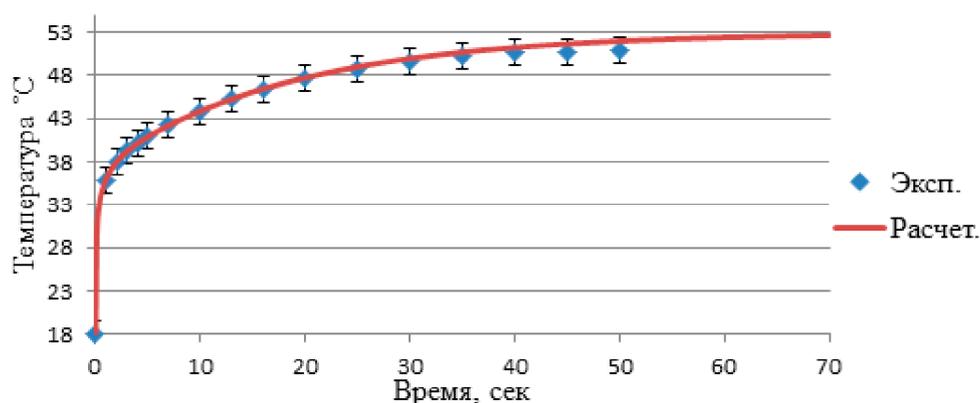


Рис. 2. График зависимости температуры поверхности чипа в области мемристора от времени для численного и реального эксперимента [5]

Fig. 2. The chip surface temperature at the memristor region versus time graph for numerical simulation and real experiment [5]

стационарных электротехнических задач) и Transient Thermal (моделирование нестационарных теплофизических задач). Порядок реализации модели разделен на два этапа: решение электротехнической задачи в модуле Electric с получением распределения Джоулевого нагрева по всему объему чипа, затем решение нестационарной теплофизической задачи в модуле Transient Thermal, где Джоулев нагрев считается постоянным внутренним источником тепла.

В качестве модельного чипа был выбран экспериментальный микрочип на основе мемристорно-диодного кроссбара, созданного в НОЦ «Нанотехнологии» ТюмГУ [18]. Кроссбар составляют восемь ячеек, каждая из которых состоит из двух мемристоров и диода Зенера. Топология ячейки показана на рис. 3а. Для n -слоя диода Зенера выбран n -Si, как наиболее предпочтительный материал по данным работы [18], также в топологию включен 5 нм адгезивный слой титана, находящийся под нижними проводящими дорожками. Ячейки в кроссбаре (рис. 3б) расположены парами, каждая из которых покрыта единым слоем $Ti_{0,93}Al_{0,07}O_x$. Ячейки формируются на 0,5 мм кремниевой подложке с поверхностным 100 нм слоем из диоксида кремния. В процессе работы микрочип находится на управляющей плате (рис. 4б) из текстолита толщиной 1 мм, обеспечивающей подвод сигнала к проводящим дорожкам чипа. Проводящие дорожки чипа соединяются с платой тонкими медными проводками, моделируемыми в виде небольших цилиндров на контактных площадках дорожек (рис. 4а) диаметром 0,25 мм и высотой 0,1 мм. Проводящие дорожки платы не моделируются, т. к. они не вносят вклад в тепловой режим работы микрочипа. Размеры микрочипа в плане — 5×5 мм, платы — $6,3 \times 2,6$ см.

Расчетные свойства материалов взяты по данным работ [5, 18] и из справочных материалов. Удельное сопротивление ρ_e для двух вариантов $Ti_{0,93}Al_{0,07}O_x$ рассчитано по данным ВАХ мемристора из работы [18] (для ВКЛ и ВЫКЛ состояния

соответственно). Свойства слоев $\text{Ti}_{0,93}\text{Al}_{0,07}\text{O}_x$, не лежащих в области мемристоров, соответствуют свойствам материала $\text{Ti}_{0,93}\text{Al}_{0,07}\text{O}_x$ для состояния ВЫКЛ. Свойства SiO_2 , за исключением ρ_e , взяты по данным свойств материала Silicon Dioxide из стандартной библиотеки материалов ANSYS.

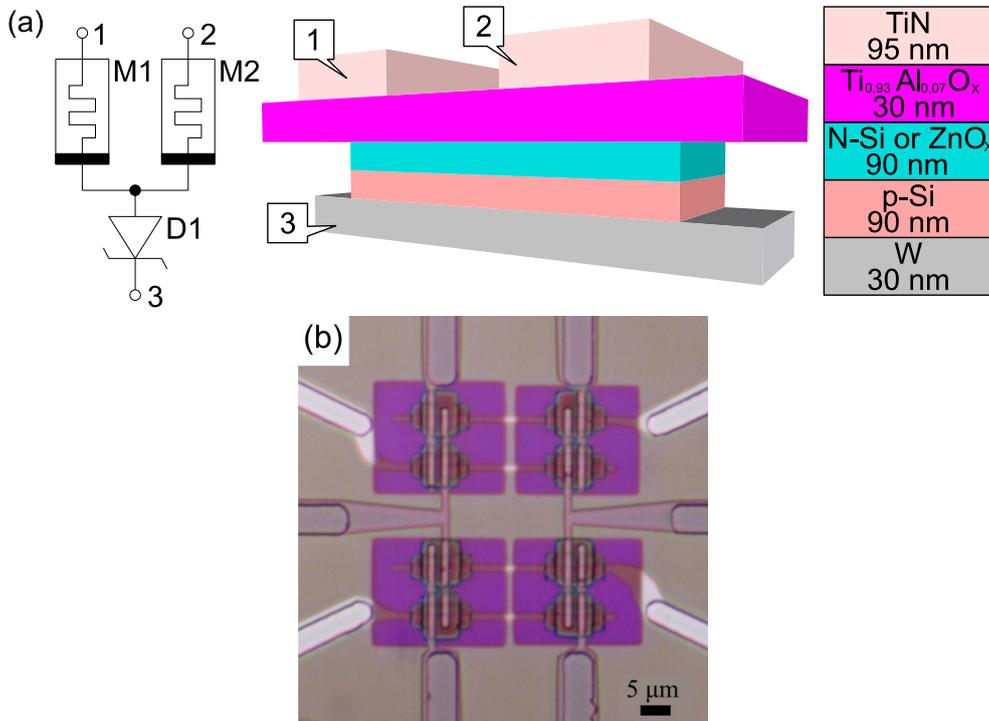


Рис. 3. Топология и схема ячейки (а), микрофотография кроссбара (b) [18]

Fig. 3. Topology and electrical circuit of cell (a), microphotograph of the crossbar (b) [18]

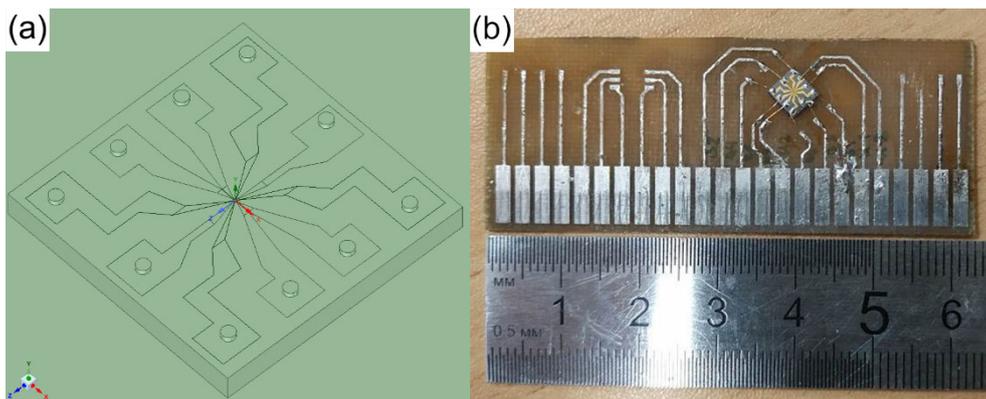


Рис. 4. 3D-модель чипа (а) и фотография чипа на плате (b)

Fig. 4. 3D model of the chip (a) and the photo of the chip on the board (b)

Результаты и обсуждение

Проведено исследование нескольких расчетных случаев, соответствующих разным режимам работы чипа. Параметры расчетных случаев представлены в таблице 1. В первом случае моделируется режим сложения выходных импульсов, представленный в работе [18]. Он соответствует режиму чтения данных, записанных на чип (подаваемое на мемристоры напряжение $\pm 1,5$ В меньше напряжения переключения состояний ± 4 В). В данном расчетном случае задействованы две ячейки, имеющие общую вольфрамовую проводящую дорожку. Сначала на одну из ячеек одновременно подается два импульса напряжения, каждый на один из мемристоров ячейки, одинаковой амплитуды, но разных по знаку. Затем такой же сигнал подается на другую ячейку, затем на обе одновременно. Конфигурация ячейки включает один мемристор в состоянии ВКЛ и один в состоянии ВЫКЛ. Недействующие ячейки имеют конфигурацию ВЫКЛ + ВЫКЛ. В остальных расчетных случаях моделируется прохождение постоянного тока с участием большего количества мемристоров в разных конфигурациях. В случаях № 2 и № 3 исследуется влияние недействующих ячеек на температурное поле. В случаях № 4-6 исследуется температурное поле при задействовании всех ячеек. Для случая № 4 исследуется влияние стеклянной и кремниевой подложек на температурное поле, аналогично работе [17]. Расчетные свойства стекла берутся по данным материала Glass из библиотеки материалов ANSYS.

На рис. 5 показан график зависимости средней температуры $T_{\text{ср}}$ исследуемой области от времени для случая № 1. На графике первый сигнал показан большей длительности, чем последующие. Это является следствием характера импорта распределения Джоулева нагрева в модуль Transient Thermal. Однако с точностью до шага по времени сигналы, как и промежутки между ними, имеют одинаковую длину. Из графика видно, что нагрев/охлаждение в момент подачи/исчезновения

Таблица 1

Характеристика расчетных случаев

Table 1

Characteristics of design cases

№	Подаваемое напряжение	Конфигурация активных ячеек	Конфигурация неактивных ячеек	Кол-во активных ячеек	Время работы
1	$\pm 1,5$ В	ВКЛ + ВЫКЛ	ВЫКЛ + ВЫКЛ	2	1 цикл
2	$\pm 1,5$ В	ВКЛ + ВЫКЛ	ВЫКЛ + ВЫКЛ	4	3 мин.
3	$\pm 1,5$ В	ВКЛ + ВЫКЛ	ВКЛ + ВЫКЛ	4	3 мин.
4	$\pm 1,5$ В	ВКЛ + ВЫКЛ	—	8	3 мин.
5	± 4 В	ВКЛ + ВЫКЛ	—	8	3 мин.
6	± 4 В	ВКЛ + ВКЛ	—	8	3 мин.

сигнала происходит практически мгновенно. Также видно, что за время действия сигнала чип продолжает нагреваться, хоть и достаточно медленно. Кроме этого, заметно, что температуры для второго сигнала больше, чем для первого, при том что оба сигнала имеют одинаковые параметры. Для третьего сигнала нагрев закономерно больше, но величина нагрева увеличилась кратно. Скорее всего, это является следствием архитектуры чипа. Характер зависимости $T_{\text{ср}}$ от времени для остальных расчетных случаев аналогичен случаю № 2 (рис. 6). Все остальные случаи показывают постепенный нагрев чипа и увеличение максимальной температуры. Ближе к концу 3 минуты происходит выход на стационарный режим.

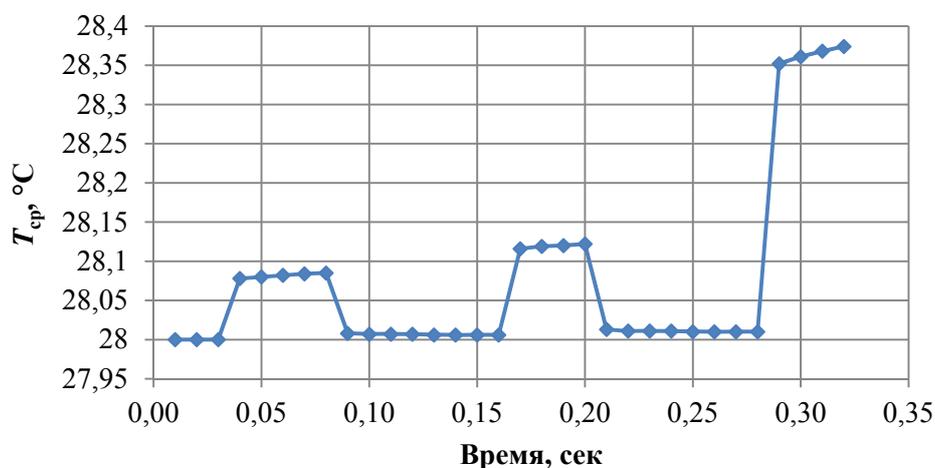


Рис. 5. График зависимости $T_{\text{ср}}$ от времени для случая № 1

Fig. 5. The average temperature versus time graph for case no. 1

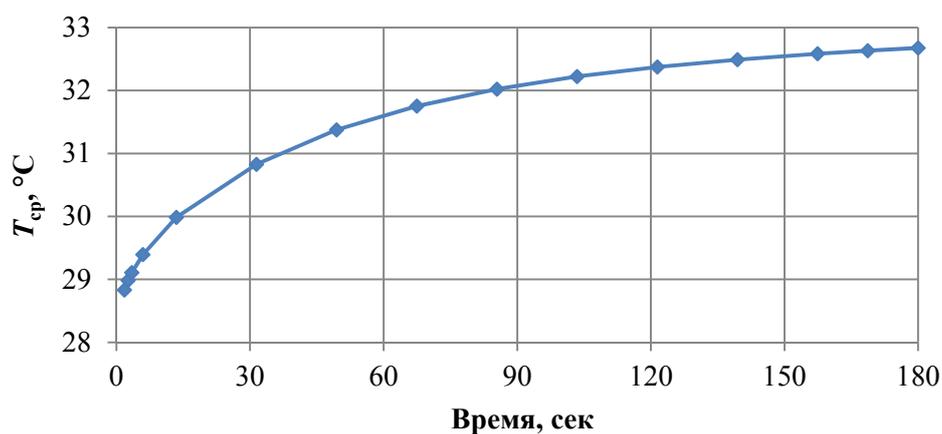


Рис. 6. График зависимости $T_{\text{ср}}$ от времени для случая № 2

Fig. 6. The average temperature versus time graph for case no. 2

На рис. 7 представлено температурное поле рабочей области чипа для случаев № 1 и № 6. Видно сходство характера распределения температур для обоих случаев. Остальные расчетные случаи показывают схожий характер распределения температур: температурные максимумы локализованы в мемристорах в состоянии ВКЛ; основной нагрев локализован в области ячеек, при этом в незадействованных ячейках также заметен нагрев, что может являться следствием паразитных токов, выявленных в работе [18]; температура близлежащих областей примерно соответствует $T_{\text{ср}}$.

По характеру температурного поля расчетные случаи отличаются лишь значениями температур и некоторыми локальными особенностями распределения температур. Так, для случая № 1 максимальная температура составляет 32,15 °С, а для случая № 6 — 109,48 °С. При этом для случаев № 1-4 максимальная температура не превышает 40 °С. Для предельных тепловых режимов (случаи № 5 и № 6), модель показывает достаточно сильный нагрев, что говорит о необходимости охлаждения такого устройства, особенно при увеличении числа и плотности расположения мемристоров. Охлаждение также может потребоваться и для импульсного режима, т. к. наблюдается остаточный нагрев, который не успевает полностью рассеяться к началу следующего сигнала. Такой остаточный нагрев может быть достаточно значимым в случае увеличения количества и плотности расположения мемристоров. Также высокие температуры, продемонстрированные моделью на предельных режимах, могут быть следствием постоянного коэффициента теплообмена α , который следует пересчитывать в зависимости от текущей температуры поверхности чипа и локальной температуры воздуха.

Заметно влияние архитектуры чипа и его расположения на управляющей плате на характер температурного поля. В частности, начиная со второго расчетного случая, максимальная температура достигается всегда в одном и том же мемристоре. Такая асимметрия температурного поля может повлиять на стабильность работы отдельных мемристоров и неравномерное уменьшение ресурса работы чипа в целом. Конфигурация незадействованных ячеек также влияет на температурное поле в процессе работы. Если рассматривать такой чип как запоминающее устройство, то в процессе считывания полностью заполненный данными чип (количество мемристоров в состоянии ВКЛ будет максимально возможным) будет показывать большие температуры в процессе работы по сравнению с полностью пустым чипом, когда все мемристоры находятся в состоянии ВЫКЛ.

Выбранные материалы для слоев чипа также влияют на характер температурного поля. Так, для случая № 4, аналогично работе [17], использование стеклянной подложки показывает большие температуры, по сравнению с кремниевой. Максимальная температура в случае применения стеклянной подложки примерно на 7,6 °С больше соответствующего значения для случая с кремниевой подложкой. Средняя температура в этом случае больше примерно на 3,9 °С. Также появляются новые температурные максимумы, находящиеся на краю ячеек в области контакта с TiN проводящими дорожками (на рис. 7b такие области имеют оранжевый цвет). При этом новые максимумы проявляются только в некоторых ячейках, а половина задействованных ячеек в этом случае не имеет ярко выраженных температурных

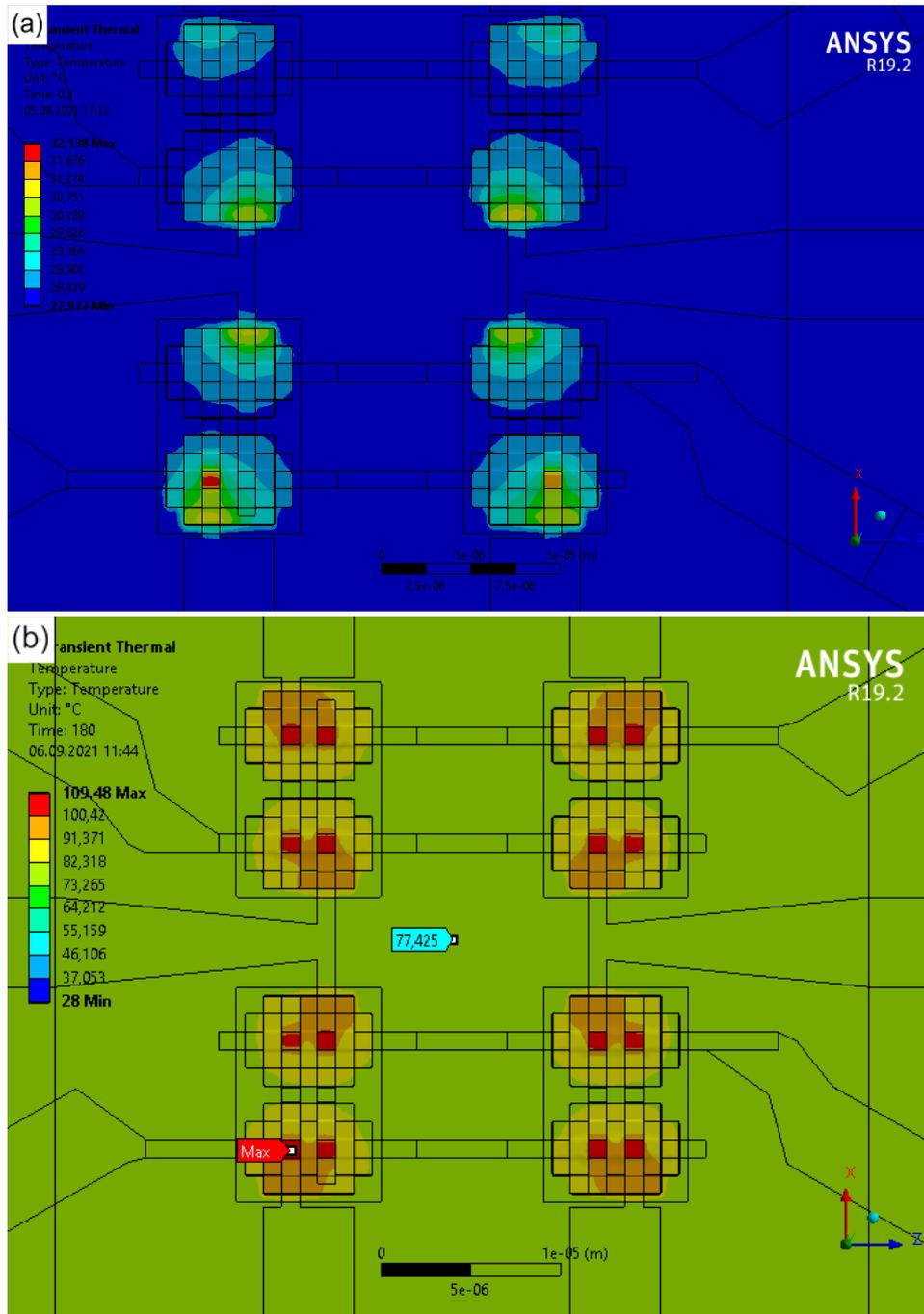


Рис. 7. Температурное поле рабочей области в момент 0,3 сек для случая № 1 (а), температурное поле рабочей области в конце расчета для случая № 6 (б)

Fig. 7. Temperature field of the working area at 0.3 sec for case no. 1 (a), temperature field of the working area at the end of the calculation for case no. 6 (b)

максимумов, как при использовании кремниевой подложки. Учитывая, что чип построен симметрично, смещение максимумов может быть обусловлено характером размещения чипа на плате. В макромасштабе (рис. 8) модель показывает смещение области нагрева в сторону кратчайшего расстояния от края чипа до края управляющей платы. Следовательно, в этом направлении в окружающую среду уходит большее количество тепла, и тепловой поток по другим направлениям меньше. При этом для остальных расчетных случаев при использовании кремниевой подложки в макромасштабе наблюдается такая же картина температурного поля при сохранении симметричного распределения температурных максимумов в рабочей области.

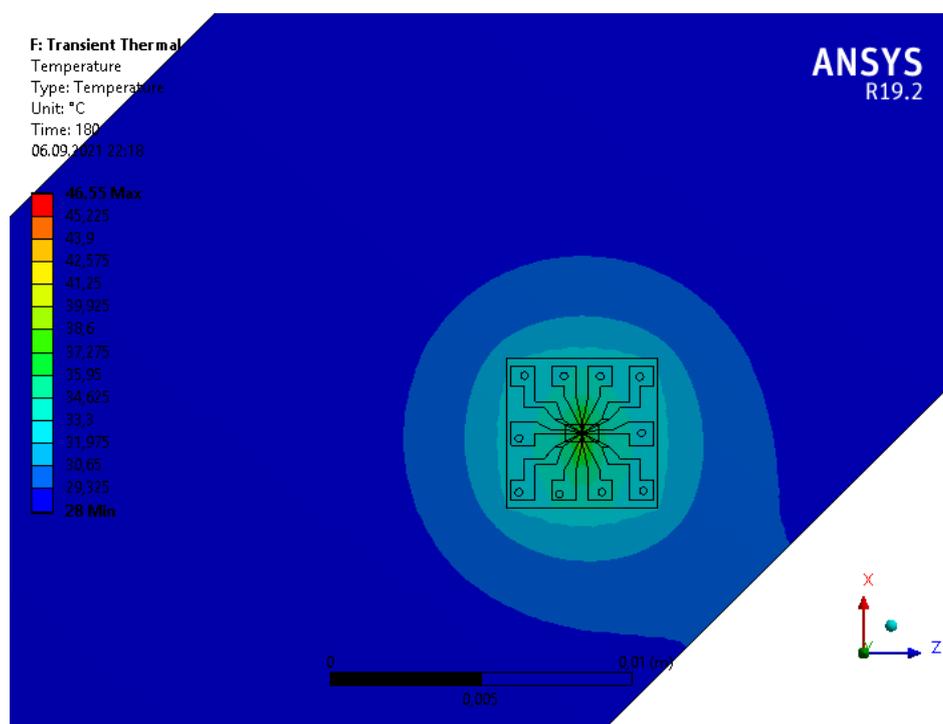


Рис. 8. Температурное поле в макромасштабе Fig. 8. Temperature field in macroscale

Выводы и заключение

Разработана численная модель для исследования тепловых режимов работы микрочипа на основе мемристорно-диодного кроссбара, созданного в НОЦ «Нанотехнологии» ТюмГУ. Состояние мемристора ВКЛ/ВЫКЛ определяется величиной удельного сопротивления материала мемристивного слоя ρ_e , а процесс переключения состояний — функцией зависимости ρ_e от напряжений проходящего через мемристор тока. Для реализации модели выбран программный комплекс ANSYS.

Проведено исследование нескольких расчетных случаев, соответствующих разным режимам работы микрочипа. Показано, что модель хорошо работает

на режимах, где не происходит переключения состояний мемристоров. Получены распределения температурных полей, согласующиеся с результатами других авторов, опубликованными в литературе. В частности, показано, что максимальная температура достигается в мемристорах в состоянии ВКЛ.

Показано, что для процесса переключения состояний мемристора ВКЛ/ВЫКЛ переход от моделирования проводящей нити со взаимосвязанными процессами перемещения кислородных вакансий к более простому определению удельного сопротивления мемристивного слоя по данным вольт-амперной характеристики дает достаточно хорошие результаты.

Для моделирования предельных режимов работы требуется внесение дополнений в модель, в частности пересчет коэффициента теплообмена α и учет зависимости теплофизических свойств материалов от температуры.

Для дальнейшей проверки корректности модели требуется проведение термометрии реального образца микрочипа в процессе работы и проверка модели на более сложном типе микрочипа, в частности на многослойном варианте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеева Л. Г. Мемристор — новый наноразмерный элемент многоуровневой нейроподобной логики / Л. Г. Алексеева, А. С. Иванов, В. В. Лучинин, А. А. Петров, Т. Тикёу, Т. Набатамэ // Биотехносфера. 2016. № 3-4. С. 45-46.
2. Белавин А. А. Анализ и оценка рынка устройств на основе мемристоров / А. А. Белавин // Молодой ученый. 2019. № 19 (257). С. 105-107.
3. Васильев В. А. Математическое моделирование мемристора в присутствии шума / В. А. Васильев, П. С. Чернов // Математическое моделирование. 2014. Том 26. № 1. С. 122-132.
4. 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
5. Кислицын А. А. Исследование температурных режимов микросхемы с мемристорными ячейками / А. А. Кислицын, А. Ю. Кузьменко, М. В. Созонов // Вопросы технических и физико-математических наук в свете современных исследований: сб. ст. по матер. XXVII междунар. науч.-практ. конф. № 5 (21). Новосибирск: СибАК, 2020. С. 91-98.
6. Мацукатова А. Н. Наномасштабные тепловые эффекты второго порядка в мемристивных структурах на основе поли-*n*-ксиллена / А. Н. Мацукатова, А. В. Емельянов, А. А. Миннеханов, В. А. Демин, В. В. Рыльков, П. А. Форш, П. К. Кашкаров // Письма в Журнал экспериментальной и теоретической физики. 2020. Том 112. № 6. С. 379-386. DOI: 10.31857/S123456782018007X
7. Палагушкин А. Н. Технология мемристоров / А. Н. Палагушкин, Ф. А. Юдкин, С. А. Прокопенко, А. П. Сергеев // Электронная техника. Серия 3: Микроэлектроника. 2018. № 2 (170). С. 20-26.

8. Старостин А. А. Специальные температурные измерения / А. А. Старостин, Е. М. Шлеймович, В. Г. Лисиенко. Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2016. 168 с.
9. Теплов Г. С. Модель на языке Verilog-A многоуровневого биполярного мемристора с учетом девиаций параметров переключения / Г. С. Теплов, Е. С. Горнев // Микроэлектроника. 2019. Том 48. № 3. С. 163-175.
DOI: 10.1134/S0544126919030104
10. ANSYS Icepak // ANSYS в России и СНГ. CAE Expert. URL: <https://cae-expert.ru/product/ansys-icepak> (дата обращения: 01.09.2021).
11. Bhavani P. Mathematical modelling and analysis of memristors with and without its temperature effects / P. Bhavani, M. Kamaraju, L. Venkata // International Journal of Electronics and Telecommunications. 2017. Vol. 63. No. 2. Pp. 181-186. DOI: 10.1515/eletel-2017-0024
12. Borghetti J. Electrical transport and thermometry of electroformed titanium dioxide memristive switches / J. Borghetti, D. B. Strukov, M. D. Pickett, J. J. Yang, D. R. Stewart, S. R. Williams // Journal of Applied Physics. 2009. Vol. 106. No. 12. DOI: 10.1063/1.3264621
13. Burzo M. Noncontact transient temperature mapping of active electronic devices using the thermorefectance method / M. Burzo, P. Komarov, P. Raad // IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies. 2006. Vol. 28. No. 4. Pp. 637-643.
DOI: 10.1109/TCAPT.2005.859738
14. Chua L. O. Memristor — the missing circuit / L. O. Chua // IEEE Trans. Circuit Theory. 1971. Vol. CT-18. No. 5. Pp. 507-519.
15. Gao X. Three-dimensional fully-coupled electrical and thermal transport model of dynamic switching in oxide memristors / X. Gao, D. Mamaluy, P. R. Mickel, M. Marinella // ECS Transactions. 2015. Vol. 69. No. 5. Pp. 183-193. DOI: 10.1149/06905.0183ecst
16. Jeetendra S. Temperature dependent analytical modeling and simulations of nanoscale memristor / S. Jeetendra, R. Balwinder // Engineering Science and Technology, an International Journal. 2018. Vol. 21. No. 5. Pp. 862-868. DOI: 10.1016/j.jestch.2018.07.016
17. Pahinkar D. G. Experimental and computational analysis of thermal environment in the operation of HfO₂ memristors / D. G. Pahinkar, P. Basnet, M. P. West, B. Zivasatienraj, A. Weidenbach, A. W. Doolittle, E. Vogel, S. Graham // AIP Advances. 2020. Vol. 10. No. 3. DOI: 10.1063/1.5141347
18. Pisarev A. Fabrication technology and electrophysical properties of a composite memristor-diode crossbar used as a basis for hardware implementation of a biomorphic neuroprocessor / A. Pisarev, A. Busygin, A. Bobylev, A. Gubin, S. Udovichenko // Microelectronic Engineering. 2021. Vol. 236. DOI: 10.1016/j.mee.2020.111471
19. Shen W. Experimentally calibrated electro-thermal modeling of temperature dynamics in memristors / W. Shen, S. Kumar, S. Kumar // Applied Physics Letters. 2021. Vol. 118. No. 10. DOI: 10.1063/5.0039797
20. Strachan J. P. The switching location of a bipolar memristor: chemical, thermal and structural mapping / J. P. Strachan, D. B. Strukov, J. Borghetti, J. J. Yang, G. Medeiros-Ribeiro, S. R. Williams // Nanotechnology. 2011. Vol. 22. No. 25.
DOI: 10.1088/0957-4484/22/25/254015
21. Strukov D. B. The missing memristor found / D. B. Strukov, G. S. Snider, D. R. Stewart, R. S. Williams // Nature. 2008. Vol. 453. Pp. 80-83.

Maxim V. SOZONOV¹
Alexander N. BUSYGIN²
Andrey N. BOBYLEV³
Anatolii A. KISLITSYN⁴

UDC 536.2+621.382

THERMOPHYSICAL MODEL OF A MEMRISTOR-DIODE MICROCHIP

- ¹ Postgraduate Student,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen
m.v.sozonov@yandex.ru; ORCID: 0000-0003-1232-0389
- ² Postgraduate Student,
Department of Applied and Technical Physics,
Researcher Laboratory Assistant,
REC “Nanotechnology”,
University of Tyumen
a.n.busygin@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-3439-8067
- ³ Head of the Laboratory of Electronic and Probe Microscopy,
REC “Nanotechnology”,
University of Tyumen
andreaubobylev@gmail.com; ORCID: 0000-0001-5488-8736
- ⁴ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen
a.a.kislitsyn@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-3863-0510

Abstract

The most popular models of memristor, based on the principle of formation and breakage of conductive filaments in memristive layer, are applied to consideration of a single memristor. However, consideration of a full-fledged microchip with many memristors may be also interesting. In this case, it is very important to determine the thermal mode of work of

Citation: Sozonov M. V., Busygin A. N., Bobylev A. N., Kislitsyn A. A. 2021. “Thermophysical model of a memristor-diode microchip”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 62-78.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-62-78

the device, in particular, to determine if it needs cooling and how the microchip architecture affects on the nature of heat transfer. At the same time, the proposed model should be quite simple, since modeling of conductive filaments in each memristor greatly complicates work with the model and requires large computational resources.

In this paper a thermophysical model of the microchip based on a memristor-diode crossbar created at the REC “Nanotechnology” at Tyumen State University is presented. The model takes into account Joule heating and convective heat transfer. A feature of the model is a simplified determination of memristor state by the resistivity value of memristive layer from the data of the current-voltage characteristic of a real memristor sample. Simulation is carried out in the ANSYS software package. Within the framework of the model, self-consistent electrical and thermophysical problems are solved in a non-stationary setting. The temperature fields and graphs of the temperature versus time were obtained for various operating modes. The results obtained are in good agreement with similar data from other studies published in the literature. The model shows itself well in various operating modes, both in modes with memristor state switching process and without it. The presented model can be used at the design stage to take into account the features of the microchip architecture, which can significantly affect the thermal state of microchip operating modes.

Keywords

Memristor, crossbar, Joule heating, numerical simulation, thermal physics, nanotechnology.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-62-78

REFERENCES

1. Alekseeva L. G., Ivanov A. S., Luchinin V. V., Petrov A. A., Tikeu T., Nabatame T. 2016. “Memristor — the new nanoscale element of multilevel neuromorphic logic”. *Biotechnosphere*, no. 3-4, pp. 45-46. [In Russian]
2. Belavin A. A. 2019. “Analysis and assessment of the market for devices based on memristors”. *Young scientist*, no. 19 (257), pp. 105-107. [In Russian]
3. Vasiliev V. A., Chernov P. S. 2014. “Mathematical modeling of memristor in the presence of noise”. *Mathematical Modeling*, vol. 26, no. 1, pp. 122-132. [In Russian]
4. Ebrahim A. H., 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]
5. Kislitsyn A. A., Kuzmenko A. Yu., Sozonov M. V. 2020. “Investigation of temperature conditions of microcircuit with memristor cells”. *Questions of technical and physical and mathematical sciences in the light of modern research: collection of articles by materials of 27th int. scientific-practical conf.*, no. 5 (21), pp. 91-98. [In Russian]
6. Matsukatova A. N., Emelyanov A. V., Minnekhanov A. A., Demin V. A., Rylkov V. V., Forsh P. A., Kashkarov P. K. 2020. “Second-order nanoscale thermal effects in memristive structures based on poly-p-xylylene”. *JETP Letters*, vol. 112, no. 6, pp. 357-363. DOI: 10.1134/S0021364020180071 [In Russian]

7. Palagushkin A. N., Yudkin F. A., Prokopenko S. A., Sergeev A. P. 2018. "Technology of memristors". *Electronic engineering. Series 3. Microelectronics*, no. 2 (170), pp. 20-26. [In Russian]
8. Starostin A. A., Shleymovich E. M., Lisienko V. G. 2016. *Special temperature measurements*. Yekaterinburg: UrFU. 168 p. [In Russian]
9. Teplov G. S., Gornev E. S. 2019. "Multilevel bipolar memristor model considering deviations of switching parameters in the Verilog-A language". *Russian Microelectronics*, vol. 48, no. 3, pp. 163-175. DOI: 10.1134/S1063739719030107 [In Russian]
10. ANSYS in Russia and the CIS. CAE Expert. ANSYS Icepak. Accessed on 1 September 2021. <https://cae-expert.ru/product/ansys-icepak> [In Russian]
11. Bhavani P., Kamaraju M., Venkata L. 2017. "Mathematical modelling and analysis of memristors with and without its temperature effects". *International Journal of Electronics and Telecommunications*, vol. 63, no. 2, pp. 181-186. DOI: 10.1515/eletel-2017-0024
12. Borghetti J., Strukov D. B., Pickett M. D., Yang J. J., Stewart D. R., Williams S. R. 2009. "Electrical transport and thermometry of electroformed titanium dioxide memristive switches". *Journal of Applied Physics*, vol. 106, no. 12. DOI: 10.1063/1.3264621
13. Burzo M., Komarov P., Raad P. 2006. "Noncontact transient temperature mapping of active electronic devices using the thermoreflectance method". *IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies*, vol. 28, no. 4, pp. 637-643. DOI: 10.1109/TCAPT.2005.859738
14. Chua L. O. 1971. "Memristor — the missing circuit" *IEEE Trans. Circuit Theory*, vol. CT-18, no. 5, pp. 507-519.
15. Gao X., Mamaluy D., Mickel P. R., Marinella M. 2015. "Three-dimensional fully-coupled electrical and thermal transport model of dynamic switching in oxide memristors". *ECS Transactions*, vol. 69, no. 5, pp. 183-193. DOI: 10.1149/06905.0183ecst
16. Jeetendra S., Balwinder R. 2018. "Temperature dependent analytical modeling and simulations of nanoscale memristor". *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 21, no. 5, pp. 862-868. DOI: 10.1016/j.jestch.2018.07.016
17. Pahinkar D. G., Basnet P., West M. P., Zivasatienraj B., Weidenbach A., Doolittle A. W., Vogel E., Graham S. 2020. "Experimental and computational analysis of thermal environment in the operation of HfO₂ memristors". *AIP Advances*, vol. 10, no. 3. DOI: 10.1063/1.5141347
18. Pisarev A., Busygin A., Bobylev A., Gubin A., Udovichenko S. 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. DOI: 10.1016/j.mee.2020.111471
19. Shen W., Kumar S., Kumar S. 2021. "Experimentally calibrated electro-thermal modeling of temperature dynamics in memristors". *Applied Physics Letters*, vol. 118, no. 10. DOI: 10.1063/5.0039797
20. Strachan J. P., Strukov D. B., Borghetti J., Yang J. J., Medeiros-Ribeiro G., Williams S. R. 2011. "The switching location of a bipolar memristor: chemical, thermal and structural mapping". *Nanotechnology*, vol. 22, no. 25. DOI: 10.1088/0957-4484/22/25/254015
21. Strukov D. B., Snider G. S., Stewart D. R., Williams R. S. 2008. "The missing memristor found". *Nature*, vol. 453, pp. 80-83.

Людмила Петровна СЕМИХИНА¹
Даниил Дмитриевич КОРОВИН²

УДК 541.67; 546.212

НИЗКОЧАСТОТНЫЕ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОЛЯХ РАЗЛИЧНОЙ НАПРЯЖЕННОСТИ

¹ доктор физико-математических наук,
директор центра «БИО и ПАВ»,
Тюменский государственный университет
semihina@mail.ru

² инженер-исследователь
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
danil7b@mail.ru

Аннотация

На примере воды в обычном, объемном состоянии, а также в связанном состоянии внутри сорбента из мелкого речного песка и капель водонефтяной эмульсии обосновывается, что диэлектрические параметры водных объектов в области частот менее 20 МГц существенно зависят не только от частоты, но и от напряженности электрического поля E , в котором эти параметры находятся. Изменение E на несколько порядков в данной работе обеспечивается использованием двух типов измерительных ячеек — конденсаторных (C -ячеек) и индуктивных (L -ячеек), а также измерительных приборов с разным принципом действия. Резкое изменение низкочастотных релаксационных процессов в обычном, объемном состоянии жидкой воды происходит при уменьшении E до уровня, при котором в воде перестают возникать токи проводимости и мало влияет дальнейшее снижение E . В случае связанного состояния воды на поверхности частиц песка в слишком слабых полях можно получить информацию о релаксационных процессах лишь для наиболее подвижной

Цитирование: 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

части ее молекул, а в очень больших полях, реализуемых в С-ячейках, наоборот, только о наиболее связанных молекулах в ее первых адсорбционных слоях. В то же время диэлектрические параметры водонефтяных эмульсий оказались чувствительными к наличию в них капель воды лишь в сильных электрических полях С-ячеек. Таким образом, в данной работе впервые выявляется, что чем сильнее взаимодействие воды с окружающими ее молекулами в объекте, тем при более высоких значениях E следует исследовать в нем низкочастотные релаксационные процессы диэлектрическим методом.

Ключевые слова

Вода, связанная вода, диэлектрические свойства воды, водонефтяные эмульсии, низкочастотные релаксационные процессы в воде.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-79-92

Введение

Из обзоров свойств воды, их экспериментального исследования и попыток теоретического моделирования, приведенных, например, в [1-5, 9, 10], по-прежнему следует вывод об отсутствии единой точки зрения на структуру воды. Основной проблемой остается вопрос о наличии или отсутствии в воде микрогетерогенной структуры, т. е. молекул или микрообластей, неравнозначных по некоторым физическим свойствам, описываемых в рамках двухструктурных (смешанных) моделей воды. Имеются работы, в которых наличие в воде микрогетерогенных структур полагается неоспоримым фактом [1, 4, 5]. В других утверждается справедливость континуальных моделей воды для описания ее свойств [3]. Тем не менее авторы [3] очень корректны, обосновывая справедливость континуальных моделей, при этом не исключают, что ситуация может измениться и что интерес к смешанным моделям никогда не пропадал, «но менялась степень внимания к ним в науке».

Основные аргументы в пользу континуальных моделей воды основываются на ее диэлектрических свойствах, которыми вплоть до работ [1, 6, 7] опровергалось наличие в воде каких-либо кластеров или ассоциатов. Суть данной проблемы в том, что молекулы воды с различным окружением, например внутри и вне кластеров, должны обладать различным временем релаксации τ . В таком случае, в соответствии с теорией диэлектрической релаксации Дебая, у воды должны выявляться соответствующие этим τ максимумы тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$). Однако до работ [6, 7] у воды было известно наличие лишь одного, Дебаевского максимума $\text{tg}\delta$ воды на частоте $\sim 10^{10}$ Гц, соответствующего релаксации ее отдельных молекул. Второй, низкочастотный максимум $\text{tg}\delta$ воды, соответствующий релаксации кластерной структуры воды, удалось обнаружить лишь благодаря разработке низкочастотного индуктивного диэлектрического метода (L -метода), в котором исследуемая жидкость помещается внутрь соленоидальных измерительных ячеек (L -ячейки) [6, 7]. Но широкое внедрение L -метода в практику исследований жидкостей тормозилось тем, что этот метод

был разработан на основе Q -метра TESLA BM-560 — аналогового прибора, снятого с производства и сохранившегося лишь в немногих лабораториях. На этом основании и была предпринята данная работа, основной целью которой являлось сопоставление полученных L -методом экспериментальных данных о воде в различных ее состояниях при измерении параметров измерительных L -ячеек приборами разного принципа действия. Проведение такого исследования очень актуально, т. к. должно обосновано подтвердить или опровергнуть наличие у водных объектов низкочастотных максимумов тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$), свойственных релаксационным процессам кластерной структуры в ней, — тем самым завершить давно ведущуюся дискуссию о структуре воды и ее теоретических моделях.

Но в ходе проведения данного исследования было установлено, что его значимость определяется также возможностью параллельно решить еще одну фундаментальную проблему, а именно: выяснить влияние на значения диэлектрических параметров объектов величины напряженности электрического поля E , в котором эти параметры находятся. Ранее этим влиянием пренебрегалось, т. к. полагалось, что величина напряженности E этого поля может влиять на данные свойства лишь при $E > 10^3$ В/м. Но в [8] отмечается, что предсказанное теорией Дебая слабое снижение диэлектрической проницаемости (ДП) в полях с $E \sim 10^6$ В/см подтверждается лишь для жидкостей с дипольными моментами средней величины (хлороформ, хлорбензол), а для более полярного нитробензола или нитротолуола вместо снижения наблюдается большое увеличение ДП. А в работах [6, 7] фактически впервые показано, что значительное изменение диэлектрических свойств ассоциированных полярных жидкостей может происходить не в сильных, а, наоборот, в сверхслабых электрических полях. Причем выявление низкочастотного максимума $\text{tg}\delta$ воды, соответствующего релаксации ее кластерной структуры, является следствием снижения напряженности электрического поля, воздействующего на жидкость в момент измерения ее диэлектрических свойств внутри L -ячеек, на несколько порядков по сравнению с конденсаторной C -ячейкой. Предпринятое в данной работе исследование благодаря использованию разного приборного обеспечения и измерительных ячеек разного принципа действия позволяет исследовать влияние на диэлектрические свойства воды величины E в еще более широком диапазоне.

Объекты и методы исследования

Объектами исследования в данной работе являлись:

1. Дистиллированная вода с удельной электропроводностью $\kappa = 0,5$ мСм/м и раствор NaCl на ней с $\kappa = 10$ мСм/м в обычном, объемном состоянии в макрососуде с объемом 10-100 мл.
2. Лед из дистиллированной воды, который получали при $T = -16$ °С в стеклянном цилиндре объемом 100 мл (в них лед вводился затем в измерительные L -ячейки), а также непосредственно в измерительном цилиндрическом конденсаторе, что позволило исследовать диэлектрические свойства льда L - и C -методом.

3. Вода в связанном состоянии внутри сорбента из мелкого речного песка с размерами частиц 70-250 мкм. Значимость исследования состояния воды в этом объекте определяется тем, что песок является одним из компонентов сельскохозяйственных почв, а также нефтеносных пород. Поэтому состояние воды в нем определяет развитие растений на содержащих его почвах и корректный расчет нефтеносности пород.

Для проведения исследований состояния воды внутри пор песчаного сорбента использованный для его получения песок предварительно многократно промывался дистиллированной водой от примеси глины и солей, просушивался при температуре 100-120 °С, а затем смачивался определенным количеством воды, перемешивался и выдерживался сутки для установления равновесного распределения воды на поверхности его частиц в герметичных сосудах. В качестве «воды» в данном эксперименте использовалась модель природных вод — раствор NaCl с $\alpha = 10$ мСм/м (промежуточное значение по проводимости между дождевой и технической водопроводной водой).

4. Вода внутри капель водонефтяной эмульсии, для получения которой использовалась нефть Майского месторождения (ХМАО, ООО «РН-Юганскнефтегаз») с вязкостью 46,3 мПа·сек при температуре $T = 25$ °С. В качестве водной фазы эмульсии использовалась модель пластовой воды — 1,5% раствор NaCl с $\alpha = 80$ См/м. Эмульсии с 50-70% обводненностью получали с помощью механической мешалки в течение 5 мин при скорости перемешивания 1 000 об/мин с цифровой индикацией скорости и времени перемешивания, что обеспечивало высокую воспроизводимость ее свойств.

Диэлектрические свойства воды в данных объектах анализировались по значениям $\text{tg}\delta$ в низкочастотной области (до 10 МГц), которые находились общеизвестным C -методом, а также L -методом по разработанной в [6, 7] методике. Параметры измерительных C - и L -ячеек определялись с помощью двух приборов разного принципа действия: Q -метра TESLA BM-560 и LCR -метра 78110G (Тайвань). Достоинством LCR -метра 78110G (Тайвань) является возможность в автоматическом режиме в цифровом виде записывать одновременно два параметра измерительных ячеек (значения R и L для L -ячеек или емкость C и значения $\text{tg}\delta$ для C -ячеек) в зависимости от частоты поля ν в диапазоне от 20 Гц до 10 МГц при постоянном напряжении U (10 мВ...2 В), подаваемом на измерительную ячейку, либо от величины U при заданной частоте поля ν , причем на получаемой зависимости можно было задавать необходимое количество измерений (до 1 000).

В качестве C -ячейки использовался цилиндрический конденсатор, в котором исследуемый объект располагался между электродами из нержавеющей стали в слое высотой ~10 см и толщиной ~0,4 или 0,75 см. Значения $\text{tg}\delta$ данной C -ячейки с веществом находились с помощью LCR -метра 78110G, программное обеспечение которого способно определять значение ее $\text{tg}\delta$ в автоматическом режиме. При этом значениями $\text{tg}\delta$ пустой C -ячейки, много меньшими, чем с веществом, пренебрегали.

В качестве L -ячеек использовался их комплект, подробно описанный в [6-9]. Значения $\operatorname{tg}\delta$ объектов в них рассчитывались по соотношению:

$$\operatorname{tg}\delta = \Delta R / (\omega \Delta L), \quad (1)$$

где ΔR и $\omega \Delta L$ — изменения активного и индуктивного сопротивления L -ячейки после ввода в нее сосуда с исследуемым объектом, $\omega = 2\pi\nu$, где ν — частота, Гц. При использовании Q -метра выражение (1) приводится к виду:

$$\operatorname{tg}\delta = \Delta R / (\omega \Delta L) = (Q_1 C_1 - Q_2 C_2) / [Q_1 Q_2 (C_1 - C_2)], \quad (2)$$

где C_1, C_2, Q_1, Q_2 — значения емкости калиброванного конденсатора и добротности колебательного контура Q -метра с L -ячейкой при резонансе до (C_1, Q_1) и после (C_2, Q_2) введения сосуда с веществом в ячейку [6, 7].

Различие в принципе действия двух используемых в данной работе измерительных приборов приводит к тому, что с их помощью измерение диэлектрических параметров исследуемых объектов L -методом проводится в электрических полях с различной напряженностью E . Суть этого в том, что в случае Q -метра параметры измерительных L -ячеек находятся в момент резонанса напряжений, поэтому величина напряженности поля E внутри данной ячейки при заданном напряжении U_L на ней определяется лишь ее активным сопротивлением R , а в случае LCR -метра — ее полным импедансом $\sqrt{R^2 + (\omega L)^2} \approx \omega L \gg R$. Поэтому с помощью LCR -метров измерение диэлектрических свойств объектов L -методом проводится в электрических полях, с напряженностью в десятки раз меньших, чем в случае Q -метра, даже при идентичном уровне напряжения $U_L \sim 1-2$ В на L -ячейке в момент измерения ее параметров. В результате использование двух типов измерительных ячеек (L и C) и двух измерительных приборов с разным принципом действия позволило изучить релаксационные процессы в исследуемых объектах в широком диапазоне напряженностей E электрических полей. Согласно проведенным расчетам, в случае C -метода при напряжении $U_C = 10$ мВ...2 В, подаваемом на C -ячейку с LCR -метра, и двумя сменными внутренними электродами напряженность поля E внутри C -ячейки можно было менять в диапазоне от 600 мВ/м до 247 В/м. В случае L -метода величина поля E внутри L -ячеек при их подключении к Q -метру составляла ~ 10 мВ/м, а при подключении к LCR -метру — $E < 1$ мВ/м.

Полученные экспериментальные данные и их анализ

Проанализируем сначала представленные на рис. 1 частотные зависимости $\operatorname{tg}\delta$ воды в ее обычном, объемном состоянии, а также ее льда. Кривые 1, 1*, 1**, полученные на примере одного и того же водного раствора NaCl с $\alpha = 10$ мСм/м, демонстрируют, что резкое изменение частотной зависимости водных растворов в обычном, объемном состоянии происходит при уменьшении E в 10^4 раз: от 100 В/м до 10 мВ/м. Дальнейшее уменьшение E в десятки раз незначительно сказывается лишь на величине максимума $\operatorname{tg}\delta$ растворов, не изменяя частоты ν_{\max} , на которой этот максимум наблюдается.

Таким образом, наличие у водных растворов низкочастотного максимума $\text{tg}\delta$ подтверждено с использованием современного цифрового оборудования. Причем для исследования L -методом водных растворов и льда в обычном, объемном состоянии, учитывая более высокие возможности RLC -метра 78110G, этот прибор имеет очевидное преимущество по сравнению с Q -метром TESLA BM-560. Поэтому, кроме кривой 1*, все остальные зависимости на рис. 1 получены с помощью цифрового RLC -метра 78110G.

Из сопоставления кривых 1, 2 и 3 на рис. 1, полученных идентичным способом (L -метод с использованием RLC -метра), в полном соответствии с данными работ [6, 7] следует, во-первых, что уменьшение удельной электропроводности κ воды приводит к смещению максимума ее $\text{tg}\delta$ в область более низких частот (кривые 1 и 2). А во-вторых, что максимум $\text{tg}\delta$ для воды с $\kappa = 0,5$ мСм/м при 25 °С и льда из нее наблюдается на одной и той же частоте ν_{max} (кривые 2 и 3).

В результате подтверждается присутствие в воде вплоть до 25 °С достаточно большого количества групп молекул с временем релаксации, идентичным льду, т. е. кластеров с льдоподобной структурой. Тем самым снимается противоречие между результатами экспериментов спектральных и ряда других экспериментальных методов, которыми выявляются кластеры из молекул воды [1], и диэлектрических методов, опровергающих их наличие фактически до работ [6, 7].

Корректность получаемых L -методом экспериментальных данных, примеры которых представлены на рис. 1, подтверждается независимостью от используемого приборного обеспечения частоты ν_{max} водных растворов, на которой

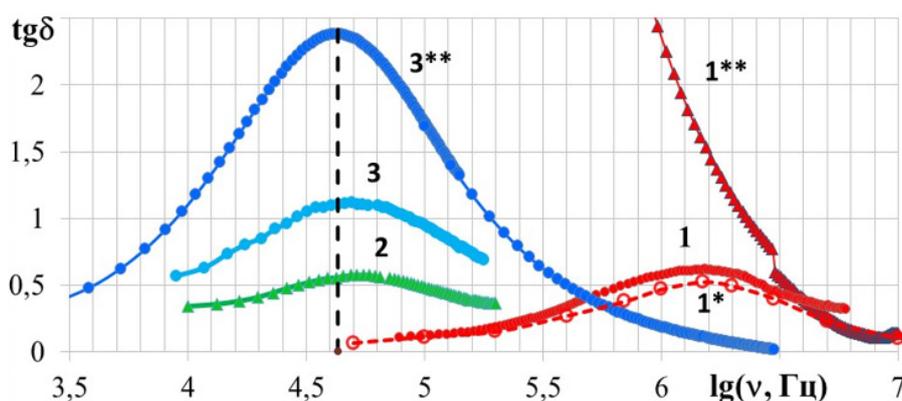


Рис. 1. Частотные зависимости $\text{tg}\delta$ при $T = 25$ °С водного раствора NaCl с $\kappa = 10$ мСм/м (1, 1*, 1**); воды с $\kappa = 0,5$ мСм/м (2) и льда из нее при $T = -16$ °С (3, 3**), полученные C -методом при $E \approx 100$ В/м (1**, 3**) и L -методом с помощью Q -метра при $E \sim 10$ мВ/м (1*) и RLC -метра при $E < 1$ мВ/м (1, 2, 3)

Fig. 1. Frequency dependences of $\text{tg}\delta$ at $T = 25$ °С for an aqueous solution of NaCl with $\kappa = 10$ мСм/м (1, 1*, 1**); water with $\kappa = 0,5$ мСм/м (2) and ice from it at $T = -16$ °С (3, 3**), obtained by the C -method at $E \approx 100$ В/м (1**, 3**) and L -method using a Q -meter at $E \sim 10$ мВ/м (1*) and an RLC -meter at $E < 1$ мВ/м (1, 2, 3)

наблюдаются максимумы их $\text{tg}\delta$ (кривые 1 и 1* на рис. 1), а также совпадением этих частот для максимумов $\text{tg}\delta$ льда, найденных L - и C -методом (кривые 3 и 3** на рис. 1). Однако значения $\text{tg}\delta$ льда на частоте ν_{max} , найденных C -методом при $E \approx 100$ В/м, значительно больше, чем L -методом при E в 10 000 раз меньше. Полагается, что причиной этого является то, что слишком малое электрическое поле способно переориентировать не все молекулы воды во льду. А поле с $E \approx 100$ В/м в C -ячейке возбуждает в жидкой воде токи проводимости, разрушая тем самым ее кластерную структуру. В результате на полученных C -методом значениях $\text{tg}\delta$ жидких растворов исчезают максимумы, соответствующие релаксационным процессам этих кластеров (кривая 1**).

Еще более чувствительными к величине E оказываются частотные зависимости связанной воды. Для анализа зависимости $\text{tg}\delta(E)$ для такого состояния воды, рассмотрим сначала такие зависимости для водного раствора NaCl с $\kappa = 10$ мСм/м внутри сорбента из речного песка при различной степени заполнения его пор этим раствором ($Z\%$) (будем далее называть этот раствор просто водой), полученные L -методом при $E \sim 10$ мВ/м с использованием Q -метра (рис. 2).

Как видим, данным методом в диапазоне частот от 50 кГц до 10 МГц на частотной зависимости $\text{tg}\delta$ воды как в объемном (пунктирная линия на рис. 2), так и связанном внутри сорбента из речного песка состоянии (сплошные линии на рис. 2) выявляются максимумы (при отсутствии воды в сорбенте значения $\text{tg}\delta$ близки к нулю). Причем максимумы $\text{tg}\delta$ воды (значения $\text{tg}\delta_{\text{max}}$) внутри песка почти в 2 раза больше, чем в ее объемном состоянии даже при степени заполнения

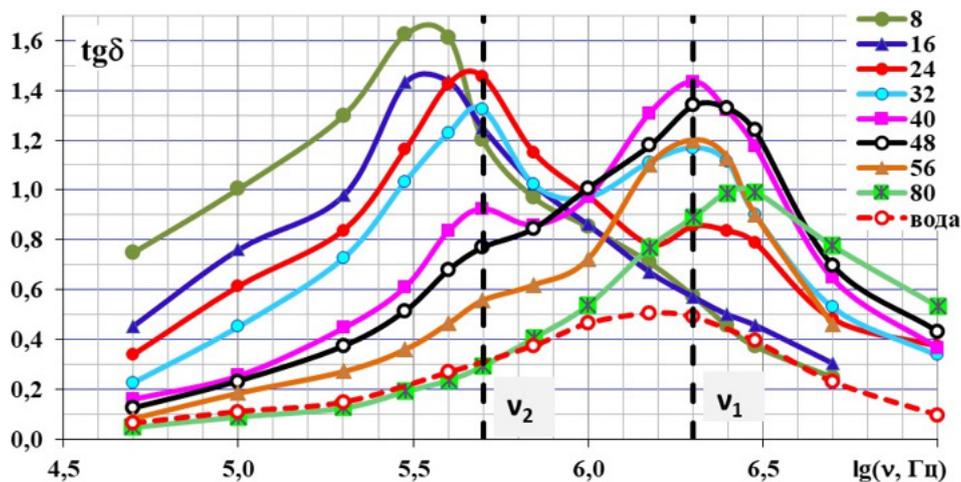


Рис. 2. Частотные зависимости $\text{tg}\delta$ при $T = 25$ °С водного раствора NaCl с $\kappa = 10$ мСм/м в связанном состоянии внутри сорбента из песка при $Z = 8-80\%$, полученные L -методом при $E \sim 10$ мВ/м

Fig. 2. Frequency dependences of $\text{tg}\delta$ at $T = 25$ °С of an aqueous solution of NaCl with $\kappa = 10$ mS/m in a bound state inside a sand sorbent at $Z = 8-80\%$, obtained by the L -method at $E \sim 10$ mV/m

его пор водой $Z = 80\%$. Поскольку при такой влажности сорбента вода в нем должна преимущественно находиться в более подвижной, капиллярной форме, приходим к выводу, что состояние даже такой наименее связанной и наиболее подвижной формы воды внутри пор песчаного сорбента существенно отличается от ее обычного, объемного состояния.

Особый интерес представляет то, что максимумы $\text{tg}\delta$ у данного сорбента при $Z = 48-64\%$ и воды в объемном состоянии наблюдаются практически на одной и той же частоте $\nu_1 \approx 2,5$ МГц. Незначительное смещение максимумов $\text{tg}\delta$ по частоте для воды внутри песка по отношению к ее обычному, объемному состоянию обусловлено переходом некоторого количества примесей с поверхности частиц песка в контактирующую с ними воду. А поскольку частота ν характеризует подвижность воды в исследуемом объекте, то малое отличие этой частоты для воды внутри песка при $Z = 48-64\%$ и при ее объемном состоянии указывает на то, что при таком Z в песке имеется вода с подвижностью ее молекул, близкой к обычной, объемной воде. Следовательно, максимум $\text{tg}\delta$ на частоте $\nu_1 \approx 2,5$ МГц указывает на наличие внутри исследуемого сорбента наиболее подвижной формы связанной воды в нем, т. е. капиллярной. При этом значение частоты ν_1 определяет времена релаксации ионных атмосфер в этой форме воды, а величина $\text{tg}\delta_{\text{max}}$ на частоте ν_1 — ее долю в общем содержании воды в сорбенте, а также взаимодействия ее молекул между собой и с частицами сорбента.

По мере уменьшения Z с 64 до 48% наблюдается увеличение максимумов $\text{tg}\delta$ и слабое их смещение в область более низких частот, что согласуется с тем, что по мере снижения влажности сорбента капиллярная форма воды в ней сохраняется внутри пор всё меньшего размера со всё большим влиянием на нее силового поля их твердых стенок.

При $Z = 40\%$ на частотной зависимости $\text{tg}\delta$ сорбента появляется дополнительный максимум на частоте $\nu_2 = 0,5$ МГц, в 5 раз меньшей по сравнению с частотой $\nu_1 = 2,5$ МГц для капиллярной формы воды, что указывает на возникновение в сорбенте менее подвижной, пленочной формы воды. По мере дальнейшего снижения влажности почвы с $Z = 40\%$ до $Z = 24\%$ наблюдается уменьшение значений $\text{tg}\delta_{\text{max}}$ на частоте ν_1 и их увеличение на частоте ν_2 . Такое изменение $\text{tg}\delta$ соответствует снижению доли капиллярной и повышению доли пленочной формы в общем содержании воды в сорбенте, а также указывает на переход воды в более связанное состояние за счет усиления ее взаимодействия с поверхностью частиц во всё более узких порах сорбента при таких влажностях. Таким образом, по значениям $\text{tg}\delta_{\text{max}}$ на частотах ν_1 и ν_2 сорбента можно судить о форме воды в ней и ее трансформации при изменении влажности.

Сопоставление частотных зависимостей $\text{tg}\delta$ воды внутри данного песчаного сорбента, полученных при различных E , проведено на рис. 3.

Как видим, у исследованного в этом эксперименте образца песчаного сорбента с $Z = 30\%$ при $E \sim 10$ мВ/м, подобно данным на рис. 2, выявляются два максимума $\text{tg}\delta$, соответствующие наличию в нем двух форм воды — пленочной

и капиллярной (рис. 3, кривая 2). Однако при $E < 1$ мВ/м у этого же образца сорбента выявляется лишь один максимум $\text{tg}\delta$ (кривая 2*), причем на частоте, на которой при $E \sim 10$ мВ/м у него выявляется максимум $\text{tg}\delta$ для капиллярной формы воды, а также ее объемной формы. Полагаем, что причина выявленного эффекта обусловлена неспособностью чрезмерно слабого электрического поля с $E < 1$ мВ/м переориентировать молекулы воды в пленочном состоянии воды внутри сорбента. Поэтому при $E < 1$ мВ/м можно исследовать релаксационные процессы лишь у наименее связанной и наиболее подвижной части молекул воды внутри пор сорбента из песка. А резкое смещение максимума $\text{tg}\delta$ для воды при $E = 100$ В/м в область низких частот указывает на то, что в таких сильных полях можно исследовать релаксационные процессы, наоборот, у наиболее связанных и наименее подвижных молекул воды в сорбенте, находящихся внутри первых адсорбционных слоев этих молекул.

Таким образом, на примере песчаного сорбента установлено, что наибольшую информацию о формах связанной воды и их трансформации внутри подобных объектов можно получить при E не менее 10 мВ/м. Такое поле пока удалось реализовать лишь в L -ячейках при их подключении к прибору с резонансным способом измерения ее параметров (его примером является Q -метр TESLA BM-560).

То, что очень слабые электрические поля действительно могут оказаться недостаточными для получения информации о связанном состоянии воды, было

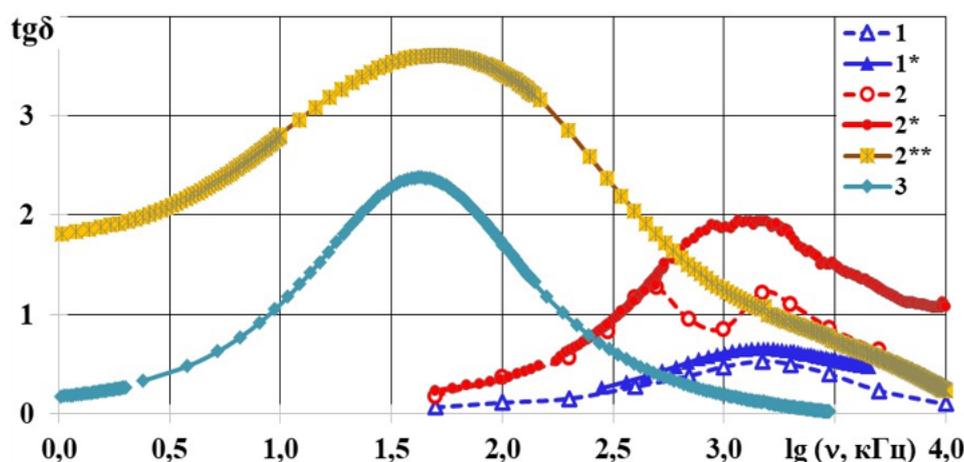


Рис. 3. Частотные зависимости $\text{tg}\delta$ льда (3) и воды при $T = 25$ °С в объемном (1, 1*) и связанном состоянии внутри песчаного сорбента при $Z = 30\%$ (2, 2*, 2**), полученных при E :
1*, 2* — $E < 1$ мВ/м;
1, 2 — $E \sim 10$ мВ/м;
2**, 3 — $E \approx 100$ В/м

Fig. 3. Frequency dependences of $\text{tg}\delta$ for ice (3) and water at $T = 25$ °С in the bulk (1, 1*) and bound state inside the sandy sorbent at $Z = 30\%$ (2, 2*, 2**), obtained at E :
1*, 2* — $E < 1$ мВ/м;
1, 2 — $E \sim 10$ мВ/м;
2**, 3 — $E \approx 100$ В/м

подтверждено исследованиями водонефтяных эмульсий. Было обнаружено, что слабые электрические поля внутри L -ячеек способны реагировать лишь на выделившуюся из эмульсии свободную воду; изменения параметров L -ячеек при вводе в нее нефти или стабильной эмульсии с обводненностью до 50% независимо от приборного обеспечения оказывались на уровне погрешности их определения.

Возможности C -метода для исследования релаксационных процессов в нефтях и водонефтяных эмульсиях демонстрирует рис. 4.

Как видим, на полученных C -методом с помощью RLC -метра 78110G при $E \approx 90$ В/м на частотных зависимостях $\text{tg}\delta$ водонефтяных эмульсий на частоте $\nu_{\text{max}} \sim 400$ кГц выявляется максимум $\text{tg}\delta$, отсутствующий у обезвоженной нефти и повышающийся по мере увеличения ее обводненности. Следовательно, данный максимум обусловлен наличием в эмульсии воды и характеризует ее состояние в ней. А поскольку частота $\nu_{\text{max}} \sim 400$ кГц воды в эмульсии примерно в 50 раз меньше частоты ν_{max} для водного раствора, использованного в качестве водной фазы эмульсии, то вода в каплях водонефтяной эмульсии находится в гораздо более связанном состоянии, по сравнению с рассмотренным выше ее состоянием внутри песчаного сорбента, в котором это отношение на порядок меньше. Обнаруженный эффект может использоваться в многофазных расходомерах, причем в многофазном потоке из нефти, воды и газа с помощью L -ячеек можно оценить содержание в этом потоке воды в объемном состоянии, а с помощью C -ячеек — в связанном состоянии в каплях водонефтяной эмульсии.

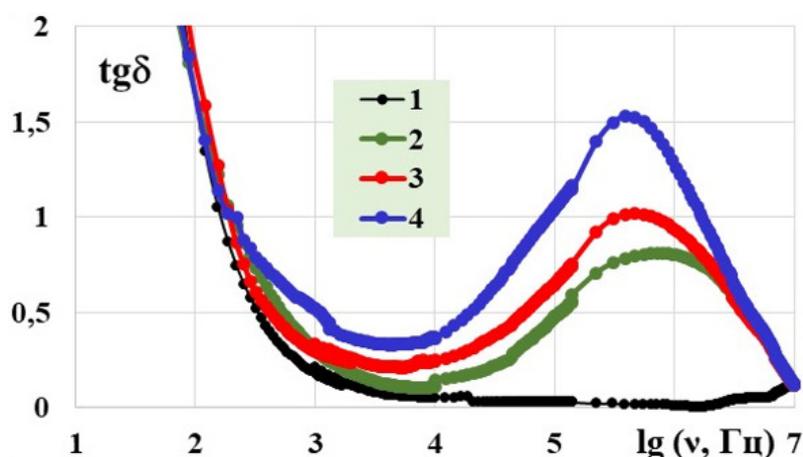


Рис. 4. Частотные зависимости $\text{tg}\delta$ при $T = 25$ °C обезвоженной нефти (1) и водонефтяных эмульсий с обводненностью 30% (2), 40% (3) и 50% (4) на ее основе, полученные C -методом с помощью RLC -метра 78110G при $E \approx 90$ В/м

Fig. 4. Frequency dependences of $\text{tg}\delta$ at $T = 25$ °C for dehydrated oil (1) and water-oil emulsions with water cut of 30% (2), 40% (3) and 50% (4) on its basis, obtained by the C -method using the RLC -meter 78110G at $E \approx 90$ В/м

Заключение

В заключение прежде всего отметим, что проведенное исследование $\text{tg}\delta$ с использованием современного цифрового оборудования подтвердило наличие у водных растворов низкочастотного максимума. А совпадение частоты ν_{max} этого максимума у воды при 25 °С льда указывает на присутствие в воде вплоть до 25 °С достаточно большого количества групп молекул с временем релаксации, идентичным льду, т. е. кластеров с льдоподобной структурой. Полученные результаты резко сужают круг возможных моделей воды, фактически исключая значимость ее непрерывных моделей.

Кроме того, проведенное исследование впервые выявляет наличие явной корреляции между степенью связанности воды в объекте (т. е. ее взаимодействием с соседними молекулами в объекте) и величиной напряженности электрического поля E , в котором следует исследовать низкочастотные релаксационные процессы в ней диэлектрическим методом. Чем сильнее это взаимодействие в объекте, тем при более высоких значениях E его следует исследовать.

По этой причине лабильную структуру воды в объемном состоянии необходимо изучать лишь в очень слабых полях с $E \leq E^* = 10\text{-}20$ мВ/м, в которых влиянием величины E на ее диэлектрические параметры можно пренебречь вплоть до значений в десятки раз меньших E^* . Причем лишь в таких полях в области частот от 20 Гц до 20 МГц в водных растворах выявляются низкочастотные максимумы, соответствующие релаксации имеющихся в них ассоциатов и кластеров.

В то же время на примере воды в связанном состоянии внутри песчаного сорбента показано, что исследовать низкочастотные релаксационные процессы в этом состоянии воды следует при $E \approx E^* = 10\text{-}20$ мВ/м. При $E < E^*$ можно получать информацию лишь о наиболее подвижной части молекул воды, а при $E \gg E^*$, наоборот, только о наиболее связанных ее молекулах. Установлено также, что внутри капель водонефтяной эмульсии вода находится в гораздо более связанном состоянии по сравнению с песчаным сорбентом. Поэтому, в соответствии с выявленной корреляцией, ее диэлектрические свойства следует исследовать при $E > 100$ В/м $\gg E^*$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галль Л. Н. Особенности структурирования воды в биосистемах исходя из деэлькометрических измерений / Л. Н. Галль, С. В. Масюкевич, Н. Р. Галль // Биофизика. 2014. Том 59. Вып. 4. С. 649-655.
2. Зацепина Г. Н. Физические свойства и структура воды / Г. Н. Зацепина. М.: Изд-во Моск. гос. ун-та. 1998. 184 с.
3. Кесслер Ю. М. Вода: структура, состояние, сольватация. Достижения последних лет / Ю. М. Кесслер, В. Е. Петренко, А. К. Лященко и др. М.: Наука, 2003. 404 с.
4. Рассадкин Ю. П. Вода обыкновенная и необыкновенная / Ю. П. Рассадкин. М.: Галерея СТО. 2008. 840 с.

5. Рахманин Ю. А. Вода — космическое явление / Ю. А. Рахманин, В. К. Кондратов, Р. И. Михайлова и др. М.: Рос. акад. естеств. наук. 2002. 427 с.
6. Семихина Л. П. Диэлектрические и магнитные свойства воды в водных растворах и биообъектах в слабых электромагнитных полях / Л. П. Семихина. Тюмень: Тюмен. гос. ун-т. 2006. 164 с.
7. Семихина Л. П. Низкочастотная диэлькометрия жидкостей в слабых вихревых электрических полях / Л. П. Семихина: автореф. д-ра физ-мат. наук. Тюмень, 2006. 38 с.
8. Смит К. Дипольный момент, диэлектрические потери и молекулярные взаимодействия / К. Смит // Молекулярные взаимодействия / К. Смит; пер. с англ. под ред. Г. Райтчака, У. Орвилла-Томаса. М.: Мир, 1984. С. 306-343.
9. Эйзенберг Д. Структура и свойства воды / Д. Эйзенберг, В. Кауцман. Л.: Гидрометеиздат, 1975. 280 с.
10. Robinson W. G. Water in Biology, Chemistry and Physics / W. G. Robinson, S. B. Zhu, S. Singh, M. W. Evans. Singapore: World Scientific, 1996. 509 p.

Lyudmila P. SEMIKHINA¹

Daniil D. KOROVIN²

UDC 541.67; 546.212

LOW-FREQUENCY DIELECTRIC PARAMETERS OF WATER BODIES IN ELECTRIC FIELDS OF VARIOUS INTENSITY

¹ Dr. Sci. (Phys.-Math.),
Director of the Center “BIO and PAV”,
University of Tyumen
semikhina@mail.ru

² Research Engineer,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen
danil7b@mail.ru

Abstract

Using the example of water in the usual bulk state, as well as in the bound state inside the sorbent of fine river sand and drops of water-oil emulsion, it is substantiated that the dielectric parameters of water bodies in the frequency range less than 20 MHz significantly depend not only on the frequency, but also on the electric field intensity E in which these parameters are located. A change in E by several orders of magnitude in this work is provided by using two types of measuring cells — capacitor (C -cells) and inductive (L -cells), as well as measuring instruments with different operating principles. A sharp change in low-frequency relaxation processes in the usual bulk state of liquid water occurs when E decreases to a level at which conduction currents cease to arise in water and a further decrease in E has little effect. Relaxation processes only for the most mobile part of its molecules, and in very high fields realized in C -cells, on the contrary, only about the most bound molecules in its first adsorption layers. At the same time, the dielectric parameters of water-oil emulsions turned out to be sensitive to the presence of water droplets in them only in strong electric fields of

Citation: 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

C-cells. Thus, in this work, it is revealed for the first time that the stronger the interaction of water with the surrounding molecules in an object, the the higher values of E should be used to study low-frequency relaxation processes in it by the dielectric method.

Keywords

Water, bound water, dielectric properties of water, water-oil emulsions, low-frequency relaxation processes in water.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-79-92

REFERENCES

1. Gall L. N., Masukevich S. V., Gall N. R. 2014. "Special features of water structure formation in biosystems according to dielkometric data". *Biophysics*, vol. 59, no. 4, pp. 649-655. [In Russian]
2. Zatsepina G. N. 1998. *Physical properties and structure of water*. Moscow: Moscow State University Publishing House. 184 p. [In Russian]
3. Kessler Yu. M., Petrenko V. E., Lyuaschenko A. K. et al. 2003. *Water: structure, condition, solvation. Recent achievements*. Moscow: Nauka. 404 p. [In Russian]
4. Rassadkin Yu. P. 2008. *Ordinary and unusual water*. Moscow: Galereya STO. 840 p. [In Russian]
5. Rakhmanin Yu. A, Kondratov V. K., Mikhaylova R. I. et al. 2002. *Water — a cosmic phenomenon*. Moscow: RAEN. 427 p. [In Russian]
6. Semikhina L. P. 2006. *Dielectric and magnetic properties of water in aqueous solutions and biological objects in weak electromagnetic fields*. Tyumen: Tyumen State University. 164 p. [In Russian]
7. Semikhina L. P. 2006. "Low-frequency dielkometry of liquids in weak vortex electric fields". *Dr. Sci. (Phys.-Math.) diss. abstract*. Tyumen. 38 p. [In Russian]
8. Smit K. 1984. "Dipole moment, dielectric losses, and molecular interactions". *Molecular interactions: translated from English by G. Raytchaka, U. Orvilla-Tomasa*. Moscow: Mir. Pp. 306-343. [In Russian]
9. Eyzenberg D., Kautzman V. 1975. *Structure and properties of water*. L.: Gidrometeoizdat. 280 p. [In Russian]
10. Robinson W. G., Zhu S. B., Singh S., Evans M. W. 1996. *Water in biology, chemistry and physics*. Singapore: World Scientific. 509 p.

МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ

Михаил Алексеевич ЗАГОРОВСКИЙ¹
Сергей Викторович СТЕПАНОВ²
Ян Ирекович ГИЛЬМАНОВ³
Алексей Анатольевич ЗАГОРОВСКИЙ⁴
Алексей Иванович ЗАЙЦЕВ⁵

УДК 532.546.3

ОСОБЕННОСТИ ФИЗИЧЕСКОГО И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ ПРИ РАЗНЫХ ДАВЛЕНИЯХ ОБЖИМА

¹ магистрант кафедры фундаментальной математики и механики,
Тюменский государственный университет;
специалист, Тюменский нефтяной научный центр
mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

² доктор технических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
svstepanov@tnc.rosneft.ru

³ кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт по петрофизическим исследованиям,
Тюменский нефтяной научный центр
yigilmanov@tnc.rosneft.ru

⁴ заведующий лабораторией,
Тюменский нефтяной научный центр
aazagorovskiy@tnc.rosneft.ru

⁵ ведущий специалист,
Тюменский нефтяной научный центр
aizaitsev2@tnc.rosneft.ru

Цитирование: Загоровский М. А. Особенности физического и математического моделирования фильтрации нефти и воды при разных давлениях обжима / М. А. Загоровский, С. В. Степанов, Я. И. Гильманов, А. А. Загоровский, А. И. Зайцев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 93-110.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

Аннотация

В статье рассматриваются особенности и результаты физического и математического моделирования фильтрационных экспериментов на терригенных и карбонатных образцах керна горной породы при разных давлениях обжима. Такие исследования необходимы для понимания влияния горного давления на фильтрационно-емкостные свойства и относительные фазовые проницаемости (ОФП) пород-коллекторов, в том числе и с позиции технологии «цифровой керн», поскольку томография керна, как правило, производится в атмосферных условиях, а данные по свойствам породы необходимы для пластовых условий.

Анализ литературных источников показал, что имеется незначительное количество публикаций, посвященных изучению влияния давления обжима на ОФП посредством физического моделирования. При этом не нашлось ни одной работы, в которой бы совместно рассматривались результаты физического и математического моделирования в аспекте изучения влияния давления обжима. В этой связи представленные материалы являются уникальными.

Лабораторное исследование ОФП выполнено на составных кернах методом стационарной фильтрации при давлениях обжима 10 и 20 МПа. Математическое моделирование фильтрационных экспериментов выполнено в симуляторе Eclipse. Распределение пористости в гидродинамических моделях керна задавалось на основе данных по компьютерной томографии керна. Распределение остальных свойств породы (проницаемости, остаточных насыщенных, значения ОФП при остаточных насыщениях) рассчитывалось через обобщенные зависимости.

Показано, что для терригенных и карбонатных пород увеличение давления приводит к различному поведению функций ОФП и подвижности жидкости. Результаты лабораторных исследований интерпретируются с позиции процессов на микроуровне, исходя из формирования характера течения и связанной водонасыщенности при деформации пустотного пространства. Также показано, что фильтрационные эксперименты на керне при различных горных давлениях можно имитировать на гидродинамическом симуляторе, но при этом изучение закономерностей в изменении параметров моделей при изменении давления зависит от наличия закономерностей в поведении свойств породы по результатам физического моделирования.

Ключевые слова

Относительная фазовая проницаемость, горное давление, керн, физическое моделирование, математическое моделирование.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

Введение

Математическое моделирование применительно к решению задач, связанных с разработкой месторождений углеводородов, в основной своей массе относится к моделированию природных пластов и протекающих в нем процессов, в частности процессов многофазной фильтрации. Как правило, моделирование выполняется с использованием специализированного программного обеспечения — гидродинамических симуляторов — и основывается на понимании свойств горных пород, в том числе функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП), получаемых в подавляющем большинстве случаев путем лабораторных исследований многофазной фильтрации.

Количество лабораторных результатов ОФП существенно (ориентировочно на два порядка) меньше количества данных по другим свойствам горной породы. Заметим, что данная ситуация имеет место для традиционных высокопроницаемых коллекторов, запасы углеводородов в которых в большей степени являются выработанными. Освоение нетрадиционных коллекторов, сложенных из низкопроницаемых пород или слабоконсолидированных пород, приведет к еще большему дефициту данных по свойствам горной породы и особенно по ОФП в связи с тем, что такие породы существенно труднее, а порой и вовсе невозможно исследовать с использованием лабораторного оборудования.

Выходом из такой ситуации может стать применение технологии «цифровой керн» [4, 11]. Эту технологию, однако, следует рассматривать не как полную замену лабораторным исследованиям керна, а как дополнение к ним. Тем не менее и такой «симбиоз» технологий для получения данных о свойствах горных пород не является универсальным. В частности, по причине того, что информация о внутреннем строении горной породы на основе томографии керна, как правило, получается в атмосферных (комнатных) условиях, а данные по ОФП необходимы применительно к пластовым условиям, под которыми понимаются пластовая температура, пластовое давление и горное давление. Неучет этого фактора, например с позиции горного давления, может привести к существенному искажению ОФП, рассчитанных по технологии «цифровой керн» [11].

Решение данной проблемы возможно двумя путями: первый — проведение томографических исследований при фильтрационных экспериментах в пластовых условиях, второй — понимание того, каким образом изменяется структура пустотного пространства при изменении давления, действующего на горную породу. Заметим, что понимание изменения структуры пустотного пространства на ОФП при прямых томографических исследованиях керна при разнообразных термобарических условиях затруднено по ряду причин. В первую очередь в виду необходимости использования образцов керна малого размера — для получения достаточного разрешения пустотного пространства. А малые образцы керна (ориентировочный размер 1-10 мм) являются существенным препятствием для технической организации эксперимента. Поэтому потенциально перспективным направлением для понимания того, как изменяется структура пустотного пространства при изменении давления обжима образцов (имитация горного давления)

и как это изменение влияет на многофазную фильтрацию, является сопоставление результатов «классических» лабораторных экспериментов при различных термобарических условиях с результатами математического моделирования таких экспериментов. Заметим, что в этом случае речь идет не о математическом моделировании многофазных течений на уровне пор (микроуровень), а о математическом моделировании многофазных течений на уровне зерна (мезоуровень).

Как показывает анализ литературных источников, на сегодняшний день имеется незначительное количество публикаций, в которых изучается влияние давления обжима на ОФП посредством физического моделирования, а также математическое моделирование многофазных течений на мезоуровне. При этом не нашлось ни одной работы, в которой бы совместно рассматривались результаты физического и математического моделирования в аспекте изучения влияния давления обжима. В этой связи *цель данной работы состояла в изучении особенностей физического и математического моделирования многофазной фильтрации в зернах при разных давлениях обжима как единого комплекса исследований для косвенного понимания влияния изменения структуры пустотного пространства горной породы на ОФП.*

Прежде чем переходить к полученным результатам, рассмотрим результаты нескольких сторонних работ, в которых изучается влияние давления обжима на ОФП. Предварительно заметим, что особенности математического моделирования многофазной фильтрации на мезоуровне представлены, например, в статье [7], в которой описывается опыт применения симулятора Eclipse для моделирования стационарной многофазной фильтрации на 1D однородных моделях зерна.

В статье [6] приводятся результаты исследований ОФП, выполненных по методу нестационарной фильтрации при различных вариантах порового давления и давления обжима с использованием песчаника Береа. Во всех вариантах получено, что давление влияет на ОФП. Так, в случае, когда эксперименты были проведены при постоянном поровом давлении, увеличение давления обжима приводит к заметному уменьшению ОФП по нефти и менее заметному увеличению ОФП по воде, при этом уменьшается связанная водонасыщенность и увеличивается остаточная нефтенасыщенность.

В статье [5] приводятся результаты исследования влияния давления обжима при постоянном поровом давлении, полученные при исследовании гидрофильного песчаника. Так же, как и в работе [6], увеличение давления обжима приводит к уменьшению ОФП по нефти и к слабому изменению ОФП, но с увеличением как связанной водонасыщенности, так и остаточной нефтенасыщенности. В обеих статьях авторы объясняют наблюдаемые эффекты изменением геометрии пор и перераспределением флюидов в пустотном пространстве.

Работа [5] интересна еще и тем, что в ней приводится обзор существующих исследований по влиянию горного давления на ОФП. Причем отмечается, что во всех исследованиях при увеличении давления обжима остаточная нефтенасыщенность увеличивается, а связанная водонасыщенность в части исследований увеличивается, тогда как в другой части — уменьшается.

В статье [8] приводятся результаты исследований ОФП в системе «нефть — вода» для трещиноватых карбонатных образцов керна. Установлено, что увеличение давления обжима приводит к увеличению связанной водонасыщенности и к несущественному уменьшению остаточной нефтенасыщенности. При этом авторы отмечают, что точки равной проницаемости двигаются вниз, т. е. ОФП обеих фаз уменьшаются.

Таким образом, суммарно, исходя из рассмотренных выше статей, можно сделать такой вывод: вне зависимости от типа породы увеличение давления обжима приводит к уменьшению ОФП, но при этом поведение конечных значений насыщенности является неоднозначным. *Причины такой неоднозначной картины, очевидно, могут быть связаны как со спецификой выполнения экспериментов, так и с особенностями строения и генезиса горной породы.*

Особенности и методы физического моделирования

Физическое моделирование ставило своей целью получение данных по ОФП в системе «нефть — вода» для терригенных и карбонатных образцов керна при двух разных давлениях обжима — 10 и 20 МПа, причем минимальное давление ограничено возможностями лабораторного оборудования. Поскольку первостепенное значение имело получение ОФП при прочих равных условиях, давления обжима, поровое давление (7 МПа), температура (35 °С) и свойства флюидов были одинаковыми для всех моделей пласта. Таким образом, различие состояло только в типе горной породы и в ее фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС).

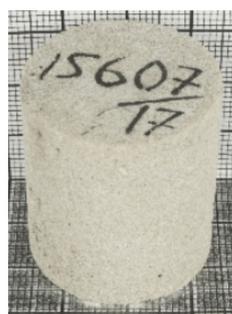
При выборе объекта исследований были сформулированы такие основные требования:

- 1) высокие ФЕС;
- 2) простой литологический состав, отсутствие глин, солей, битумов;
- 3) поровый тип коллектора с допуском на наличие микрокаверн.

Дополнительно при отборе образцов учитывалось, что программа лабораторных исследований предусматривает многократные операции по сушке, насыщению образцов, экстракции и выполнению измерений как в атмосферных, так и в термобарических условиях. По результатам анализа имеющегося керна были выбраны два объекта: терригенный пласт Б2 и карбонатный пласт А4.

Результаты исследований показывают, что образцы пласта А4 обладают преимущественно гидрофобной смачиваемостью, а образцы пласта Б2 — как преимущественно гидрофобной, так и гидрофильной смачиваемостью. При этом восстановление смачиваемости образцов керна в процессе подготовки к потоковым лабораторным исследованиям приводит к увеличению степени их фобизации. Заметим, что в естественных условиях терригенная порода, как правило, является гидрофильной, в нашем же случае выбранные образцы терригенной породы являются гидрофобными.

Из имеющихся на хранении свежих (не позднее 2017 г.) образцов были отобраны образцы диаметром 30 мм и длиной до 50 мм. После определения ФЕС по газу были отобраны образцы с высокими значениями проницаемости, выполнена рентгеновская компьютерная томография для оценки сохранности образцов



а)



б)

Рис. 1. Фотографии образцов терригенного (а) и карбонатного (б) коллектора

Fig. 1. Photo of sandstone (а) and carbonate (б) collector samples

и отсутствия внутренних дефектов. На рис. 1 показаны фотографии типичных образцов из коллекций изучаемых образцов керна.

Проведение экспериментов на ФЕС (проницаемость и пористость) и ОФП предусматривалось в двух вариантах: «нормальные условия» (НУ) и «барические условия» (БУ). НУ — это условия при минимально возможном для проведения эксперимента давлении гидравлического обжима (имитирующем горное давление в пласте), создаваемым манжетой, охватывающей боковую поверхность керна. БУ — это условия при горном давлении, соизмеримым с тем, что имеет место для реального пласта, откуда отобран керн.

Лабораторные исследования были проведены для четырех наборных моделей пластов, скомпонованных из стандартных образцов, причем две модели были терригенными (чистые кварцевые песчаники, условное обозначение 1Т и 2Т), а две других — карбонатными (условное обозначение 1К и 2К). В таблице 1 приведены значения абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) и пористости ($K_{п}$) средних образцов моделей пластов, полученные при давлениях обжима ($P_{гор}$), равных 20 и 10 МПа. Видно, что для всех образцов увеличение горного давления приводит к уменьшению (несущественному) ФЕС, что логично и может свидетельствовать об изменении пустотного пространства не только с позиции изменения его объема, но и с позиции изменения его структуры.

Определение ОФП (в системе «нефть — вода») выполнялось по классическому методу стационарной фильтрации с долей воды в потоке 0, 0,1, 0,25, 0,5, 0,75, 0,9, 1. В качестве воды использовался водный раствор соли NaCl концентрацией 100 г/л и вязкостью 0,86 мПа·с, а в качестве нефти — ее изовязкозная модель вязкостью 4,9 мПа·с. Флюиды взаимно нерастворимы, стабильны по свойствам на протяжении всего эксперимента. Заметим, что такой выбор флюидов обусловлен, с одной стороны, их одинаковостью для обоих типов пород, а с другой — тем, что эти свойства достаточно близки к реальным флюидам пластов А4 и Б2.

Для каждой модели пористой среды проводилось два эксперимента: с давлениями гидравлического обжима 10 МПа и 20 МПа, при постоянном поровом

Таблица 1

ФЕС моделей пластов при разных горных давлениях

Table 1

FCP of stratum models at different confining pressures

Модель	$P_{гор}$, МПа	$K_{пп}$, мД	$K_{п}$, %
1Т	20	632	18,3
	10	643	18,6
2Т	20	482	19,2
	10	490	19,3
1К	20	2 261	20
	10	2 306	20,2
2К	20	344	18,3
	10	353	18,6

давлении 7 МПа. Гидравлический (всесторонний) обжим задавался и поддерживался прецизионными насосами с погрешностью поддержания давления ± 1 кПа. Давление силиконовым маслом на горную породу передавалось через витонтовую (резиновую) манжету.

Текущая водонасыщенность оценивалась по постоянным измерениям электрического сопротивления на центральном участке модельного пласта по четырехэлектродной схеме в процессе проведения эксперимента. Начальная водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны. Остаточная нефтенасыщенность создавалась методом разгонки флюидов на аппаратах Дина — Старка.

Для примера на рис. 2 представлены ОФП для модели 1Т в ненормированных и нормированных координатах. Как видно, увеличение горного давления приводит к уменьшению ОФП, при этом имеет место и заметное изменение формы ОФП, что может свидетельствовать о преобразовании структуры пустотного пространства, по которому происходит движение флюидов, и/или свидетельствовать об изменении характера и интенсивности межфазного взаимодействия.

На рис. 2 обращает на себя внимание низкое значение связанной водонасыщенности, что связано с гидрофобным характером смачиваемости скелета рассмотренных терригенных образцов. Эта особенность отличает их от терригенных горных пород-коллекторов большинства месторождений Западной Сибири.

Анализ функций подвижности жидкости показал, что увеличение давления обжима в эксперименте приводит к различному их поведению для терригенных и для карбонатных образцов (рис. 3, 4). Для образцов Т1 и Т2 подвижность жидкости уменьшается без существенного изменения и смещения диапазона насыщенности двухфазной фильтрации, а для образцов К1 и К2 имеет место заметное смещение вправо диапазона насыщенности.

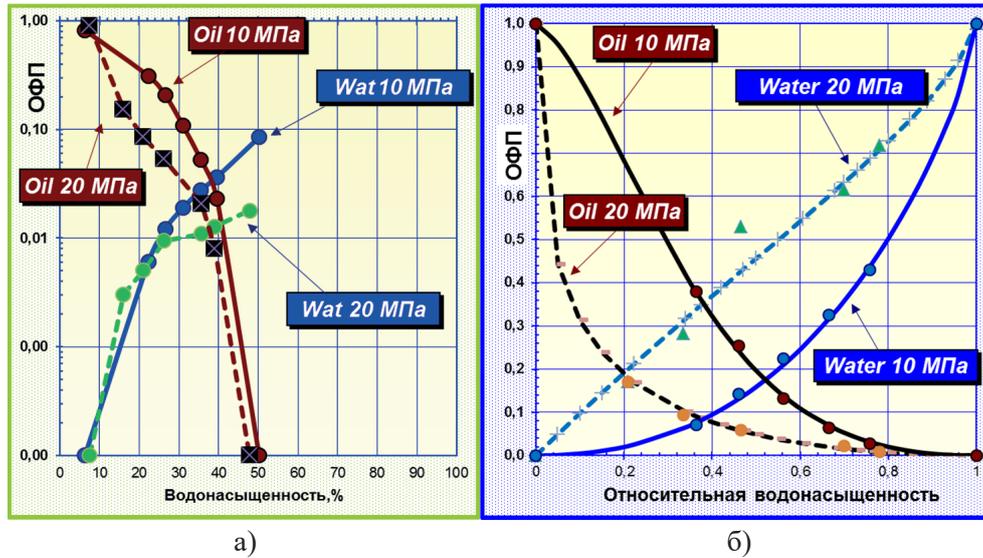


Рис. 2. ОФП при горном давлении 10 и 20 МПа для модели 1Т в ненормированных (а) и нормированных координатах (б)

Fig. 2. RPP at confining pressure 10 and 20 MPa for stratum model 1T in unnormalized (a) and normalized coordinates (б)

Для терригенных образцов такое поведение можно объяснить усилением режима четочного течения вследствие изменения структуры пустотного пространства. Это означает, что деформация пустотного пространства приводит к увеличению выраженности факторов, способствующих дроблению струек на отдельные капли (четки). Тем самым увеличивается сопротивление движению, а значит — уменьшается подвижность жидкости.

Для карбонатных образцов смещение области двухфазной фильтрации связано с тем, что увеличение горного давления привело к заметному увеличению связанной водонасыщенности. Причем, как это видно из таблицы 1, такое увеличение соответствует незначительному уменьшению абсолютной проницаемости. Из этого следует, что количество связанной водонасыщенности в первую очередь зависит от тех факторов ее формирования, которые слабо отражаются на величине абсолютной проницаемости, но при этом сильно отражаются на взаимодействии между флюидами. Таким образом, увеличение связанной водонасыщенности произошло за счет увеличения количества капиллярно-удерживаемой воды. С позиции увеличения горного давления это можно объяснить следующим образом. Для карбонатной породы вода — это не смачивающая фаза, и ее капиллярно-удерживаемая часть формируется за счет увеличения капиллярного давления в сужающихся капиллярах. Уменьшение радиуса капилляра (как вариант — раскрытости микротрещин) при увеличении горного давления приводит к тому, что внешняя сила, способствующая вытеснению воды нефтью, становится меньше капиллярной силы, а значит, увеличивается количество и размер застрявших

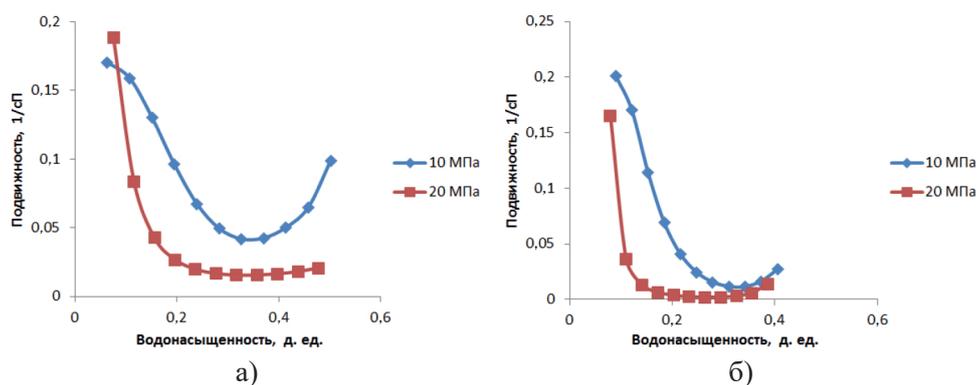


Рис. 3. Функции подвижности жидкости при разных горных давлениях для терригенных образцов 1Т (а) и 2Т (б)

Fig. 3. Fluid mobility functions at different confining pressures for sandstone samples 1T (a) and 2T (б)

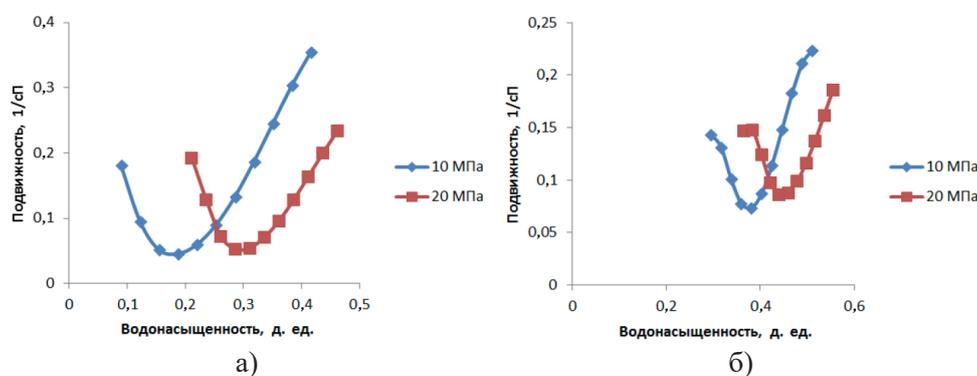


Рис. 4. Функции подвижности жидкости при разных горных давлениях для карбонатных образцов 1К (а) и 2К (б)

Fig. 4. Fluid mobility functions at different confining pressures for carbonate samples 1K (a) and 2K (б)

капелек воды. Стоит обратить внимание, что капиллярная сила пропорциональна модулю градиента капиллярного давления, который, в свою очередь, можно оценить как величину, обратно пропорциональную квадрату среднего радиуса капилляра. Это означает, что незначительное изменение абсолютной проницаемости (величина, прямо пропорциональная квадрату среднего радиуса капилляра) и существенное изменение связанной водонасыщенности соответствуют малым значениям размеров капилляров.

Как видно из рис. 4, при повышенном горном давлении диапазон изменения подвижности стал меньше. Такая особенность может быть объяснена увеличенным объемом связанной воды и, соответственно, блокировкой ею части пустотного пространства. Тот факт, что для карбонатных образцов, в отличие от терригенных, при повышенном горном давлении не наблюдается снижения кривых подвижности, означает, что характер течения практически не изменился.

Установлено, что увеличение давления обжима преимущественно приводит к уменьшению проницаемости по воде как для терригенных, так и для карбонатных образцов (по крайней мере, в рамках исследованной коллекции керна). При этом увеличение давления обжима приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности у карбонатных образцов и к ее увеличению у терригенных образцов. Такое поведение согласуется с данными сторонних экспериментов, приведенными выше. И хотя речь идет о несущественных изменениях, такие тенденции свидетельствует о большой роли изменения характера течения при увеличении горного давления для образцов терригенных горных пород.

Учитывая, что подготовка образцов к исследованиям (в том числе восстановление смачиваемости) велась одинаково для первой и второй серии экспериментов, существенное различие функций подвижности для всех образцов керна (рис. 4) свидетельствует исключительно об изменении геометрии пустотного пространства. Поэтому томография керна, выполняемая в условиях, не соответствующих пластовым, может приводить к существенному искажению результатов математического моделирования с использованием технологии «цифровой керн» как минимум по причине несоответствия структуры пустотного пространства.

Особенности и методы математического моделирования

Математическое моделирование ставило своей целью изучение характера и масштаба изменения параметров моделей керна при разных давлениях обжима. Особенностью математических моделей являлось то, что распределение свойств в расчетных ячейках задавалось на основе данных по компьютерной томографии керна. При этом для задания всех необходимых свойств использовались известные зависимости. Адаптация моделей проводилась на данные физического моделирования путем изменения параметров этих зависимостей.

В гидродинамическом симуляторе были построены 1D модели керна с количеством расчетных ячеек, одинаковых для всех моделей, от 950 до 1 100 (разница обусловлена только размером образцов керна). Распределение абсолютной проницаемости $K_{\text{ПР}}$ задавалось по зависимости Козени — Кармана от пористости $K_{\text{П}}$ [10]:

$$K_{\text{ПР}} = \frac{1}{C} \frac{K_{\text{П}}^3}{S^2 (1 - K_{\text{П}})^2}. \quad (1)$$

Связанная водонасыщенность S_{wc} рассчитывалась с использованием уравнения Тимура — Коатса (2) [1], остаточная нефтенасыщенность S_{owcr} — с использованием зависимости (3) [2], ОФП по нефти при связанной водонасыщенности $k_{\text{row,wc}}$ и ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности $k_{\text{rw,owcr}}$ — соответственно по зависимостям (4, 5) [3]. Функции ОФП аппроксимировались через зависимости LET (6, 7) [9]:

$$K_{\text{ПР}} = DK_{\text{П}}^n \left(\frac{1 - S_{\text{wc}}}{S_{\text{wc}}} \right)^l, \quad (2)$$

$$S_{owcr} = A_{owc} \cdot S_{wc}^{-B_{owc}}, \quad (3)$$

$$k_{row}(S_{wc}) = A_{row} \cdot \lg(K_{пп}) + B_{row}, \quad (4)$$

$$k_{rw}(S_{owcr}) = A_{rw} \cdot K_{пп} + B_{rw}, \quad (5)$$

$$k_{row} = k_{row}(S_{wc}) \cdot \frac{(1 - S_{wn})^{L_o}}{(1 - S_{wn})^{L_o} + E_o(S_{wn})^{T_o}}, \quad (6)$$

$$k_{rw} = k_{rw}(S_{owcr}) \cdot \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w(1 - S_{wn})^{T_w}}. \quad (7)$$

Поскольку расчет $K_{пп}$ и ОФП требует имитации соответственно одно- и двух-фазного течения в керне, первая и последняя расчетные ячейки модели содержали нагнетательную и добывающую микроскважины, обеспечивающие определенный расход жидкости, который при имитации экспериментов на ОФП был одинаковым для каждого режима фильтрации. Размер крайних ячеек подбирался из сопоставления с радиусом Писмана. Это обуславливает то, что внешние торцевые ячейки существенно больше, чем внутренние, и их размеры соответственно равны $3,2 \cdot 10^{-2}$ и $3,06 \cdot 10^{-5}$ м.

На рис. 5, 6 показаны лабораторные данные и расчетные кривые ОФП по адаптированным моделям. Видно, что найденные параметры позволили достичь практически полного совпадения расчетных кривых с лабораторными данными. Сами параметры приведены в таблице 2.

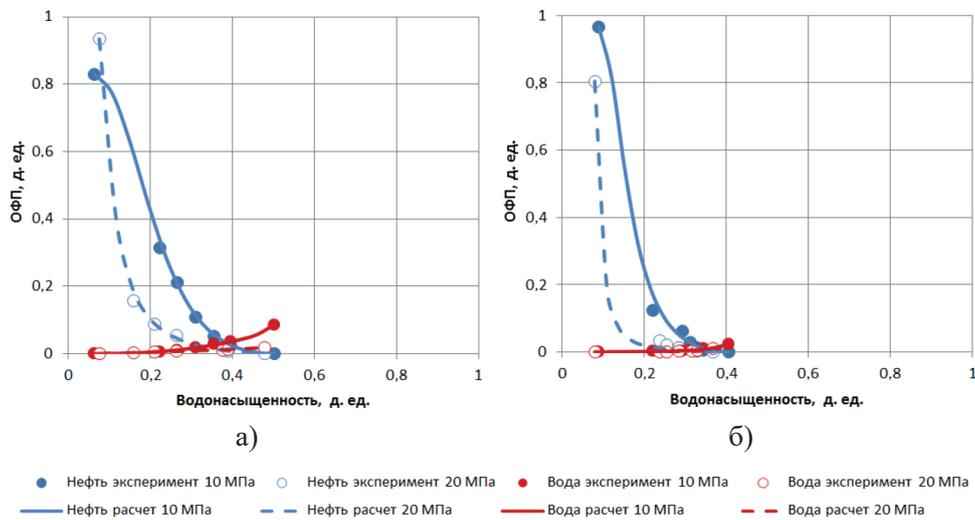


Рис. 5. Лабораторные значения и расчетные кривые ОФП для образцов 1Т (а) и 2Т (б) при разных горных давлениях

Fig. 5. Experimental data and calculated RPP curves for samples 1T (a) and 2T (б) at different confining pressures

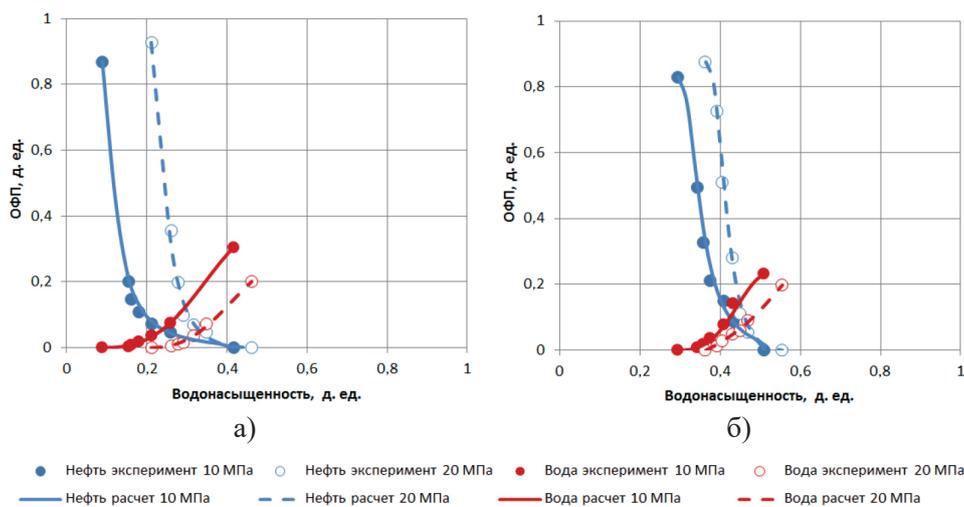


Рис. 6. Лабораторные значения и расчетные кривые ОФП для образцов 1К (а) и 2К (б) при разных горных давлениях

Fig. 6. Experimental data and calculated RPP curves for samples 1K (a) and 2K (б) at different confining pressures

В качестве исходных значений параметров были взяты те, что были получены при адаптации гидродинамических моделей ядра на лабораторные данные при давлении обжима 10 МПа. Как видно из таблицы 2, адаптация моделей на лабораторные данные при давлении обжима 20 МПа привела к тому, что часть параметров осталась неизменной относительно исходных значений (ячейки закрашены желтым цветом), а другая часть претерпела корректировку как в меньшую (ячейки закрашены оранжевым цветом), так и в большую (ячейки закрашены зеленым цветом) сторону, причем в очень широком диапазоне значений. Как видно, имеет место достаточно пестрая картина. Это может свидетельствовать о значительных изменениях в структуре пустотного пространства образцов горной породы и индуцированной этим изменением характера многофазного течения в порах. Другими словами, смещается диапазон и/или интенсивность четочного режима течения.

При этом обращает на себя внимание то, что для части параметров имеют место одинаковые тенденции в изменении параметров как для терригенных, так и для карбонатных образцов, а для другой части параметров логика их изменения различна и для образцов одинакового литологического типа. Объяснение данного факта кроется в том, что полученные результаты лабораторных исследований, на которые адаптировались математические модели, не имеют выраженных и одинаковых тенденций. Вообще говоря, такая ситуация не является чем-то уникальным: известно, что по лабораторным данным для многофазной и даже однофазной фильтрации, как правило, не удается, особенно на малом количестве данных, получать однозначные зависимости между различными свойствами. Поскольку

Таблица 2

Параметры зависимостей
для гидродинамических моделей
ядра при разных давлениях обжима

Table 2

Equation parameters for core
hydrodynamic models at different
confining pressures

Параметр	1Т		2Т		1К		2К	
	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа
$S \cdot 10^{-3},$ M^{-1}	12,15		12,15		34,7		34,7	
C	60,064	65,24	85,793	93,97	2,952	2,979	13,0889	14,3
D	4,00E + 07		4,00E + 07		129		100	
n	1,00E – 02		1,00E – 02		1		2,84	
l	9,05	9,7	10,431	9,93	4,929	8,67	7,067	11,2
A_{owc}	0,0493	0,0595	0,078	0,0758	0,077	0,146	0,17499	0,19
B_{owc}	0,837		0,837		0,837		0,837	
A_{row}	0,13964	0,161	0,19698	0,1425	0,13115	0,1425	0,14649	0,1425
B_{row}	0,2		0,2		0,2		0,2	
$A_{rw} \cdot 10^{-5}$	7,8	1	3	1	3,3	1	7	1
B_{rw}	0,00535		0,00435		0,122		0,13	
Lo	1,8	1,2	1,5	1	0,3	1,5	0,2	1,2
EO	4	25	10	100	45	27	20	17
To	1,8	1,34	1,8	1,5	1,7	1,9	2,3	2,85
Lw	2	1	0,5	0,4	2,3	2	2,2	1,9
Ew	2,2	1,3	17	10	1,4		1,4	
Tw	0,7	0,9	1,4	1,6	1		1,3	

математическая модель строится на различных закономерностях, задаваемых формулами (1-7), несоответствие в логике изменения некоторых свойств и приводит к наблюдаемой особенности в поведении параметров математических моделей.

Заключение

Обработка результатов физического моделирования двухфазной фильтрации в опытах на относительные фазовые проницаемости позволяет говорить о том, что изменение горного давления по-разному влияет на характер течения в терригенных и карбонатных породах. Для терригенных образцов имеет место уменьшение подвижности жидкости при увеличении горного давления. Такое

поведение можно объяснить усилением режима четочного течения вследствие изменения структуры пустотного пространства. Для карбонатных образцов имеет место смещение области двухфазной фильтрации в сторону увеличения водонасыщенности при увеличении горного давления за счет увеличения связанной водонасыщенности по причине увеличения капиллярно-удерживаемой воды при деформации породы.

Математическое моделирование показало, что для рассмотренных четырех моделей терригенного и карбонатного керна не наблюдается однозначных тенденций в изменении параметров математических моделей при разных давлениях обжима. Это является следствием отсутствия в данных, на которые адаптировались математические модели, выраженных и одинаковых тенденций. То, что часть параметров моделей при разных давлениях обжима не изменяются, а другая часть параметров изменяется, причем в разных направлениях, может свидетельствовать о значительных изменениях в структуре пустотного пространства образцов горной породы.

Таким образом, выявленные особенности физического и математического моделирования многофазной фильтрации в кернах при разных давлениях обжима как единого комплекса исследований показали, что различие в ОФП при разных горных давлениях связано с изменением структуры пустотного пространства горной породы и обусловленным этим изменением характера течения в порах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байков В. А. Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора / В. А. Байков, С. И. Коновалова, С. П. Михайлов // Территория «Нефтегаз». 2018. № 11. С. 37.
2. Иванов В. А. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В. А. Иванов, В. Г. Храмова, Д. О. Дияров. М.: Недра, 1974. С. 57.
3. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. С. 112.
4. Степанов С. В. Цифровой анализ керна: проблемы и перспективы / С. В. Степанов, Д. П. Патраков, В. В. Васильев, А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 18-22. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-18-22
5. Adenutsi C. D. Influence of net confining stress on NMR T2 distribution and two-phase relative permeability / C. D. Adenutsi, Z. Li, Z. Xu, L. Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. Pp. 766-777. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.083
6. Al-Quraisji A. Pore pressure versus confining pressure and their effect on oil-water relative permeability curves / A. Al-Quraisji, M. Khairy // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005. Vol. 48. Pp. 120-126. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.04.006
7. Jenei B. Numerical Modelling and Automated History Matching in SCAL for Improved Data Quality: Master thesis / B. Jenei. Leoben: University of Leoben, 2017.

8. Lian P. Q. The characteristics of relative permeability curves in naturally fractured carbonate reservoirs / P. Q. Lian, L. S. Cheng, C. Y. Ma // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012. Vol. 51. No. 2. Pp. 137-142. DOI: 10.2118/154814-PA
9. Lomeland F. A new versatile relative permeability correlation / F. Lomeland, E. Ebeltoft, W. H. Thomas // *International Symposium of the Society of Core Analysis (Toronto, Canada, August 2005)*. 2005. Paper No. SCA2005-32.
10. Mostaghimi P. *Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images: Ph. D. diss.* / P. Mostaghimi. London: Imperial College London, 2012. P. 84.
11. Shandrygin A. N. Digital core analysis for flow process evaluation is myth or reality? / A. N. Shandrygin // Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Technical Conference and Exhibition (Moscow, Russia, October 2014). 2014. Paper No. SPE-171216-MS. DOI: 10.2118/171216-MS

Mikhail A. ZAGOROVSKIY¹

Sergei V. STEPANOV²

Yan I. GILMANOV³

Alexei A. ZAGOROVSKIY⁴

Alexei I. ZAITSEV⁵

UDC 532.546.3

**FEATURES OF PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODELING
OF OIL AND WATER FILTRATION
AT DIFFERENT CRIMPING PRESSURES**

¹ Master Student, Department of Fundamental Mathematics and Mechanics,
University of Tyumen; Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen; Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center
svstepanov@tnc.rosneft.ru

³ Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center
yigilmanov@tnc.rosneft.ru

⁴ Laboratory Head, Tyumen Petroleum Research Center
aazagorovskiy@tnc.rosneft.ru

⁵ Lead Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
aizaitsev2@tnc.rosneft.ru

Abstract

The article discusses the features and results of physical and mathematical modeling of filtration experiments on terrigenous and carbonate rock core samples at different crimping pressures. Such studies are necessary to understand the effect of rock pressure on the reservoir properties and relative phase permeability (RP) of reservoir rocks, including from the standpoint of

Citation: Zagorovskiy M. A., Stepanov S. V., Gilmanov Ya. I., Zagorovskiy A. A., Zaitsev A. I. 2021. "Features of physical and mathematical modeling of oil and water filtration at different crimping pressures". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 93-110.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

the Digital Core technology, since core tomography is usually performed under atmospheric conditions and data on rock properties are required for reservoir conditions.

The article discusses the features and results of physical and mathematical modeling of filtration experiments on terrigenous and carbonate rock core samples at different crimping pressures. Such studies are necessary to understand the effect of rock pressure on the reservoir properties and relative phase permeability (RP) of reservoir rocks, including from the standpoint of the Digital Core technology, since core tomography is usually performed under atmospheric conditions and data on rock properties are required for reservoir conditions.

The laboratory study of the relative permeability was carried out on composite core models by the method of stationary filtration at crimping pressures of 10 and 20 MPa. Mathematical modeling of filtration experiments was performed in the Eclipse simulator. The distribution of porosity in the hydrodynamic models of the core was set based on data from computed tomography of the core. The distribution of other rock properties (permeability, residual saturations, RPP values at residual saturations) was calculated using generalized dependencies.

It is shown that for terrigenous and carbonate rocks, an increase in pressure leads to different behavior of the RPP functions and fluid mobility. The results of laboratory studies are interpreted from the point of view of processes at the micro level, based on the formation of the nature of the flow and the associated water saturation during deformation of the void space. It is also shown that filtration experiments on core at different rock pressures can be simulated on a hydrodynamic simulator, but at the same time, the study of patterns in the change in model parameters with a change in pressure depends on the presence of patterns in the behavior of rock properties based on the results of physical modeling.

Keywords

Relative phase permeability, rock pressure, core, physical modeling, mathematical modeling.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

REFERENCES

1. Baikov V. A., Konovalova S. I., Mikhailov S. P. 2021. "Petrophysical modeling of complexly constructed terrigenous reservoir". Territory "Oil and Gas", no. 11, p. 37. [In Russian]
2. Ivanov V. A., Khramova V. G., Diyarov D. O. 1974. Structure of the pore space of oil and gas reservoirs". Moscow: Nedra. 57 p. [In Russian]
3. Practical guide to creating hydrodynamic models. 2012. Moscow-Ijevsk: Institute of computer researches. P. 112. [In Russian]
4. Stepanov S. V., Patrakov D. V., Vasiliev V. V., Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2018. "Digital core analysis: problems and perspectives". Oil Industry, no. 2, pp. 18-22. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-18-22 [In Russian]
5. Adenutsi C. D., Li Z., Xu Z., Sun L. 2019. "Influence of net confining stress on NMR T2 distribution and two-phase relative permeability". Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 178, pp. 766-777. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.083

6. Al-Quraisji A., Khairy M. 2005. "Pore pressure versus confining pressure and their effect on oil-water relative permeability curves". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 48, pp. 120-126. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.04.006
7. Jenei B. 2017. Numerical modelling and automated history matching in SCAL for improved data quality: Master thesis. Leoben: University of Leoben.
8. Lian P. Q., Cheng L. S., Ma C. Y. 2012. "The Characteristics of Relative Permeability Curves in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 51, no. 2, pp. 137-142. DOI: 10.2118/154814-PA
9. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. 2005. "A new versatile relative permeability correlation". *International Symposium of the Society of Core Analysis, Toronto, Canada*. Paper Number: SCA2005-32.
10. Mostaghimi P. 2012. Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images: Ph. D. diss. London: Imperial College London. P. 84. DOI: 10.2118/171216-MS
11. Shandrygin A. N. 2014. "Digital Core Analysis for Flow Process Evaluation is Myth or Reality?". Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. Paper Number: SPE-171216-MS.

Денис Сергеевич КЛЮЕВ¹
Наталья Анатольевна ИВАНОВА²

УДК 532.23

О КОЛЕБАТЕЛЬНОЙ НЕУСТОЙЧИВОСТИ В СИСТЕМЕ ДВУХ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ЛОКАЛЬНОМ НАГРЕВЕ МЕЖФАЗНОЙ ГРАНИЦЫ

¹ младший научный сотрудник,
научно-исследовательская лаборатория
фотоники и микрофлюидики, X-BIO,
Тюменский государственный университет
d.s.klyuev@utmn.ru; ORCID: 0000-0001-7018-2290

² кандидат физико-математических наук, доцент,
профессор кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт;
заведующий научно-исследовательской лабораторией
фотоники и микрофлюидики, X-BIO,
Тюменский государственный университет
n.ivanova@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-4121-8765

Аннотация

Современные методы управления формой межфазных поверхностей смешиваемых и несмешиваемых жидкостей, а также основанные на них технологии адаптивной жидкостной оптики, или так называемой оптики свободной формы, требуют глубокого понимания процессов тепло- и массопереноса, протекающих на границе раздела. Эти процессы оказывают значительное влияние на форму поверхности и скорость ее перехода в устойчивое состояние, что является определяющим критерием для аккомодации оптических характеристик жидкостной оптики. Целью данной работы является исследование основных режимов термокапиллярной конвекции в горизонтальной

Цитирование: Клюев Д. С. О колебательной неустойчивости в системе двух несмешиваемых жидкостей при локальном нагреве межфазной границы / Д. С. Клюев, Н. А. Иванова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 111-123.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-111-123

системе двух несмешивающихся жидкостей. Причиной возникновения тепломассопереноса в изучаемой системе являлся локальный нагрев межфазной границы с помощью лазерного излучения. Методика получения информации об изменении кривизны поверхности слоя как о показателе гидродинамической устойчивости системы основана на измерении диаметра интерференционной картины, сформированной на удаленном экране отраженным от деформированной поверхности жидкости лазерным пучком. С помощью этого метода обнаружено, что для одной из рассматриваемых систем (бензиловый спирт — полиметилсилоксан) характерно возникновение гидродинамической неустойчивости колебательного характера, проявляющейся в изменении формы как межфазной границы между двумя жидкостями, так и свободной границы. Показаны отличительные особенности эволюции обнаруженной неустойчивости, выдвинуто предположение о влиянии микропузырьковых скоплений, выявленных методом оптической микроскопии, в качестве причины возникновения и затухания колебаний. Предполагается, что перемещение пузырьковых скоплений посредством термокапиллярных течений и капиллярного дрейфа способствует формированию локального перепада межфазного натяжения, приводящего к дестабилизации устойчивой деформации слоя и переходу системы в режим колебательной неустойчивости. Установлены времена затухания и периоды колебаний в зависимости от толщины верхнего слоя.

Ключевые слова

Термокапиллярные течения, конвекция, двухслойная система, нагрев лазером, газовые пузырьки, межфазная граница, деформация поверхности жидкости.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-111-123

Введение

Термокапиллярная (ТК) конвективная неустойчивость в двухслойных системах имеет большое значение в естественных процессах и производственных приложениях [15]. Большинство работ посвящено исследованию межфазной неустойчивости, возникающей в двухслойных жидкостных системах, ограниченных двумя жесткими стенками, где осуществляется нагрев нижней или верхней стенки [12, 15] либо непосредственно межфазной границы [6]. В зависимости от направления градиента температуры могут возникать различные типы неустойчивости в системе «жидкость — жидкость», вызванные конкуренцией между термогравитационным и термокапиллярным механизмами.

Системы «жидкость — жидкость» при наличии свободной поверхности верхнего слоя были исследованы в рамках решения проблемы инкапсуляции расплавов полупроводниковых материалов в условиях пониженной гравитации [9]. В работе [14] такую конфигурацию исследовали в качестве прототипа чувствительного преобразователя ИК излучения в видимое изображение. В этом случае деформацию верхнего слоя индуцировали нагревом границы «жидкость — жидкость» пространственно-модулированным инфракрасным лазерным пучком.

Натурное исследование формы свободной поверхности жидкостных систем является критически необходимым для корректного определения фокальных свойств адаптивных оптических элементов [11]. Бесконтактная диагностика поверхности жидкостей позволяет практически мгновенно получать информацию о множестве параметров жидкости, таких как вязкость [1], температуропроводность [5], коэффициент преломления [8], а также следить за динамикой поверхностных волн. Последнее, в свою очередь, дает возможность качественно анализировать стационарные и переходные процессы массопереноса в слое жидкости [3].

В настоящей работе с помощью метода фототермокапиллярного (ФТК) отклика [7] была исследована система, состоящая из двух тонких слоев несмешивающихся жидкостей, расположенных на твердой горизонтальной подложке (рис. 1), при нагреве их межфазной границы пучком лазера. Обнаружен и описан новый вид затухающей колебательной неустойчивости свободной и межфазной границ при непрерывном тепловом воздействии пучком лазера. Дана классификация режимов термокапиллярной конвекции, имеющих место в исследуемой системе, и определены критерии их возникновения.

Методика эксперимента

На рис. 1 представлена двухслойная система (L_1 — нижний слой, L_2 — верхний слой), находящаяся в чашке Петри диаметром 60 мм. Толщина L_1 составляла 2 мм, а толщина L_2 варьировалась в диапазоне от 0,3 до 1 мм. Жидкость L_1 была окрашена бриллиантовым зеленым для обеспечения поглощения излучения He-Ne лазера (17 мВт, 632,8 нм), а L_2 оставалась прозрачной. При поглощении излучения слоем L_1 температура на межфазной границе L_1 — L_2 возрастает, и после некоторой задержки $\tau_d = h_{L_2}^2 / 4\kappa_{L_2}$, происходящей вследствие диффузии тепла через слой L_2 , температура на свободной поверхности L_2

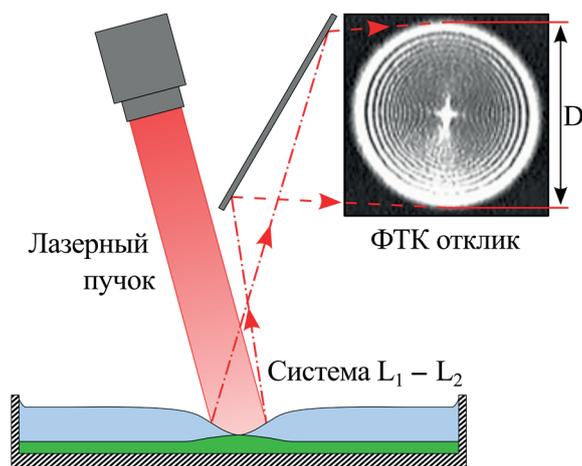


Рис. 1. Общая схема эксперимента

Fig. 1. Scheme of the experiment

локально увеличивается. Здесь h_{L_2} и κ_{L_2} являются толщиной и температуропроводностью слоя L_2 соответственно. Локальный нагрев способствует возникновению градиента поверхностного и межфазного натяжений вдоль границ L_2 и $L_1 - L_2$, приводящих к ТК деформации этих границ. Лазерный пучок, частично отраженный от деформированной поверхности жидкости, интерферируя, образует на удаленном экране систему концентрических колец, называемую фототермокапиллярным откликом (рис. 1). Диаметр (D) ФТК отклика меняется в зависимости от размера (максимального угла наклона поверхности) ТК углубления. В дальнейшем эволюцию диаметра ФТК отклика с течением времени измеряли для получения количественной информации о процессах в изучаемых системах. В исследованиях были использованы комбинации жидкостей, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Комбинации жидкостей

Table 1

Combination of liquids

L_1 (20 °C)	Межфазное натяжение $\gamma_{1,2}$	L_2 (20 °C)
Глицерин (60 мН/м, 1 300 сСт)	23,3 мН/м	Полиметилсилоксан (ПМС) 20 сСт
Этиленгликоль (48 мН/м, 20 сСт)	15,2 мН/м	ПМС 20 сСт
Бензиловый спирт (37 мН/м, 5,8 сСт)	~5 мН/м	ПМС 5 сСт, 19 мН/м ПМС 10 сСт, 19,6 мН/м ПМС 20 сСт, 20 мН/м

Поверхностное и межфазное натяжения выбранных комбинаций жидкостей измеряли методом пластины Вильгельми с помощью тензиометра DCA15 (DataPhysics, Германия) и методом висящей капли с помощью гониометра OCA 25 (DataPhysics, Германия) при $T = 20$ °C.

Результаты и обсуждение

В ходе экспериментов были установлены три режима протекания ТК конвекции в системе типа $L_1 - L_2$:

- I. Состояние устойчивого *термокапиллярного псевдоразрыва* слоя L_2 . При непрерывном облучении межфазной границы пучком лазера происходит вырождение увеличивающейся в диаметре интерференционной картины (ФТК отклика) в рассеянное световое пятно, что соответствует отражению лазерного луча либо от плоского слоя, либо от искривленного, с большим радиусом кривизны ($R_{кр.}$) деформации (рис. 2а). Понятие псевдоразрыва [13] введено по той причине, что ПМС полностью смачивает все три жидкости, и, как результат, на поверхности L_1 всегда присутствует тонкая смачивающая пленка.

- II. Состояние устойчивой *термокапиллярной деформации* — диаметр ФТК отклика увеличивается в процессе непрерывного нагрева межфазной границы до достижения некоторого постоянного значения D_{const} (рис. 2b), соответствующего стационарному профилю деформации свободной поверхности.
- III. Переходный режим — *затухающие колебания* диаметра ФТК отклика (рис. 2c). В этом случае ТК псевдоразрыв слоя L_2 и его последующее восстановление повторяются периодически с постепенно затухающей амплитудой до тех пор, пока слой L_2 не станет плоским либо обладающим достаточно малым стационарным углублением (если сравнивать величину D между временами $t = 0$ и $t = 270$ с, рис. 2c).

Обнаружено, что для пар жидкостей «глицерин — ПМС» и «этиленгликоль — ПМС» имеет место существование только первого (I) или второго (II) режимов в зависимости от толщины L_2 . Такое поведение подобно тому, которое происходит в случае лазерно-индуцированной ТК конвекции в однослойной системе на твердой подложке. Это сходство позволяет заключить, что L_1 может выступать в качестве жесткого основания. Однако в случае пары «глицерин — ПМС» в области пятна лазерного пучка была обнаружена выпуклая деформация L_1 (рис. 3), что говорит о наличии вихревых течений в L_1 .

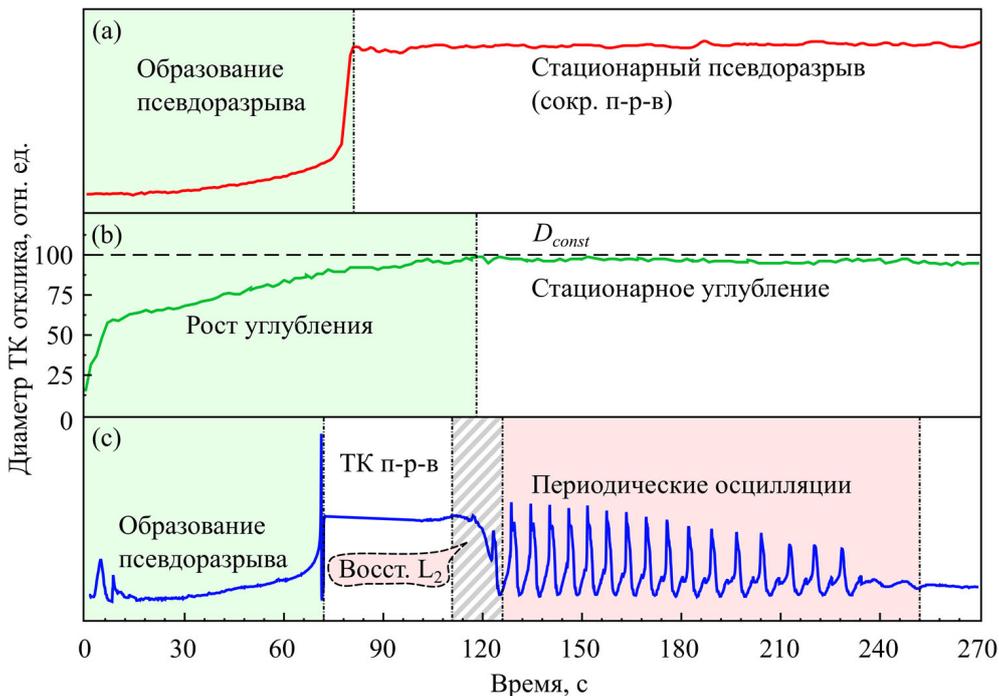


Рис. 2. Зависимость диаметра ФТК отклика от времени: режим ТК псевдоразрыва (a), режим ТК углубления (b), режим затухающих колебаний (c)

Fig. 2. The diameter of the PTC signal vs. time: the thermocapillary pseudo-rupture mode (a), the steady-state depression mode (b), the decaying oscillations mode (c)

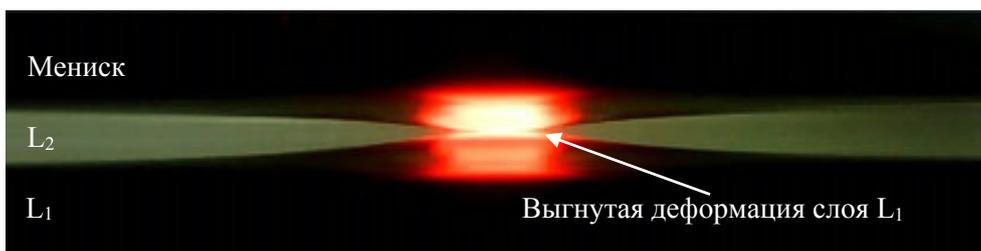


Рис. 3. Профиль ТК псевдоразрыва в системе «глицерин — ПМС»

Fig. 3. A side-view image of the TC pseudo-rupture in the “glycerol — PDMS” system

В системе бензиловый «спирт — ПМС» наблюдалось наличие всех трех режимов ТК неустойчивости в зависимости от отношения толщин $\varepsilon = h_{L_2}/h_{L_1}$: (I) ТК псевдоразрыв L_2 наблюдается при $\varepsilon < 0,2$; (II) стационарное ТК углубление слоя L_2 имеет место при $\varepsilon > 0,4$, а режим (III) затухающих колебаний диаметра ФТК отклика возникает при значениях ε , находящихся в диапазоне от 0,2 до 0,4.

Установлено, что уменьшение толщины L_2 ведет к увеличению общего времени колебаний (t_{osc}) и к уменьшению амплитуды ФТК отклика и периода осцилляций. Например, при изменении ε с 0,2 до 0,4 значение t_{osc} возрастает с 200 до примерно 400 с, а период колебаний уменьшается с 7 до 3 с. Между тем вязкость слоя L_2 влияет только на время образования псевдоразрыва.

С помощью ИК камеры выявлено, что в центре падения лазерного пучка в момент ТК псевдоразрыва происходит всплеск температуры с 35 °С до примерно 50 °С продолжительностью вплоть до начала затекания слоя L_2 (рис. 4). После полного затухания колебаний поверхность слоя L_2 приходит в состояние равновесия, а температура на поверхности слоя L_2 стабилизируется. Прекращение лазерной накачки приводит к выравниванию температуры вдоль межфазной границы и исчезновению деформации поверхности L_2 , соответственно, $D \rightarrow D(t = 0)$.

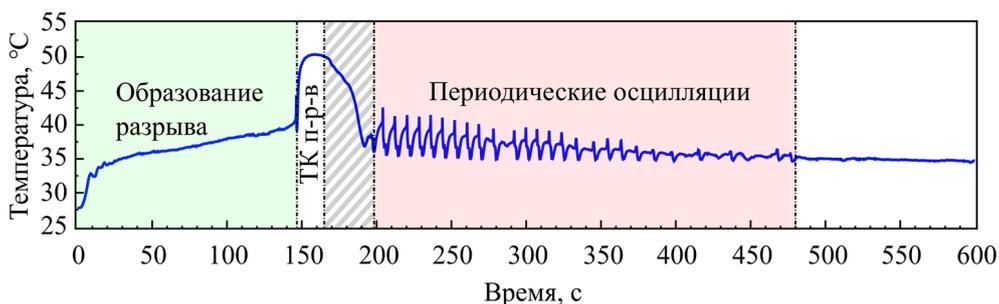


Рис. 4. Динамика температуры в центре падения лазерного пучка

Fig. 4. Temperature evolution in the center of laser beam incidence

Было замечено, что после полного затухания колебаний ($D \rightarrow const$), в центре плоскости слоя L_2 образуется пятно молочного оттенка (рис. 5a), площадь которого увеличивается с течением времени. Исследование с помощью микроскопа позволило установить, что данное пятно является скоплением микропузырей, характерный размер которых составляет 30–40 мкм (рис. 5b).

Переход системы в состояние колебательной неустойчивости предположительно происходит вследствие появления микропузырьков газа в слое L_2 , которые после формирования ТК псевдоразрыва (рис. 6a, нижний) накапливаются в зоне *стагнации* — в области вблизи границы псевдоразрыва (рис. 6b), где магнитуда скорости ТК течения наименьшая. В результате коалесценции микропузырьков формируются крупные газовые скопления, которые «срывают» линию псевдоразрыва (рис. 6a, верхний; рис. 6c), приводя к затеканию ТК углубления в слое L_2 .

Более наглядно этот процесс можно описать следующим образом. Известно, что большинство чистых жидкостей, находящихся в комнатных условиях, содержат в себе растворенный газ. При повышении температуры в системе зарождение газовых пузырьков будет происходить на межфазной границе $L_1 - L_2$ (в зоне раздела двух жидкостей) вследствие большего значения суммы давлений насыщенных паров жидкостей, чем их собственные показатели [16].

Из-за малой вязкости слоя L_1 и того, что средний объем присутствующих в слое газовых пузырьков примерно на 20 порядков больше минимального значения, необходимого для преодоления ими межфазной границы системы [10], большая часть микропузырей будет находиться в слое L_2 вблизи границы $L_1 - L_2$ и увлекаться придонными течениями L_2 , направленными в зону псевдоразрыва (рис. 6d, пунктирный отрезок DC). Часть микропузырьков, оставшаяся на межфазной границе, также будет увлекаться к границе псевдоразрыва, но уже за счет *капиллярного дрейфа* [2]. Коалесценция пузырьков в области стагнации приводит к образованию крупных газовых глобул, сидящих на межфазной границе $L_1 - L_2$ (рис. 6d, отрезок CB). Так как эти глобулы находятся вблизи области максимального нагрева, растущий градиент поверхностного натяжения

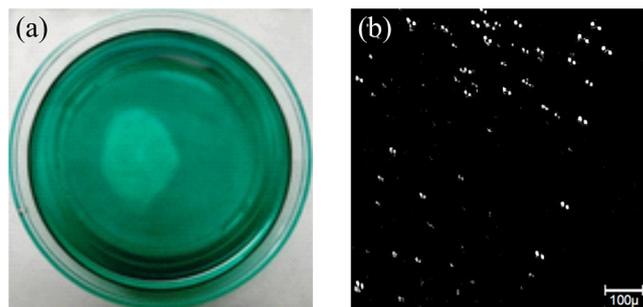


Рис. 5. Фотография «молочного» скопления в слое L_2 (вид сверху) (a), снимок микропузырей (b)

Fig. 5. The photo of the “fuzzy” formation in the L_2 layer (top view) (a), an image of microbubbles (b)

между точками границы пузырька В и С (рис. 6d) способствует продвижению глобул в область максимальной температуры (рис. 6d, зона ТК псевдоразрыва, точка А). При этом, т. к. пузыри сидят на границе $L_1 - L_2$, они образуют со слоями L_1 и L_2 (рис. 6d, черно-белый пунктир снизу и сплошная линия сверху между В и С соответственно) границу раздела «жидкость — газ», т. е. две поверхности со значительно повышенным, по сравнению с $\gamma_{1,2}$, поверхностным натяжением γ (таблица 1).

Таким образом, после образования ТК псевдоразрыва запускаются несколько одновременных процессов:

- 1) ТК конвекция жидкости в слое L_2 ;
- 2) ТК конвекция в слое L_1 под областью ТК псевдоразрыва;
- 3) гравитационное и капиллярное, вследствие кривизны поверхности, затекание слоя L_1 ;
- 4) капиллярный дрейф микропузырей в зону стагнации с периферии вдоль границы $L_1 - L_2$, приводящий к образованию области с высоким поверхностным натяжением.

Первые три процесса приводят к стационаризации ТК псевдоразрыва в своих конечных размерах, как, например, в работе [4]. Последний, наоборот, способствует дестабилизации границы псевдоразрыва (рис. 6а, сверху; рис. 6d), т. е. постепенному расклиниванию пленки ПМС из-за «наползающей» газовой

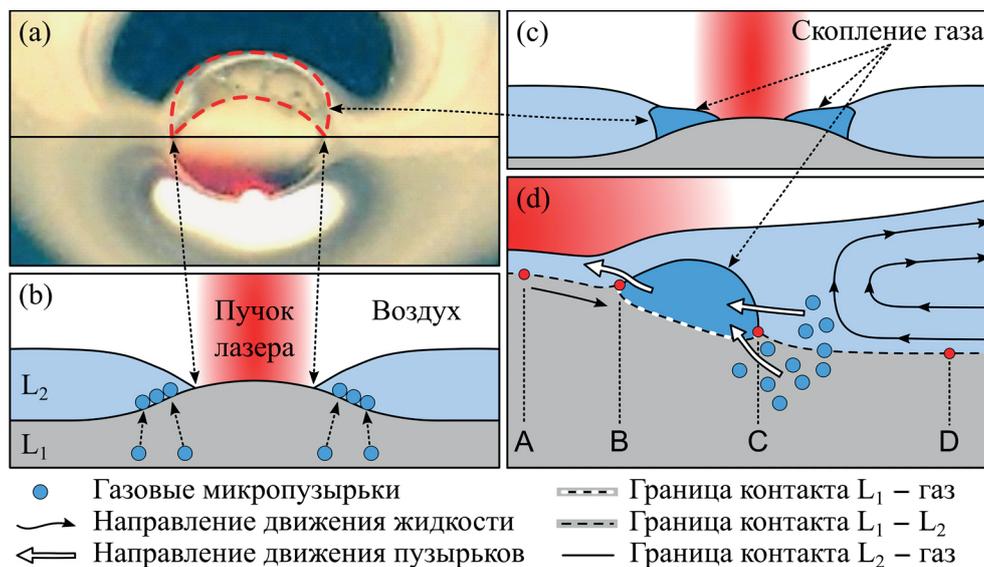


Рис. 6. Фотография ТК псевдоразрыва (а): процесс затекания слоя (сверху), стационарный псевдоразрыв (снизу); схема перехода системы из режима (I) в (III) (b-d)

Fig. 6. The photo of the TC pseudo-rupture (a): the layer filling process (top), the stationary pseudo-rupture (bottom); the scheme of the system transition from mode (I) to (III) (b-d)

глобулы в область максимума температуры. Как следствие, происходит отрыв пленки смачивания в зоне ТК псевдоразрыва и образование ТК углубления, но, в отличие от режима (II), с имеющейся под деформированной поверхностью верхнего слоя газовой прослойкой. Последнее состояние, как мы предполагаем, и является неким «спусковым механизмом» для перехода системы в режим колебательной неустойчивости. Газовая прослойка и дрейфующие к зоне нагрева микропузырьки рассеивают излучение лазерного пучка, уменьшая поглощение его нижним слоем, что ведет к ослабеванию ТК потоков в жидкости и переходу системы в режим (II). После отключения лазера накачки можно видеть, что пятно молочного оттенка имеет два максимума интенсивности: на оси падения пучка и на границе скопления — в зоне, где примерно располагалась область стагнации (рис. 5а).

Заключение

Методом ФТК отклика исследована ТК конвекция в двухслойных системах с открытой границей верхнего слоя в зависимости от его толщины. Установлено существование трех режимов ТК конвекции в этих системах:

- I. Состояние устойчивого *термокапиллярного псевдоразрыва* слоя L_2 ;
- II. Состояние устойчивой *термокапиллярной деформации* слоя L_2 ;
- III. Переходный режим — *затухающие колебания* диаметра ФТК отклика.

Предполагается, что переходный режим (III) вызван образованием зон повышенного межфазного натяжения за счет коалесценции микропузырьков, дрейфующих к центру нагрева, и увеличения площади контакта газовой и жидкой сред на границе раздела L_1 — L_2 , приводящей к исчезновению границы псевдоразрыва. Рост числа микропузырей в области воздействия лазерного пучка на межфазную границу ведет к уменьшению доли поглощаемой нижним слоем энергии за счет рассеяния излучения и, как следствие, к затуханию ТК течений в системе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бесконтактный способ измерения вязкости: патент 2201587 РФ / Б. А. Безуглый, А. А. Федорец. № 2001106544/28; заявл. 11.03.2001; опубл. 27.03.2003. Бюл. № 9.
2. Братухин Ю. К. Термокапиллярный дрейф капельки вязкой жидкости / Ю. К. Братухин // Известия Академии наук СССР. Механика жидкости и газа. 1975. № 5. С. 156-161.
3. Мизёв А. И. Экспериментальное исследование термокапиллярной конвекции, индуцированной локальной температурной неоднородностью вблизи поверхности жидкости. 1. Твердотельный источник тепла / А. И. Мизёв // Прикладная механика и техническая физика. 2004. Том 45. № 4. С. 36-49.
4. Bekezhanova V. B. Thermocapillary deformations of a two-layer system of liquids under laser beam heating / V. B. Bekezhanova, V. M. Fliagin, O. N. Goncharova, N. A. Ivanova, D. S. Klyuev // International Journal of Multiphase Flow. 2020. Vol. 132. Pp. 103429. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2020.103429

5. Bezuglyĭ B. A. Effect of delay of the thermocapillary response of a transparent liquid layer during laser heating of the absorbing substrate / B. A. Bezuglyĭ, S. I. Chemodanov // *Technical Physics*. 2005. Vol. 50. No. 9. Pp. 1243-1245. DOI: 10.1134/1.2051472
6. Chraïbi H. Thermocapillary flows and interface deformations produced by localized laser heating in confined environment / H. Chraïbi, J-P. Delville // *Physics of Fluids*. 2012. Vol. 24. Pp. 032102. DOI: 10.1063/1.3690160
7. Da Costa G. Self-holograms of laser-induced surface depressions in heavy hydrocarbons / G. Da Costa, J. Calatroni // *Applied Optics*. 1978. Vol. 17. No. 15. Pp. 2381-2385. DOI: 10.1364/AO.17.002381
8. Da Costa G. Time evolution of the caustics of a laser heated liquid film / G. Da Costa, R. Escalona // *Applied Optics*. 1990. Vol. 29. No. 7. Pp. 1023-1033. DOI: 10.1364/AO.29.001023
9. Doi T. Thermocapillary convection in two immiscible liquid layers with free surface / T. Doi, J. N. Koster // *Physics of Fluids A: Fluid Dynamics*. 1993. Vol. 5. Iss. 8. Pp. 1914-1927. DOI: 10.1063/1.858817
10. Edrisi A. A novel experimental procedure to measure interfacial tension based on dynamic behavior of rising bubble through interface of two immiscible liquids / A. Edrisi, M. Dadvar, B. Dabir // *Chemical Engineering Science*. 2021. Vol. 231. Pp. 116255. DOI: 10.1016/j.ces.2020.116255
11. Ivanova N. Biomimetic optics: liquid-based optical elements imitating the eye functionality / N. Ivanova // *Philosophical Transactions of the Royal Society A*. 2020. Vol. 378. Iss. 2167. Pp. 20190442. DOI: 10.1098/rsta.2019.0442
12. Juel A. Surface tension-driven convection patterns in two liquid layers / A. Juel, J. M. Burgess, W. D. McCormick, J. B. Swift, H. L. Swinney // *Physica D*. 2000. Vol. 143. Pp. 169-186.
13. Klyuev D. S. Thermocapillary deformation induced by a laser heating of thin liquid layers: Physical and numerical experiments / D. S. Klyuev, V. M. Fliagin, S. V. Semenov, N. A. Ivanova // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2021. Vol. 172. Pp. 121020. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2021.121020
14. Loulergue J. C. Interface deflections induced by the Marangoni effect: an application to infrared visible image conversion / J. C. Loulergue, P. Manneville, Y. Pomeau // *Journal of Physics D: Applied Physics*. 1981. Vol. 14. Pp. 1967-1977.
15. Nepomnyashchy A. *Interfacial Convection in Multilayer Systems* / A. Nepomnyashchy, I. Simanovskii. J. C. Legros: Springer Science, 2012. 513 p.
16. Randall M. The boiling point composition diagram of immiscible and partially miscible liquid systems / M. Randall, W. Avila // *Journal of Chemical Education*. 1940. Vol. 17. Iss. 11. Pp. 536-537.

Denis S. KLYUEV¹
Natalia A. IVANOVA²

UDC 532.23

**ON OSCILLATORY INSTABILITY
IN A SYSTEM OF TWO IMMISCIBLE LIQUIDS
UPON LOCAL HEATING OF THE INTERFACE**

¹ Junior Researcher,
Photonics and Microfluidics Research Laboratory,
X-BIO Institute, University of Tyumen
d.s.klyuev@utmn.ru; ORCID: 0000-0001-7018-2290

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Professor of the Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology;
Head of Photonics and Microfluidics Research Laboratory,
X-BIO Institute, University of Tyumen
n.ivanova@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-4121-8765

Abstract

Modern methods of controlling the shape of interfacial surfaces of miscible and immiscible liquids, as well as technologies based on them, adaptive liquid optics, or the so-called free-form optics, require a deep understanding of the processes of heat and mass transfer occurring at the interface. These processes have a significant effect on the shape of the surface and the rate of its transition to a stable state, which is the determining criterion for accommodating the optical characteristics of liquid-layer optics. The aim of this work is to study the main modes of thermocapillary convection in a horizontal system of two immiscible liquids. The reason for the occurrence of heat and mass transfer in the system under study was the local heating of the interface with the help of laser radiation. The technique for obtaining information about the change in the curvature of the layer surface as an indicator of the hydrodynamic stability of the system is based on measuring the diameter of the interference pattern formed on a remote

Citation: Klyuev D. S., Ivanova N. A. 2021. "On oscillatory instability in a system of two immiscible liquids upon local heating of the interface". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 111-123.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-111-123

screen by a laser beam reflected from the deformed surface of the liquid. Using this method, it was found that one of the systems under consideration (benzyl alcohol — polymethylsiloxane) is characterized by the appearance of hydrodynamic instability of an oscillatory nature, which manifests itself in a change in the shape of both the interface between the two liquids and the free boundary. The distinctive features of the evolution of the detected instability are shown, and an assumption is made about the influence of microbubble clusters, revealed by the method of optical microscopy, as the cause of the onset and damping of oscillations. It is assumed that the movement of bubble clusters by means of thermocapillary flows and capillary drift contributes to the formation of a local difference in interfacial tension, leading to destabilization of the stable deformation of the layer and the transition of the system to a mode of oscillatory instability. The decay times and periods of oscillations are determined depending on the thickness of the upper layer.

Keywords

Thermocapillary flows, convection, two-layer system, laser heating, gas bubbles, interface, deformation of the liquid surface.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-111-123

REFERENCES

1. Bezuglyĭ B. A., Fedorets A. A. 2003. Non-contact viscosity measurement method. No. 2001106544/28; declared 11 March 2001; published on 27 March 2003. Bulletin no. 9. [In Russian]
2. Bratukhin Y. K. 1975. "Thermocapillary drift of a viscous liquid droplet". Bulletin of the USSR Academy of Sciences. Mechanics of liquid and gas, no. 5, pp. 156-161. [In Russian]
3. Mizev A. I. 2004. "Experimental investigation of thermocapillary convection induced by a local temperature inhomogeneity near the liquid surface. 1. Solid source of heat". Journal of Applied Mechanics and Technical Physics, vol. 45, no. 4, pp. 36-49. [In Russian]
4. Bekezhanova V. B., Fliagin V. M., Goncharova O. N., Ivanova N. A., Klyuev D. S. 2020. "Thermocapillary deformations of a two-layer system of liquids under laser beam heating". International Journal of Multiphase Flow, vol. 132, pp. 103429. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2020.103429
5. Bezuglyĭ B. A., Chemodanov S. I. 2005. "Effect of delay of the thermocapillary response of a transparent liquid layer during laser heating of the absorbing substrate". Technical Physics, vol. 50, no. 9, pp. 1243-1245. DOI: 10.1134/1.2051472
6. Chraïbi H., Delville J.-P. 2012. "Thermocapillary flows and interface deformations produced by localized laser heating in confined environment". Physics of Fluids, vol. 24, pp. 032102. DOI: 10.1063/1.3690160
7. Da Costa G., Calatroni J. 1978. "Self-holograms of laser-induced surface depressions in heavy hydrocarbons". Applied Optics, vol. 17, no. 15, pp. 2381-2385. DOI: 10.1364/AO.17.002381

8. Da Costa G., Escalona R. 1990. "Time evolution of the caustics of a laser heated liquid film". *Applied Optics*, vol. 29, no. 7, pp. 1023-1033. DOI: 10.1364/AO.29.001023
9. Doi T., Koster J. N. 1993. "Thermocapillary convection in two immiscible liquid layers with free surface". *Physics of Fluids A: Fluid Dynamics*, vol. 5, issue 8, pp. 1914-1927. DOI: 10.1063/1.858817
10. Edrisi A., Dadvar M., Dabir B. 2021. "A novel experimental procedure to measure interfacial tension based on dynamic behavior of rising bubble through interface of two immiscible liquids". *Chemical Engineering Science*, vol. 231, pp. 116255. DOI: 10.1016/j.ces.2020.116255
11. Ivanova N. 2020. "Biomimetic optics: liquid-based optical elements imitating the eye functionality". *Philosophical Transactions of the Royal Society A.*, vol. 378, issue 2167, pp. 20190442. DOI: 10.1098/rsta.2019.0442
12. Juel A., Burgess J. M., McCormick W. D., Swift J. B., Swinney H. L. 2000. "Surface tension-driven convection patterns in two liquid layers". *Physica D.*, vol. 143, pp. 169-186.
13. Klyuev D. S., Fliagin V. M., Semenov S. V., Ivanova N. A. 2021. "Thermocapillary deformation induced by a laser heating of thin liquid layers: Physical and numerical experiments". *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 172, pp. 121020. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2021.121020
14. Louergue J. C., Manneville P., Pomeau Y. 1981. "Interface deflections induced by the Marangoni effect: an application to infrared visible image conversion". *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 14, pp. 1967-1977.
15. Nepomnyashchy A., Simanovskii I. 2012. *Interfacial Convection in Multilayer Systems*. J.C. Legros: Springer Science. Pp. 513.
16. Randall M., Avila W. 1940. "The boiling point composition diagram of immiscible and partially miscible liquid systems". *Journal of Chemical Education*, vol. 17, issue 11, pp. 536-537.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Антон Юрьевич ЮШКОВ¹
Дмитрий Николаевич ГЛУМОВ²
Булат Ростямович МАГИЗОВ³
Антон Алексеевич ШАХОВ⁴

УДК 622.276.1/4

МЕТОД ИТЕРАЦИОННОГО ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

¹ кандидат технических наук, доцент
кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный университет;
главный менеджер, Тюменский нефтяной научный центр
ayuushkov@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-6160-0689

² начальник управления геологии
и разработки новых и зарубежных активов,
Тюменский нефтяной научный центр
dnglumov@tnc.rosneft.ru

³ главный специалист управления геологии
и разработки месторождений востока ЯНАО,
Тюменский нефтяной научный центр
brmagizov@tnc.rosneft.ru

⁴ ведущий специалист управления геологии
и разработки новых и зарубежных активов,
Тюменский нефтяной научный центр
aashakhov@tnc.rosneft.ru

Цитирование: Юшков А. Ю. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения / А. Ю. Юшков, Д. Н. Глузов, Б. Р. Магизов, А. А. Шахов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 124-146.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

Аннотация

Трёхмерное гидродинамическое моделирование является стандартным инструментом для прогнозирования разработки месторождений углеводородов (УВ). Актуальность работы связана с необходимостью внедрения в инженерную практику быстрых и доступных оптимизационных алгоритмов, позволяющих сократить затраты машинного времени на обоснование лучших и эффективных решений по разработке. Авторами предложен новый экспресс-метод поиска оптимального варианта разработки залежей. Метод работает с дискретными наборами возможных вариаций искомых параметров разработки (например, число скважин, тип заканчивания, темп отбора запасов УВ и др.) и минимизирует количество запусков гидродинамического симулятора пласта на прогноз, необходимого для технико-экономической оценки различных комбинаций параметров и нахождения как локальной, так и глобальной оптимальной комбинации.

По сравнению с другими методами его преимуществом является простота и реализуемость в «ручном» режиме при небольшом числе варьируемых параметров, что может быть полезным для практических задач. Метод использует принцип итераций и апробирован на нескольких примерах, включающих результаты гидродинамического моделирования, проведено сравнение с известными алгоритмами оптимизации — в некоторых задачах метод позволяет найти оптимум быстрее. Например, в задаче поиска оптимального расположения горизонтальных стволов итерационный поиск оказался быстрее метода «рой частиц». С другой стороны, метод не позволяет надёжно определять оптимумы сложных целевых функций, имеющих несколько локальных оптимумов. Тестирование проведено на функциях Химмельблау и Розенброка: в первом случае найдены все пять локальных оптимумов, во втором случае — семь из двенадцати.

Ключевые слова

Месторождение, оптимизация, гидродинамическая модель, проектный технологический документ, оптимальный вариант разработки.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

Введение

Разработка месторождений углеводородного сырья является капиталоемким, долгосрочным и технически сложным процессом. Решения по разработке месторождений включают множество позиций, которые должны быть надёжно обоснованы в первую очередь с точки зрения их максимальной экономической

эффективности. В проектных технологических документах (ПТД) недропользователь должен представить на рассмотрение несколько вариантов разработки и доказать, что рекомендованный вариант имеет максимальную величину комплексного параметра эффективности, включающего как чистый дисконтированный доход недропользователя, так и дисконтированный доход государства [5]. В таблице 1 приводится возможный перечень параметров, варьированием которых могут быть сформированы различные варианты разработки в ПТД.

Таблица 1

Пример постановки задачи для обоснования оптимального варианта разработки газовой залежи в ПТД

Table 1

An example of a problem statement for substantiating the optimal option for the development of a gas reservoir in design technological documents

№	Основные параметры разработки	Известно	Необходимо обосновать
1	Объединение залежей в объекты разработки	Да	Нет
2	Очередность ввода объектов в разработку	Да	Нет
3	Плотность сетки скважин (количество скважин)	Нет	Да
4	Тип заканчивания скважин (длина горизонтального окончания, число ГРП и др.)	Да	Нет
5	Динамика ввода новых скважин	Нет	Да
6	Уровень добычи газа и конденсата (годовой отбор)	Нет	Да
7	Совокупный денежный доход по рекомендуемому варианту (недропользователь + государство)	Нет	Да (результат)
8	Рентабельные и технологические коэффициенты извлечения УВ по рекомендуемому варианту	Нет	Да (результат)

Финальному рассмотрению и согласованию рекомендуемого варианта разработки предшествует длительная подготовка основы для проектирования, включающая доизучение месторождения, анализ большого объема геолого-промысловой информации, создание или уточнение параметров геологической модели залежей. Геологическая модель, в свою очередь, является основой для создания и настройки трехмерной гидродинамической модели, которая используется для прогнозирования и экономической оценки различных вариантов дальнейшей разработки месторождения. Поиск и обоснование оптимального варианта разработки месторождения является финальным и ключевым этапом, определяющим все дальнейшие действия недропользователя — инвестиции в разработку и в инфраструктурные решения.

Перед формированием «чистой» редакции ПТД недропользователи при помощи корпоративных институтов и научных центров проводят подготовительную работу по многовариантному моделированию и поиску оптимального варианта разработки. Расширенный перечень параметров разработки крупных газовых и газоконденсатных месторождений представлен в таблице 2. Соответственно, реальное количество вариантов, рассматриваемых за рамками ПТД, существенно больше. И чем больше неизвестных параметров в этой таблице, тем длительнее и сложнее процесс поиска их оптимального сочетания.

Таблица 2

Пример расширенной постановки задачи для поиска оптимального варианта разработки газоконденсатного месторождения

Table 2

An example of an extended formulation of the problem for finding the optimal development option for a gas condensate field

№	Параметры	Известно	Необходимо обосновать
1	Скважины		
1.1	Плотность сетки скважин (количество скважин)	Нет	Да
1.2	Тип заканчивания скважин (длина горизонтального окончания, число ГРП и др.)	Нет	Да
1.3	Диаметр скважин и лифтовых труб (НКТ)	Нет	Да
1.4	Зона размещения скважин (минимальные $H_{эфф}$, kh и др.)	Нет	Да
1.5	Виды возможных ГТМ на скважинах (РИР, ЗБС, интенсификация притока)	Да	Нет
1.6	Предельно допустимая депрессия на пласт	Да	Нет
1.7	Максимально допустимый темп отбора для каждой скважины	Нет	Да
2	Обустройство		
2.1	Профиль добычи газа/конденсата (годовой отбор)	Нет	Да (результат)
2.2	Максимальная производительность УКПП по газу/конденсату/воде	Нет	Да
2.3	Максимальная мощность дожимной компрессорной станции (ДКС)	Да	Нет
2.4	Минимальное давление на входе в ДКС	Да	Нет
2.5	Давление в точке сбыта газа	Да	Нет
2.6	Тип/параметры системы сбора газа	Нет	Да
2.7	Диаметр трубопровода подключения	Да	Нет

Окончание таблицы 2

Table 2 (end)

3	Расписание		
3.1	Стратегия ввода скважин (единовременный ввод или пусковой комплекс с добуриванием)	Да	Нет
3.2	График ввода скважин	Нет	Да (результат)
3.3	График ввода производственных мощностей	Нет	Да
3.4	Сроки строительства объектов поверхностного обустройства	Да	Нет
3.5	Сроки проведения закупочных процедур	Да	Нет
3.6	Сроки проведения пусконаладочных работ	Да	Нет
3.7	Количество буровых станков	Да	Нет
3.8	Время бурения скважин	Да	Нет
3.9	Программа ГТМ (РИР, ЗБС, интенсификация притока)	Нет	Да (результат)
4	Критерии выбора варианта		
4.1	Исходные параметры для экономических расчетов	Да	Нет
4.2	Критерий выбора оптимального варианта ($T_{\text{опт}}$, NPV, КИГ или комплексный параметр)	Да	Нет
4.3	Приоритетные для первоочередного ввода объекты (независимо от результатов ранжирования)	Да	Нет

Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки

В статье [7] выделяются следующие подходы к поиску оптимального варианта разработки залежей:

1. *Подход проектного документа*, при котором набор рассматриваемых вариантов ограничен, а немногочисленные варьируемые параметры вариантов принимаются экспертным путем или наследуются из предыдущих решений. Такой подход не позволяет найти оптимальный вариант разработки месторождения.
2. *Бессистемный перебор вариантов*, при котором варьируются отдельные параметры разработки (например, число скважин), однако другие параметры остаются без внимания.
3. *Системный перебор вариантов*, при котором варьируются все возможные параметры разработки, но количество оцениваемых вариантов очень велико (до нескольких тысяч), что требует существенных затрат машинного времени.

4. *Алгоритмы оптимизационного поиска* позволяют сократить количество расчетов системного перебора, направляя поиск в более узкую область оптимума.
5. *Расширенные авторские подходы* предусматривают как упрощения в поиске оптимального варианта, так и дополнительные опции, осложняющие поиск.

В последние годы практика поиска оптимальных вариантов разработки движется в сторону широкого применения третьего подхода (*системный перебор вариантов*), в том числе с учетом возросшей скорости вычислений [3]. Однако даже высокие скорости расчетов не позволяют достаточно быстро провести оценку нескольких тысяч вариантов. Например, для постановки задачи из таблицы 2, при условии, если каждый варьируемый параметр принимает три значения, итоговое количество вариантов (запусков модели на прогноз) для системного перебора составит $3^8 = 6\,561$. Это количество запусков не является окончательным, поскольку высока вероятность того, что в найденной оптимальной комбинации параметров будут присутствовать крайние значения каких-либо параметров, т. е. придется вводить их дополнительные значения и повторять цикл расчетов [1]. Можно сразу же принять широкий диапазон варьирования значений параметров и увеличить количество значений каждого, например, до пяти: $5^8 = 390\,625$ (!) вариантов. При этом не стоит забывать о том, что найденные оптимальные параметры примут значение одного из пяти заранее заданных возможных значений, но не промежуточные значения.

Вот почему подходы четвертого типа (*алгоритмы оптимизационного поиска*) и его модификации по-прежнему остаются актуальными. Алгоритмы оптимизации уже реализованы в различного рода программном обеспечении. Регрессионные и генетические алгоритмы являются универсальными и в целом применимыми для решения обозначенной выше задачи [9, 10]. Описанная далее методика итерационного поиска оптимального варианта по большей части относится к подходам пятого типа (*расширенные авторские подходы*), но на самом деле использует одну из разновидностей алгоритмов оптимизационного поиска.

Для примера предположим, что имеется некоторая газовая залежь, для которой заранее известен необходимый уровень отбора газа в период плато. Необходимо определить оптимальную комбинацию других трех параметров разработки залежи, если каждый параметр может в итоге принять любое из следующих значений:

- параметр № 1: число необходимых скважин (N) — либо 5, либо 10, либо 15 ед.;
- параметр № 2: длина горизонтального окончания скважин (C) — либо 300, либо 500, либо 700 м;
- параметр № 3: диаметр лифтовых (насосно-компрессорных) труб (D) — либо 73, либо 89, либо 102 мм.

Пусть оптимальность варианта (комбинация параметров) выражается величиной его экономической эффективности. Прогнозные расчеты (запуски модели) начнем с комбинации $N_0C_0D_0 := N_1C_1D_1$ (5 скв. / 300 м / 73 мм, рис. 1). Далее, при неизменной длине горизонтального окончания ($C_1 = 300$ м) и диаметре НКТ ($D_1 = 73$ мм) оцениваем варианты с другим количеством скважин (10 и 15 ед. — $N_2C_0D_0$ и $N_3C_0D_0$). Из рис. 1 видно, что среди трех рассмотренных комбинаций оптимальным вариантом является комбинация, включающая $N_2 = 10$ скв., поэтому на следующих шагах это число скважин фиксируется, далее изменяются сначала диаметр НКТ, а затем длина горизонтального вскрытия.

На каждом шаге выполняется оценка серии вариантов, в которых изменяется один параметр при фиксированных значениях двух других параметров. Если найденный оптимум шага включает одно из крайних значений какого-либо параметра, то необходимо расширение коридора возможных значений этого параметра (комбинация $N_2C_0D_4$ на рис. 1 выделена пунктиром).

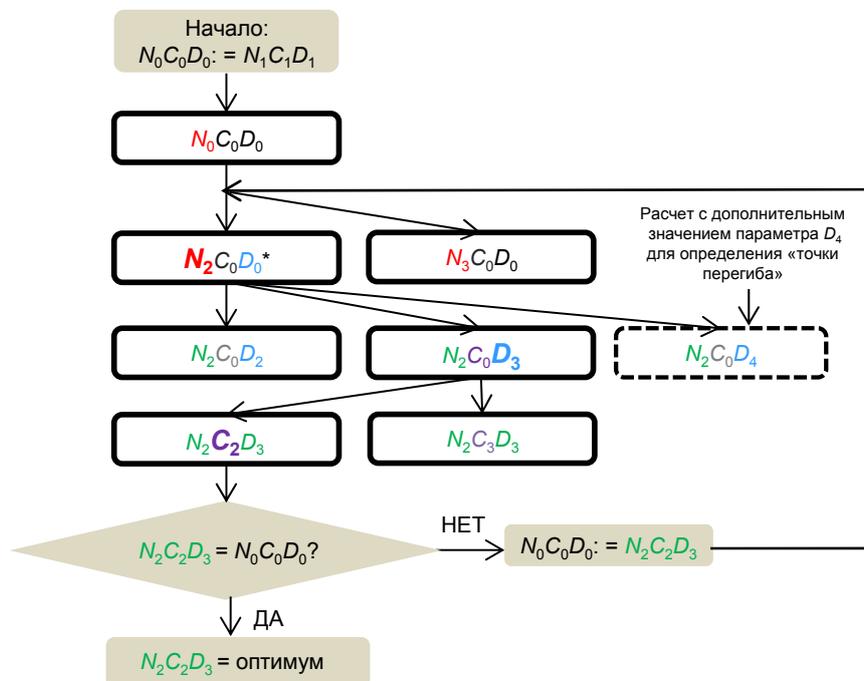


Рис. 1. Алгоритм итерационного поиска оптимального варианта

Пример варьируемых параметров: N — количество скважин, C — тип заканчивания скважин, D — диаметр НКТ.

*Здесь и далее комбинации NCD зависят от $N_0C_0D_0$ и от оптимальных N , C и D на каждом шаге.

Fig. 1. Algorithm for iterative search for the optimal option

An example of variable parameters: N — number of wells, C — well completion type, D — tubing diameter.

*Hereinafter, NCD combinations depend on $N_0C_0D_0$ and on the optimal N , C and D at each step.

После завершения последнего шага полученная комбинация $(N_2C_2D_3)$ сравнивается с входной комбинацией $(N_0C_0D_0)$. Если комбинации не совпали, то выполняется переопределение входной комбинации $(N_0C_0D_0; = N_2C_2D_3)$ и происходит возврат на первый шаг. Итерационный цикл продолжается до тех пор, пока входная и результирующая комбинации не совпадут. Это означает, что оптимальная комбинация найдена. На рис. 2 дополнительно продемонстрирована полная «прокрутка» алгоритма.

Как видно из рис. 2, для нахождения оптимума потребовалось 14 запусков модели на прогноз. При этом общее число всех возможных комбинаций для их системного перебора составило бы: $3 \cdot 3 \cdot 3 = 27$. Необходимое количество запусков симулятора можно приблизительно оценить по формуле (1):

$$R = 1 + K \times \sum_{i=1}^n (N_i - 1), \quad (1)$$

где n — число рассматриваемых параметров; N_i — число вариаций i -го параметра; K — предполагаемое число итераций; R — итоговое число расчетов.

По опыту практического использования метода установлено, что число необходимых итераций для поиска оптимума относительно невелико (2-3 итерации). Для примера, рассматриваемого на рис. 1 и 2, оценка числа необходимых расчетов по формуле (1) дает следующий результат: $1 + 3 \cdot (2 + 2 + 2) = 19$.

Апробация метода. Пример № 1

Следующий пример демонстрирует результат определения оптимального варианта разработки реальной газовой залежи. Необходимо было определить оптимальную комбинацию шести параметров разработки, каждый из которых может принимать от трех до четырех возможных значений (таблица 3).

Системный перебор и экономическая оценка всех комбинаций (1 728 запусков модели) были проведены в автоматическом режиме с применением дополнительного скрипта в специализированном ПО для гидродинамического моделирования разработки УВ-залежей. Результаты экономической оценки всех вариантов показаны на рис. 3. В качестве критерия оптимальности варианта принята максимизация чистого дисконтированного дохода (или NPV — Net Present Value) [2]. Три самые эффективные комбинации параметров показаны в таблице 4.

Далее проведен итерационный поиск оптимального варианта по изложенной выше методике. Поиск начинался с восьми различных стартовых комбинаций параметров (рис. 4). В таблице 5 показаны результаты нахождения оптимального варианта.

Как видно из таблицы 5, в 25% случаев был найден глобальный оптимум (комбинация, имеющая NPV = 30 552 у. е.), в остальных случаях был найден локальный оптимум (комбинация, имеющая NPV = 30 340 у. е.). Необходимо отметить, что вариант, имеющий NPV = 30 401 у. е., так и не был найден.

Всего для нахождения двух оптимумов потребовалось от 2 до 3 итераций и от 31 до 76 запусков модели. Таким образом, итерационный поиск позволяет существенно ускорить нахождение оптимального варианта разработки по сравнению с системным перебором.

Таблица 3
 Варьируемые параметры разработки газовой залежи
 Table 3
 Variable parameters of gas reservoir development

Параметры разработки	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

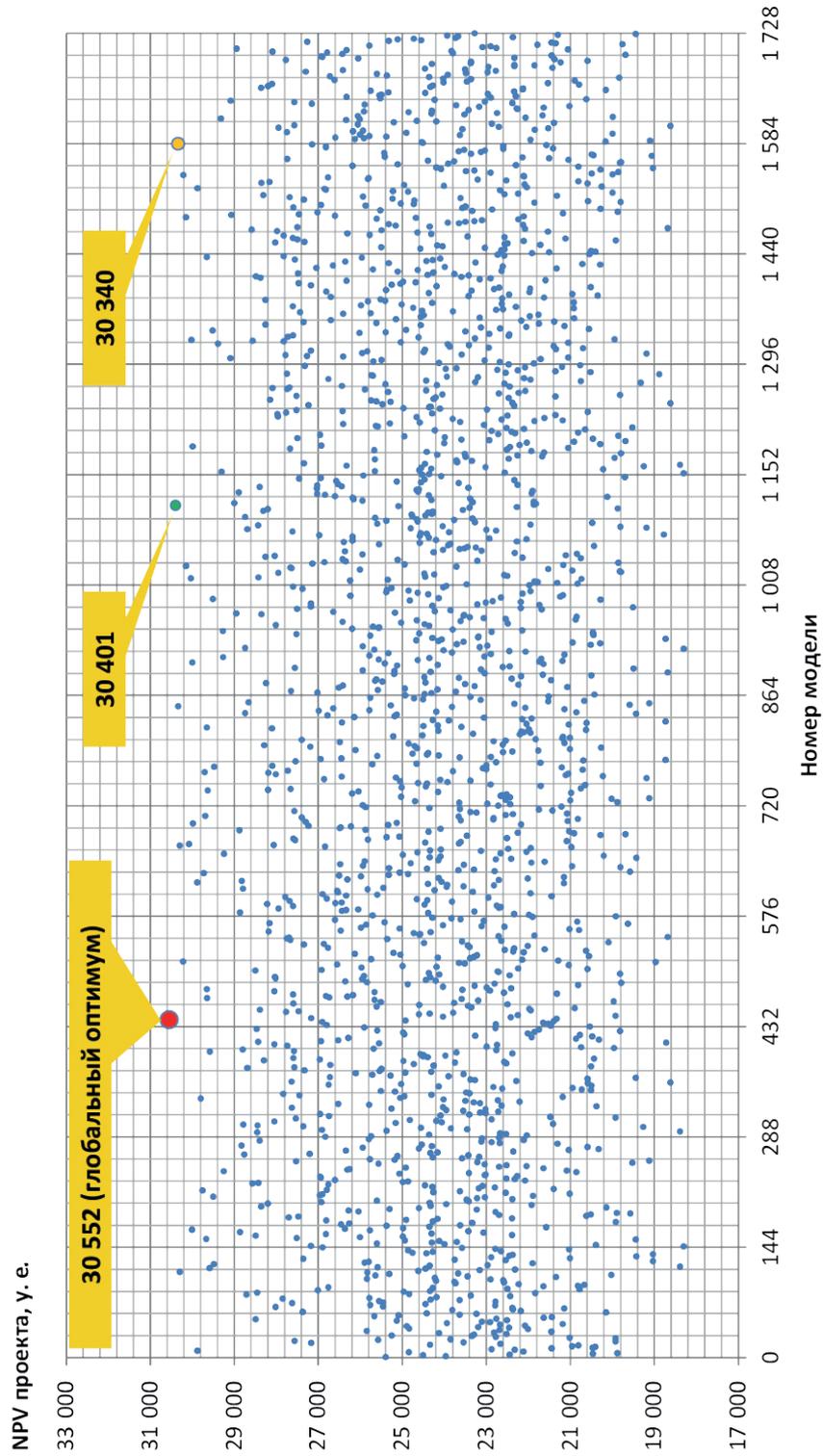


Fig. 3. Results of systematic enumeration of all combinations of parameters

Рис. 3. Результаты системного перебора всех комбинаций параметров

Таблица 4
Три лучших варианта разработки

Параметры разработки	NPV = 30 552 у. е.			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

Table 4 (continue)

Параметры разработки	NPV = 30 401 у. е.			
	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

Table 4 (end)

NPV = 30 340 у. е.

Параметры разработки	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

Окончание таблицы 4

Апробация метода. Пример № 2

Следующий пример (рис. 5) демонстрирует эффективность итерационного поиска в сравнении с известным методом оптимизации — «роем частиц» [4, 8]. С использованием секторной гидродинамической модели решалась задача поиска оптимального расположения горизонтальных окончаний нефтедобывающих скважин. В качестве критерия оптимальности принята максимизация накопленной добычи нефти за расчетный период. Рассматривались два варианта распределения фильтрационных свойств пласта — постоянное значение проницаемости и неравномерное распределение проницаемости.

Оба метода оптимизации показали одинаковый результат в обоих случаях, при этом итерационный поиск потребовал меньше затрат машинного времени (таблица 6). На рис. 6 показан процесс поиска оптимального варианта расположения скважин в динамике.

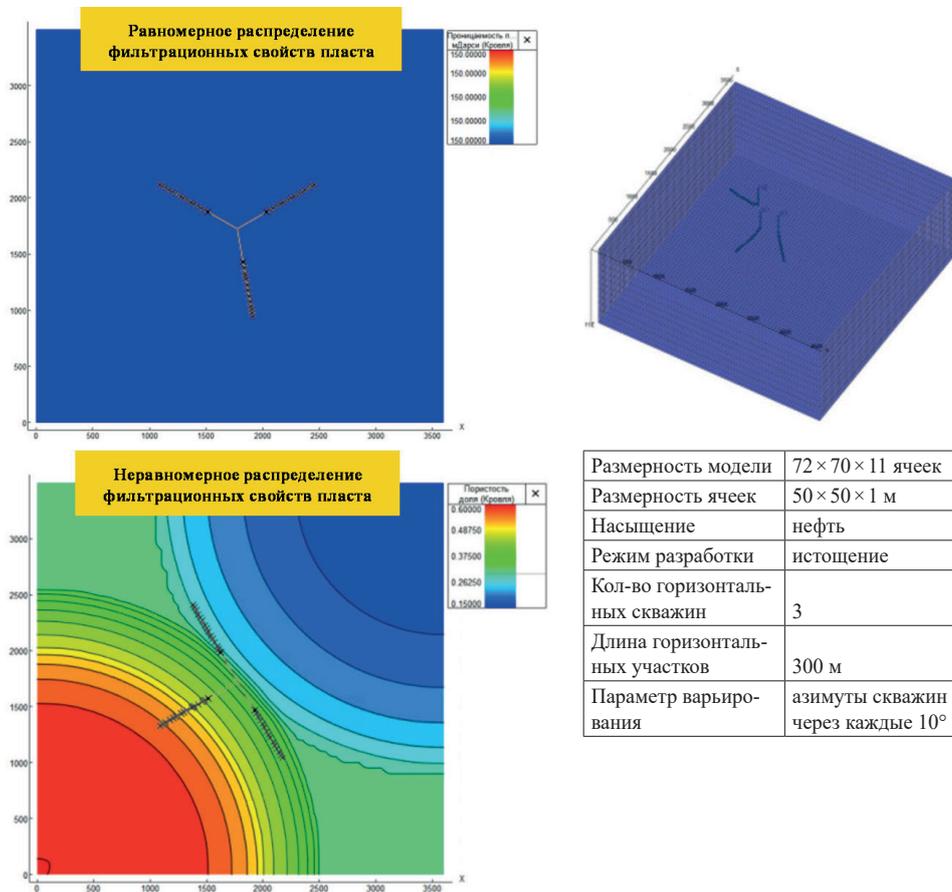


Рис. 5. Результат нахождения оптимального варианта размещения горизонтальных стволов

Fig. 5. The result of finding the optimal placement of horizontal wells

Таблица 6

Количество запусков модели
для нахождения оптимума

Распределение фильтрационных свойств пласта	Алгоритм	№ расчета, в котором будущий оптимум появился впервые	Окончательное число расчетов (подтверждение оптимума)
Равномерное	Итерационный поиск	172	316
	Рой частиц	154	700
Неравномерное	Итерационный поиск	178	316
	Рой частиц	133	510

Примечание: Число расчетов при системном переборе: $36 \cdot 36 \cdot 36 = 46\,656$; при итерационном поиске: $1 + 3 \cdot (35 + 35 + 35) = 316$ (три итерации).

Table 6

The number of model runs to find
the optimum

Note: The number of calculations for system enumeration: $36 \cdot 36 \cdot 36 = 46,656$; in iterative search: $1 + 3 \cdot (35 + 35 + 35) = 316$ (three iterations).

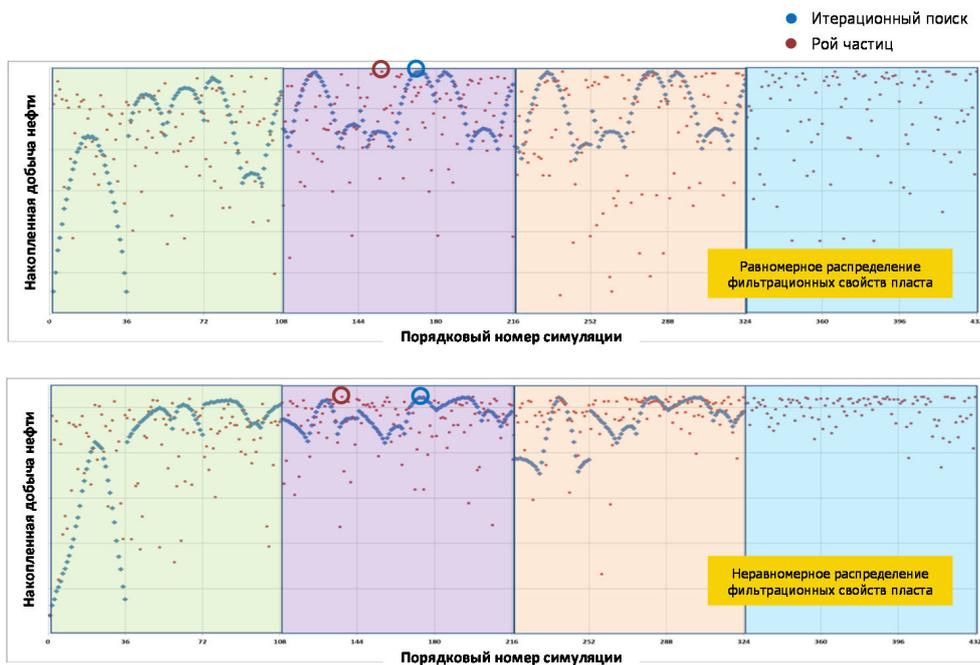


Рис. 6. Процесс поиска оптимального варианта в динамике

Fig. 6. The process of finding the best option in dynamics

Апробация метода. Пример № 3

Дополнительная проверка работоспособности алгоритма выполнена на примерах, не связанных с разработкой месторождений. В частности, использовались специальные функции, предназначенные для тестирования оптимизационных алгоритмов [6]:

$$\text{Функция Химмельблау: } f(x, y) = (x^2 + y - 11)^2 + (x + y^2 - 7)^2; \quad (2)$$

$$\text{Функция Розенброка: } f(x, y) = (1 - x)^2 + 100(y + x^2)^2. \quad (3)$$

На рис. 7 и 8 дискретно отображены значения тестовых функций в зависимости от x и y . Представленная на рис. 7 дискретизация функции Химмельблау содержит пять локальных минимумов. Значение минимума, определяемого методом итерационного поиска, зависит от выбранного первого приближения (величины x). Цветом показаны диапазоны значений x , выбор которых в качестве первого приближения приводит к нахождению того или иного минимума. В качестве примера стрелками показано нахождение одного из локальных минимумов.

		Y																				
		-5	-4,5	-4	-3,5	-3	-2,5	-2	-1,5	-1	-0,5	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
X	-5	250,0	200,3	196,0	224,3	274,0	335,3	400,0	461,3	514,0	554,3	580,0	590,3	586,0	569,3	544,0	515,3	490,0	476,3	484,0	524,3	610,0
	-4,5	158,3	99,1	85,8	105,6	147,3	201,1	258,8	313,6	360,3	395,1	415,8	421,6	413,3	393,1	364,8	333,6	306,3	291,1	297,8	337,6	423,3
	-4	116,0	47,8	26,0	37,8	72,0	118,8	170,0	218,8	260,0	289,8	306,0	307,8	296,0	272,8	242,0	208,8	180,0	163,8	170,0	209,8	296,0
	-3,5	110,3	33,6	3,8	8,1	35,3	75,6	120,8	164,1	200,3	225,6	237,8	236,1	221,3	195,6	162,8	128,1	98,3	81,6	87,8	128,1	215,3
	-3	130,0	45,3	8,0	5,3	26,0	60,3	100,0	138,3	170,0	191,3	200,0	195,3	178,0	150,3	116,0	80,3	50,0	33,3	40,0	81,3	170,0
	-2,5	165,3	73,1	28,8	19,6	34,3	63,1	97,8	131,6	159,3	177,1	182,8	175,6	156,3	127,1	91,8	55,6	25,3	9,1	16,8	59,6	150,3
	-2	208,0	108,8	58,0	42,8	52,0	75,8	106,0	135,8	160,0	174,8	178,0	168,8	148,0	117,8	82,0	45,8	16,0	0,8	10,0	54,8	148,0
	-1,5	251,3	145,6	88,8	68,1	72,3	91,6	117,8	144,1	165,3	177,6	178,8	168,1	146,3	115,6	79,8	44,1	15,3	1,6	12,8	60,1	156,3
	-1	290,0	178,3	116,0	90,3	90,0	105,3	128,0	151,3	170,0	180,3	180,0	168,3	146,0	115,3	80,0	45,3	18,0	6,3	20,0	70,3	170,0
	-0,5	320,3	203,1	135,8	105,6	101,3	113,1	132,8	153,6	170,3	179,1	177,8	165,6	143,3	113,1	78,8	45,6	20,3	11,1	27,8	81,6	185,3
	0	340,0	217,8	146,0	111,8	104,0	112,8	130,0	148,8	164,0	171,8	170,0	157,8	136,0	106,8	74,0	42,8	20,0	13,8	34,0	91,8	200,0
	0,5	348,3	221,6	145,8	108,1	97,3	103,6	118,8	136,1	150,3	157,6	155,8	144,1	123,3	95,6	64,8	36,1	16,3	13,6	37,8	100,1	213,3
	1	346,0	215,3	136,0	95,3	82,0	86,3	100,0	116,3	130,0	137,3	136,0	125,3	106,0	80,3	52,0	26,3	10,0	11,3	40,0	107,3	226,0
	1,5	335,3	201,1	118,8	75,6	60,3	63,1	75,8	91,6	105,3	113,1	112,8	103,6	86,3	63,1	37,8	15,6	3,3	9,1	42,8	115,6	240,3
	2	320,0	182,8	98,0	52,8	36,0	37,8	50,0	65,8	80,0	88,8	90,0	82,8	68,0	47,8	26,0	7,8	0,0	10,8	50,0	128,8	260,0
	2,5	305,3	165,6	78,8	32,1	14,3	15,6	27,8	44,1	59,3	69,6	72,8	68,1	56,3	39,6	21,8	8,1	5,3	21,6	66,8	152,1	290,3
	3	298,0	156,3	68,0	20,3	2,0	3,3	16,0	33,3	50,0	62,3	68,0	66,3	58,0	45,3	32,0	23,3	26,0	48,3	100,0	192,3	338,0
	3,5	306,3	163,1	73,8	25,6	7,3	9,1	22,8	41,6	60,3	75,1	83,8	85,6	81,3	73,1	64,8	61,6	70,3	99,1	157,8	257,6	411,3
	4	340,0	195,8	106,0	57,8	40,0	42,8	58,0	78,8	100,0	117,8	130,0	135,8	136,0	132,8	130,0	132,8	148,0	183,8	250,0	357,8	520,0
	4,5	410,3	265,6	175,8	128,1	111,3	115,6	132,8	156,1	180,3	201,6	217,8	228,1	233,3	235,6	238,8	248,1	270,3	313,6	387,8	504,1	675,3
	5	530,0	385,3	296,0	249,3	234,0	240,3	260,0	286,3	314,0	339,3	360,0	375,3	386,0	394,3	404,0	420,3	450,0	501,3	584,0	709,3	890,0

Рис. 7. Дискретное представление тестовой функции Химмельблау

Fig. 7. Discrete representation of the Himmelblau test function

Аналогичным образом метод работает с тестовой функцией Розенброка, имеющей 12 локальных минимумов (рис. 8). Необходимо отметить, что итерационный поиск обнаружил только 7 локальных минимумов. Обнаружение остальных минимумов возможно при изменении основного алгоритма путем добавления альтернативных веток поиска при обнаружении локальной точки перегиба.

		Y															
		-1,5	-1,25	-1	-0,75	-0,5	-0,25	0	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	
X	-1	1062,50	661,70	404,00	247,20	158,50	114,45	101,00	113,45	156,50	244,20	400,00	656,70	1056,50	1650,95	2501,00	
	-0,75	906,25	539,83	310,25	175,33	102,25	67,58	57,25	66,58	100,25	172,33	306,25	534,83	900,25	1454,08	2257,25	
	-0,5	762,50	430,45	229,00	115,95	58,50	33,20	26,00	32,20	56,50	112,95	225,00	425,45	756,50	1269,70	2026,00	
	-0,25	631,25	333,58	160,25	69,08	27,25	11,33	7,25	10,33	25,25	66,08	156,25	328,58	625,25	1097,83	1807,25	
	0	512,50	249,20	104,00	34,70	8,50	1,95	1,00	0,95	6,50	31,70	100,00	244,20	506,50	938,45	1601,00	
	0,25	406,25	177,33	60,25	12,83	2,25	5,08	7,25	4,08	0,25	9,83	56,25	172,33	400,25	791,58	1407,25	
	0,5	312,50	117,95	29,00	3,45	8,50	20,70	26,00	19,70	6,50	0,45	25,00	112,95	306,50	657,20	1226,00	
	0,75	231,25	71,08	10,25	6,58	27,25	48,83	57,25	47,83	25,25	3,58	6,25	66,08	225,25	535,33	1057,25	
	1	162,50	36,70	4,00	22,20	58,50	89,45	101,00	88,45	56,50	19,20	0,00	31,70	156,50	425,95	901,00	
	1,25	106,25	14,83	10,25	50,33	102,25	142,58	157,25	141,58	100,25	47,33	6,25	9,83	100,25	329,08	757,25	
	1,5	62,50	5,45	29,00	90,95	158,50	208,20	226,00	207,20	156,50	87,95	25,00	0,45	56,50	244,70	626,00	
	1,75	31,25	8,58	60,25	144,08	227,25	286,33	307,25	285,33	225,25	141,08	56,25	3,58	25,25	172,83	507,25	
	2	12,50	24,20	104,00	209,70	308,50	376,95	401,00	375,95	306,50	206,70	100,00	19,20	6,50	113,45	401,00	
	2,25	6,25	52,33	160,25	287,83	402,25	480,08	507,25	479,08	400,25	284,83	156,25	47,33	0,25	66,58	307,25	
	2,5	12,50	92,95	229,00	378,45	508,50	595,70	626,00	594,70	506,50	375,45	225,00	87,95	6,50	32,20	226,00	
	2,75	31,25	146,08	310,25	481,58	627,25	723,83	757,25	722,83	625,25	478,58	306,25	141,08	25,25	10,33	157,25	
3	62,50	211,70	404,00	597,20	758,50	864,45	901,00	863,45	756,50	594,20	400,00	206,70	56,50	0,95	101,00		

Рис. 8. Дискретное представление
тестовой функции Розенброка

Fig. 8. Discrete representation
of the Rosenbrock test function

Заключение

В статье рассмотрен экспресс-метод для поиска оптимального варианта разработки месторождений углеводородов, который работает с дискретными наборами возможных вариаций искоемых параметров разработки (например, число скважин, тип заканчивания скважин, темп отбора запасов УВ и др.). Метод апробирован на нескольких примерах, в том числе на специальных математических функциях, предназначенных для тестирования оптимизационных алгоритмов.

Преимуществом метода итерационного поиска является его простота и реализуемость в «ручном» режиме при небольшом числе варьируемых параметров, что может быть полезным для практических задач разработки месторождений УВ. С другой стороны, метод не позволяет надежно определять глобальный оптимум сложных целевых функций, имеющих несколько локальных оптимумов.

Для решения задач оптимизации разработки месторождений с большим числом варьируемых параметров рекомендуется производить несколько циклов итерационного поиска, стартующих с различных входных комбинаций параметров. Если результирующие оптимальные комбинации будут различаться, то это будет означать, что целевая многомерная функция имеет сложную форму, а итерационный поиск не гарантирует нахождение оптимума.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика / В. Е. Гмурман. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.
2. Жуланов Е. Е. Экономика нефтяной и газовой промышленности / Е. Е. Жуланов. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. 154 с.

3. Климов В. Ю. Выбор устойчивой системы разработки — путь повышения ценности актива / В. Ю. Климов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 1 (3). С. 60-66.
4. Матренин П. В. Методы стохастической оптимизации: учеб. пособие / П. В. Матренин, М. Г. Гриф, В. Г. Секаев. Новосибирск: Новосиб. гос. техн. ун-т, 2016. 67 с.
5. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: утв. Приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. № 639. М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2019.
6. Сергиенко А. Б. Тестовые функции для глобальной оптимизации / А. Б. Сергиенко. Красноярск: Изд-во Сиб. гос. аэрокосмич. ун-та им. М. Ф. Решетнева, 2015.
7. Юшков А. Ю. Выбор оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных объектов на основе теории укрупненной скважины / А. Ю. Юшков, А. С. Романов, В. С. Филатов // Сборник научных трудов ООО «Тюменский нефтяной научный центр». № 2. Тюмень: Тюменский дом печати, 2016. С. 140-149.
8. Kennedy J. Particle swarm optimization / J. Kennedy, R. Eberhart // Proceedings of ICNN'95 — International Conference on Neural Networks. 1995. Vol. 4. Pp. 1942-1948. DOI: 10.1109/ICNN.1995.488968
9. Melanie M. An Introduction to Genetic Algorithms / M. Melanie. Cambridge; London: The MIT Press, 1998. Pp. 35-81.
10. Späth H. Mathematical Algorithms for Linear Regression / H. Späth. Elsevier Science, 2014.

Anton Yu. YUSHKOV¹

Dmitry N. GLUMOV²

Bulat R. MAGIZOV³

Anton A. SHAKHOV⁴

UDC 622.276.1/4

THE METHOD OF ITERATIVE SEARCH FOR THE OPTIMAL FIELD DEVELOPMENT OPTION

¹ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Tyumen Industrial University;
General Manager, Tyumen Petroleum Research Center
ayyushkov@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-6160-0689

² Head of the Department of Geology
and Development of New and Foreign Assets,
Tyumen Petroleum Research Center
dnlumov@tnc.rosneft.ru

³ Chief Specialist, Department of Geology and Field Development
in the East of the Yamalo-Nenets Autonomous District,
Tyumen Petroleum Research Center
brmagizov@tnc.rosneft.ru

⁴ Leading Specialist, Department of Geology
and Development of New and Foreign Assets,
Tyumen Petroleum Research Center
aashakhov@tnc.rosneft.ru

Abstract

3D hydrodynamic modeling is the standard tool for predicting the development of hydrocarbon (HC) fields. The relevance of the work is associated with the need to introduce fast and affordable optimization algorithms into engineering practice, which will reduce the cost

Citation: Yushkov A. Yu., Glumov D. N., Magizov B. R., Shakhov A. A. 2021. "The method of iterative search for the optimal field development option". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 124-146.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

of computer time to justify the best and most effective development solutions. The authors have proposed a new express method for finding the optimal option for the development of deposits. The method works with discrete sets of possible variations of the required development parameters (for example, the number of wells, the type of completion, the rate of hydrocarbon reserves withdrawal etc.) and minimizes the number of launches of the reservoir simulation simulator per forecast required for the feasibility of various combinations study of parameters and finding both local and global optimal combinations.

Compared with other methods, its advantage is simplicity and realizability in the “manual” mode with a small number of variable parameters, which can be useful for practical problems. The method uses the principle of iterations and is tested on several examples, including the results of hydrodynamic modeling, a comparison is made with known optimization algorithms — in some problems the method allows finding the optimum faster. For example, in the problem of finding the optimal location of horizontal wells, the iterative search turned out to be faster than the “swarm of particles” method. On the other hand, the method does not allow one to reliably determine the optima of complex objective functions that have several local optima. Testing was carried out on the Himmelblau and Rosenbrock functions: in the first case, all five local optima were found, in the second case, seven out of twelve.

Keywords

Field, optimization, hydrodynamic model, design technological document, optimal development option.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

REFERENCES

1. Gmurman V. E. 2003. Theory of Probability and Mathematical Statistics. Moscow: Higher school. 479 p. [In Russian]
2. Zhulanov E. E. 2009. Economics of the Oil and Gas Industry. Perm: Perm State Technical University Publishing House. 154 p. [In Russian]
3. Klimov Yu.V. 2017. “Selecting a stable development system as a way to increase the asset profitability”. PRONEFT. Professionally about oil, no.1 (3), pp. 60-66. [In Russian]
4. Matrenin P. V., Grif M. G., Sekaev V. G. 2016. Stochastic optimization methods (educational book). Novosibirsk: NGTU. 67 p. [In Russian]
5. Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits: approved by Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 20 September 2019 No. 639. Moscow: Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation. [In Russian]
6. Sergienko A. B. 2015. Test functions for global optimization. Krasnoyarsk: Publishing House of Siberian State Aerospace University named after M. F. Reshetnev. [In Russian]

7. Yushkov A. Yu., Romanov A. S., Filatov V. S. 2016. "Selection of the optimal option for the development of gas and gas condensate objects based on the theory of an enlarged well". Collection of scientific papers of LLC "Tyumen Oil Research Center", no. 2, pp. 140-149. [In Russian]
8. Kennedy J., Eberhart R. 1995. "Particle swarm optimization". Proceedings of ICNN'95 — International Conference on Neural Networks, vol. 4, pp. 1942-1948. DOI: 10.1109/ICNN.1995.488968
9. Melanie M. 1998. An introduction to Genetic Algorithms. Cambridge; London: The MIT Press. Pp. 35-81.
10. Späth H. 2014. Mathematical Algorithms for Linear Regression. Elsevier Science.

Юлия Дмитриевна ХОЛКИНА¹
Ксения Богдановна КУЗИВ²
Олег Анатольевич ЛОЗНЮК³
Юрий Александрович АРХИПОВ⁴

УДК 622.279

ОПТИМИЗАЦИЯ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ КРУПНОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

¹ специалист, Тюменский нефтяной научный центр
ydholkina@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5934-8058

² специалист, Тюменский нефтяной научный центр
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

³ заместитель директора департамента, Нефтяная компания «Роснефть» (г. Москва)
o_loznyuk@rosneft.ru

⁴ менеджер, Нефтяная компания «Роснефть» (г. Москва)
y_arkhipov@rosneft.ru

Аннотация

Интегрированный подход к моделированию подразумевает построение единой цифровой модели объекта, которая состоит из связанных моделей пласта, скважин и поверхностного обустройства. Интегрированная модель дает возможность не только оптимизировать работу поверхностных элементов, но и учитывать взаимовлияние объектов системы. Создание постоянно действующей интегрированной модели (ПДИМ) имеет большое практическое значение в ПАО «НК „Роснефть“», т. к. позволяет выполнять долгосрочные расчеты для различных сценариев добычи газа, а также обосновывать рациональные технологические режимы работы газового промысла.

Цитирование: Холкина Ю. Д. Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования / Ю. Д. Холкина, К. Б. Кузив, О. А. Лознюк, Ю. А. Архипов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 147-162.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

В работе рассматриваются этапы построения интегрированной модели газового промысла Туронской залежи одного из месторождений Западной Сибири, основными элементами которой являются: трехмерная гидродинамическая модель, модели скважин и модель наземного обустройства. Для создания модели и проведения расчетов используется программный комплекс Petroleum Experts (Prosper, Gap, Resolve).

В статье проведен анализ прогнозных технологических показателей работы газового промысла по базовому варианту, на основании которого сформированы оптимизационные подходы к разработке Туронской залежи. Авторами предложен вариант, учитывающий работу мобильных компрессорных установок (МКУ) с целью снижения капитальных вложений на крупные площадочные объекты. Также в работе рассмотрен вариант реконфигурации газосборной сети (ГСС), предусматривающий снижение количества коллекторов. Опция позволит снизить затраты на строительство ГСС и минимизировать взаимовлияние работы кустов друг на друга.

В заключение проведена технико-экономическая оценка базового и альтернативных вариантов, по результатам которой определен наиболее рациональный вариант разработки пласта Т.

Ключевые слова

Интегрированное моделирование, мобильные компрессорные установки, распределенное компримирование, оптимизация работы наземной инфраструктуры, реконфигурация газосборной сети.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

Введение

В статье рассматривается газовая залежь пласта Т одного из месторождений Западной Сибири. Пласт залегает на глубине около 900 м и характеризуется относительно низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), высокой расчлененностью коллектора, насыщен сухим газом с низким начальным коэффициентом газонасыщенности. На текущий момент газовый промысел не введен в эксплуатацию, поверхностная инфраструктура находится на стадии проектирования.

Рекомендуемый вариант разработки объекта предполагает бурение и ввод 192 горизонтальных скважин на лицензионном участке ПАО «НК „Роснефть“» (48 кустовых площадок). Дожимная компрессорная станция (ДКС) состоит из двух ступеней компрессора низкого давления и одной ступени компрессора высокого давления. Максимальная суммарная мощность ДКС составляет 176 МВт. Проектные решения по конфигурации газосборной сети предусматривают девять коллекторов, ведущих к установке комплексной подготовки газа (УКПГ).

Актуальность данной работы связана с необходимостью снижения капитальных затрат на строительство газосборной сети и площадочных объектов (ДКС и УКПГ). В связи с этим авторами предложена реконфигурация газосборной сети (ГСС) и распределенное компримирование газа Туронской залежи с применением мобильных компрессорных установок (МКУ).

Основная цель работы — оптимизировать наземную инфраструктуру газового промысла с применением интегрированного подхода к моделированию. Использование данного метода позволит оценить эффективность предложенных вариантов оптимизации газового промысла.

Используемая методология

Основными элементами при построении постоянно действующих интегрированных моделей (ПДИМ) являются: фильтрационная модель, модель скважины и модель поверхностной инфраструктуры.

Фильтрационная модель пласта, как правило, может использоваться в качестве модели материального баланса (ММБ) либо полноценной трехмерной гидродинамической модели (ГДМ). ММБ применяется для оперативных задач на краткосрочную перспективу. Для долгосрочных прогнозов требуется трехмерная гидродинамическая модель [9].

Для задания модели скважин также возможно два способа: таблица потерь давления (Vertical Lift Performance — VLP/VFP) или стационарная модель скважины. Таблица потерь давления отображает информацию о зависимости разницы давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) от дебита газа (рис. 1). Такой подход использования моделей скважин достаточно сокращает время проведения расчетов на интегрированной модели.

Для построения газосборной сети используется специализированное программное обеспечение Gap, в котором учитываются различные параметры и свойства трубопроводов. Есть возможность задавать проектные или фактические диаметры и протяженности участков, теплофизические параметры окружающей среды (температуру, коэффициент теплопередачи), способ прокладки трубопроводов с учетом перепадов рельефа местности и др. Гидравлическая модель сбора продукции может включать в себя и другие крупные площадочные объекты — модели предварительной и комплексной установок газа (УППГ, УКПГ), модели установок компримирования газа (ДКС), сепараторов.

Далее используется программный модуль Resolve (IPM Petroleum Experts), который позволяет связать вышеперечисленные модели в единую систему [9]. Интегратор передает рассчитанные в ГДМ дебиты скважин в наземную модель трубопроводов, а после расчета газосборной сети с учетом всех ограничений наземной инфраструктуры интегратор передает симулятору подземной части давления, полученные в результате балансировки.

Главной целью создания ИМ является повышение качества прогнозных показателей. Можно выделить основные преимущества использования интегрированного подхода к моделированию: возможность учета взаимовлияния продуктивностей скважин и ограничений со стороны поверхностной инфраструктуры, прогнозирование процесса гидратообразования, снижение рисков при принятии технологических решений, а также оптимизацию капитальных и оптимизационных затрат на разработку объекта или месторождения посредством анализа всего актива. В отличие от традиционного метода моделирования — применения гидродинамической модели

с опцией Network — ПДИМ исключает упрощения и аппроксимации для объектов подготовки и компримирования добываемой продукции.

При этом можно определить основные сложности интегрированного моделирования — это требование высокой степени качества каждой модели, а также длительное время счета.

Благодаря использованию ПДИМ, появляется возможность проведения комплексных расчетов сложных активов или объектов, которые связаны едиными поверхностными элементами, а также возможность управления различными симуляторами с одной платформы.

Таким образом, интегрированный подход к моделированию является комплексным методом, учитывающим взаимовлияние процессов фильтрации пласта, вертикального лифта флюида по НКТ и горизонтального течения продукции до точки сбыта. Архитектура ИМ построена по модульному принципу, что позволяет поэтапно развивать инструментарий (рис. 2).

```

VFPPROD
-- Table      Datum Depth      Rate Type      WFR Type      GFR Type
-- -----
--          1          2626.89          LIQ          WCT          GOR

-- LIQ units - smi/day ( 20 values )
   5.0   31.1   57.1   83.2   109.2
  135.3  161.3  187.4  213.4  239.5
  265.5  291.6  317.6  343.7  369.7
  395.8  421.8  447.9  473.9  500.0 /

-- THP units - Barsa ( 10 values )
  10.00  20.00  30.00  40.00  50.00
  60.00  70.00  80.00  90.00  100.00 /

-- WCT units - smi/smi ( 10 values )
   0 0.111111 0.222222 0.333333 0.444444
0.555556 0.666667 0.777778 0.888889          1 /

-- GOR units - smi/smi ( 10 values )
  100 533.333 966.667 1400 1833.33
2266.67 2700 3133.33 3566.67 4000 /

-- ' ' units - ( 1 values )
  0 /

  1 1 1 1 190.78 142.54 127.01 126.52 131.67
    138.84 146.69 154.44 161.94 169.29
    176.44 183.51 190.50 197.43 204.34
    211.23 218.15 225.06 232.07 239.06
/
  1 1 2 1 90.64 44.25 63.03 83.01 102.62
    121.53 139.36 156.61 173.00 188.93
    204.56 220.03 235.39 250.71 266.09
    281.64 297.32 313.27 329.55 346.10
/
  1 1 3 1 42.48 51.42 81.89 111.37 138.75
    163.55 186.78 209.13 231.01 252.70
    274.49 296.63 319.23 342.34 366.15
    390.55 415.88 441.87 468.85 497.26
/
  1 1 4 1 30.62 62.78 103.24 140.28 173.37
    204.07 232.99 261.18 289.48 318.38
    348.12 378.86 410.71 443.96 478.74
    515.43 553.50 593.14 634.12 676.33
/
  1 1 5 1 27.69 74.93 124.28 167.18 206.64
    243.34 278.91 314.24 350.54 388.20
    427.44 468.85 512.79 558.84 606.94
    657.04 709.05 763.03 818.69 875.46

```

Рис. 1. Формат VLP/VFP таблицы

Fig. 1. VLP/VFP table format



Рис. 2. Архитектура интегрированной модели пласта Т

Fig. 2. The architecture of the integrated reservoir model Т

Адаптация моделей скважин. Потери давления по НКТ

Одним из шагов в создании ПДИМ является подготовка и настройка моделей скважин, которые являются связующими элементами между моделью подземного резервуара и системой сбора. Модель скважины позволяет рассчитать потери давления при движении газа по НКТ.

Как было отмечено выше, применение полноценных моделей скважин, выполненных в ПО Prosper, позволяет сократить время расчета интегрированной модели и провести более точную адаптацию продуктивностей скважин. Для создания и настройки моделей скважин необходима следующая исходная информация: инклинометрия и конструкция скважин, физико-химический состав флюида для залежи, результаты газодинамических исследований скважин (ГДИС) или промышленные замеры, а также данные об интервалах перфорации. Для проектных скважин рекомендуется использовать типовую модель скважины с учетом модели флюида и осредненными настроечными коэффициентами.

На участке опытно-промышленной разработки пласта Т проведены ГДИС имеющихся скважин на различных режимах фильтрации. В программном модуле Prosper построены модели скважин пласта Т и проведена адаптация на фактические замеры потерь давления по НКТ в зависимости от дебита газа (рис. 3).

Согласно представленному кросс-плоту, отклонения фактических и расчетных значений потерь давления по НКТ не превышают 5%. Проведенный анализ полноты собранного материала, а также качества настройки моделей скважин на результаты ГДИС позволяет в дальнейшем использовать построенные модели скважин в интегрированной модели.

Создание модели газосборной сети

Цифровая модель газосборной сети Туронской залежи построена в программном продукте Gap.

Принципиальная схема наземного обустройства для разработки Туронской залежи приведена на рис. 4.

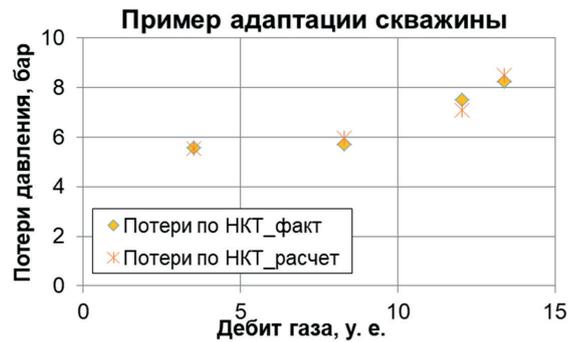


Рис. 3. Настройка модели скважины для пласта Т в ПДИМ

Fig. 3. Setting up a well model for formation T in PDIM

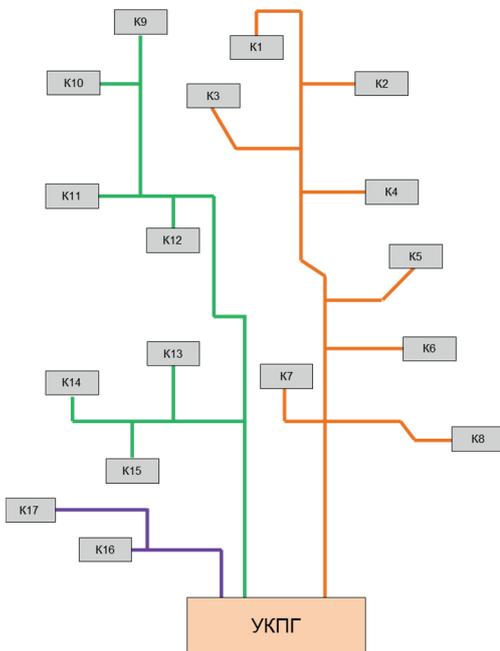


Рис. 4. Схема газосборных трубопроводов. Северная и южная части

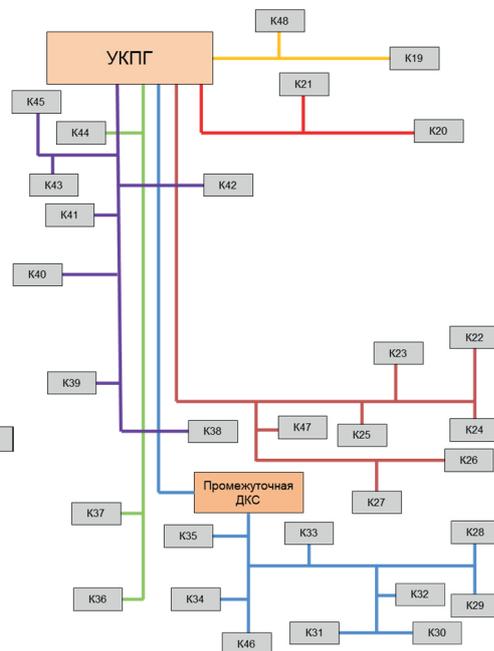


Fig. 4. Gas gathering pipelines diagram. Northern and southern parts

PVT-свойства флюидов в ГСС заданы моделью Black Oil. Помимо учета проектных значений протяженности и диаметров трубопроводов, построенная модель ГСС учитывает топологию разрабатываемого участка, заданную перепадом высотных отметок. Стоит отметить, что северная часть ГСС включает в себя три коллектора, идущих на УКПГ, в то время как южная часть — шесть коллекторов. Поэтому возможно рассмотреть вариант с уменьшением количества коллекторов, идущих на УКПГ в южной части ГСС.

Для расчетов потерь давления при движении газа в горизонтальных трубах используется корреляция Petroleum Experts 5. Шероховатость трубопроводов задана $5 \cdot 10^{-5}$ м. По результатам эксплуатации газосборной сети данная информация будет актуализирована.

В построенной модели ГСС учитывается газопровод внешнего транспорта (ГВТ) протяженностью 155 км. На входе в ГВТ добавлен источник переменного расхода газа, добавляющий в поток дополнительный газ из Сеноманской залежи пласта ПК1. Ограничениями в системе являются постоянное давление в точке сдачи продукции и уровень максимальной суммарной добычи Туронского и Сеноманского газа.

На рис. 5 представлена проектная схема расположения компрессорных цехов низкого давления (КЦНД) и высокого давления (КЦВД). Часть газа, поступающая из второй ветки южной части ГСС, сначала направляется в промежуточную ДКС, затем во вторую ступень компрессора низкого давления. Учитывается работа промежуточной ДКС, т. к. ветка 2 южной части ГСС удалена от УКПГ на 26 км. Остальная часть газа идет последовательно в первую и вторую ступени КЦНД, далее — в компрессор высокого давления.

Максимальная мощность КЦНД по проекту составляет 144 МВт, КЦВД — 32 МВт.

Для воспроизведения в ПДИМ корректной работы ДКС использовался каталог газодинамических характеристик (ГДХ) центробежных компрессоров природного газа (рис. 6). Зависимости мощностей ДКС взяты из ГДХ, значения КПД заданы в зависимости от расхода и частоты вращения ротора также на основании ГДХ [2, 6]. В моделях компрессоров учитывается процесс охлаждения газа, находящийся после каждого из цехов. С целью моделирования работы компрессоров, помимо учета ГДХ и типа СПЧ-аналогов, задан политропный напор. Таким образом, ДКС для пласта Т определена рассчитанными ГДХ в одном диапазоне производительности при разной частоте вращения ротора — при текущем расходе и давлении модель принимает соответствующие технологические параметры, исходя из полученных зависимостей.

Соединение моделей в единую сеть

Соединение вышеперечисленных элементов (моделей пласта, скважины и наземного обустройства) происходит в интеграторе Resolve — это программный модуль IPRM Petroleum Experts, который позволяет связать используемые узлы в единую систему. На рис. 7 показан принципиальный вид созданной постоянно действующей интегрированной модели в ПО Resolve для Туронской залежи.

Алгоритм интеграции ГДМ и модели ГСС следующий: определяются все элементы моделей и происходит соединение скважин из подземной части со скважинами из наземной части, при этом соединение между скважинами осуществляется на забое. Resolve передает расходы, рассчитанные в гидродинамической модели в Gap. В результате балансировки ГСС и с учетом выставленных ограничений поверхностных элементов интегратор передает давления в подземную часть из модели сети сбора.

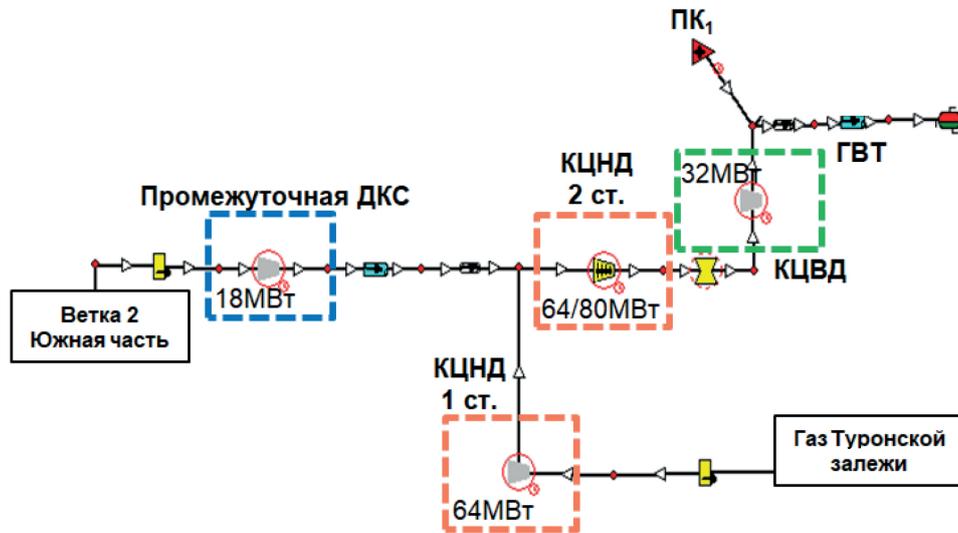


Рис. 5. Фрагмент задания ДКС и других элементов наземной инфраструктуры в модели ГСС ПО Gap

Fig. 5. Fragment of the task of the booster station and other elements of the ground infrastructure in the GSS model of the Gap software

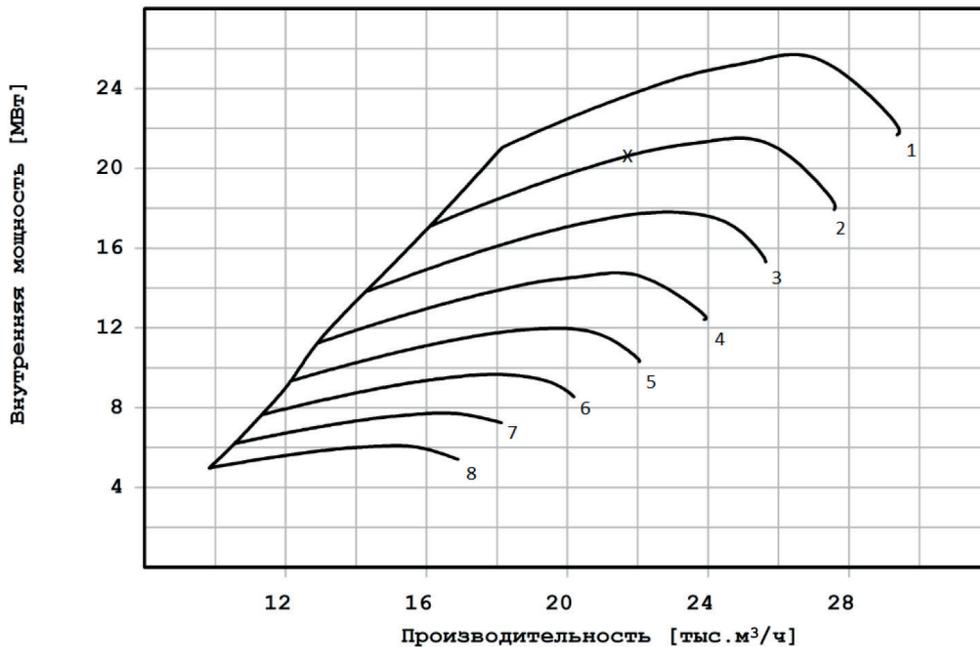


Рис. 6. Газодинамическая характеристика (ГДХ) для задания ДКС. Компрессор низкого давления Туронской залежи

Fig. 6. Gas dynamic characteristic (GDC) for setting the booster compressor station. Low pressure compressor for Turonian deposits

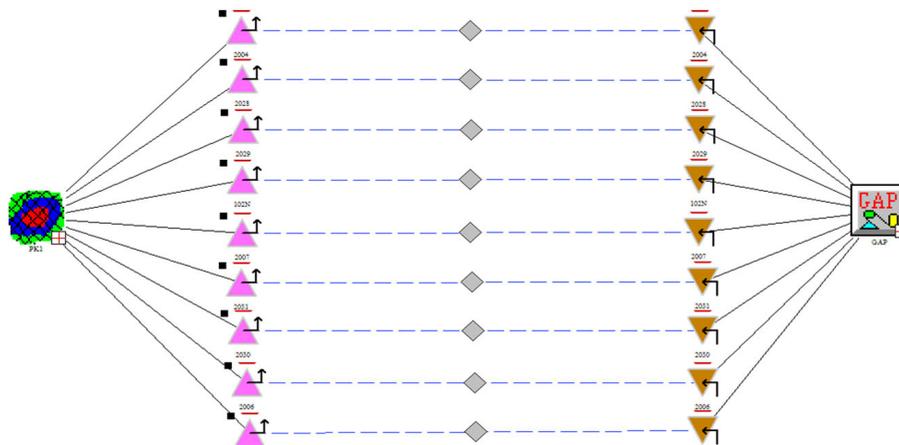


Рис. 7. Фрагмент интеграции гидродинамической модели (Eclipse 100) с моделью газосборной сети (Gap)

Fig. 7. Fragment of the integration of the hydrodynamic model (Eclipse 100) with the model of the gas gathering network (Gap)

Прогнозные сценарии разработки Туронской залежи

На созданной интегрированной модели Туронской залежи рассчитан базовый вариант (вариант 0), учитывающий ввод 192 горизонтальных скважин и конфигурацию газосборной сети, рассмотренную выше. Результаты приведены на рис. 8.

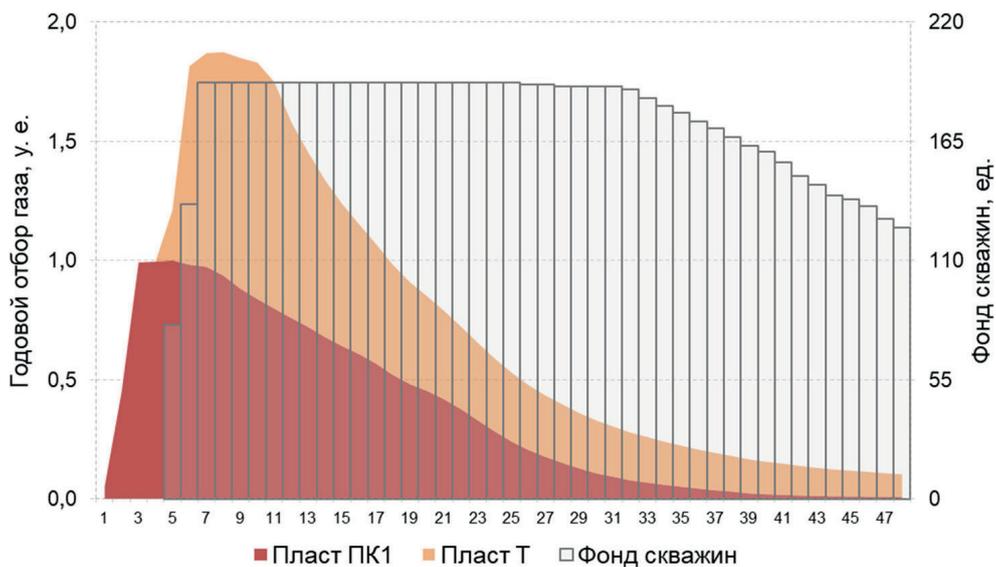


Рис. 8. Технологические показатели разработки пласта Т. Базовый вариант (вариант 0)

Fig. 8. Technological indicators of reservoir development T. Base case (option 0)

Далее специалистами компании предложен вариант реконфигурации ГСС (вариант 1), предусматривающий снижение количества веток с шести до трех, идущих на УКПГ в южной части. В таблице 1 представлено сопоставление протяженностей трубопроводов по двум вариантам. Данная альтернатива предложена с целью снижения капитальных затрат на ГСС и минимизации взаимовлияния работы кустов друг на друга.

Кроме уменьшения общей длины коллекторов на южной части возможно рассмотреть вариант применения МКУ, что, вероятно, позволит снизить капитальные затраты на ДКС (рис. 9).

Из представленной тестовой схемы видно, что при подключении МКУ снижается потребляемая мощность компрессора низкого давления (ГПА1). Согласно опыту ПАО «Газпром», применение МКУ позволяет продлить рентабельность добычи низконапорного Сенманского газа. Увеличение объемов добычи газа достигается увеличением отборов из истощенных скважин при подключении МКУ к ГСС. Это позволяет увеличить пропускную способность шлейфов, снизить устьевые давления и увеличить дебиты скважин [8].

Для оснащения МКУ наиболее подходят винтовые компрессорные машины. Этот тип компрессоров характеризуется высоким показателем надежности, возможностью работы в широком диапазоне изменения отношения давлений и производительности [3, 10]. Всего предложено внедрить четыре МКУ — две на северной части ГСС и две — на юге. Компрессорные установки расставлены

Таблица 1

Сопоставление протяженностей трубопроводов по базовому варианту и варианту с реконфигурацией ГСС

Table 1

Comparison of the lengths of pipelines according to the basic variant and the variant with the reconfiguration of the GSS

Протяженность трубопроводов			
Диаметр труб, мм	Базовый вариант, м	Реконфигурация ГСС, м	Δ, %
219	6 224	6 224	0,0
273	40 874	47 593	14,1
325	71 920	71 099	-1,2
426	83 962	48 601	-72,8
530	34 500	26 388	-30,7
630	35 727	40 536	11,9
720	35 837	35 837	0,0
820	38 687	23 174	-66,9
Итого	347 917	299 639	-16,1%

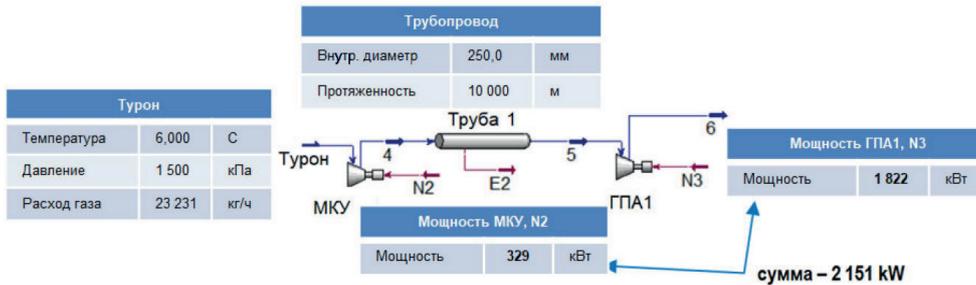
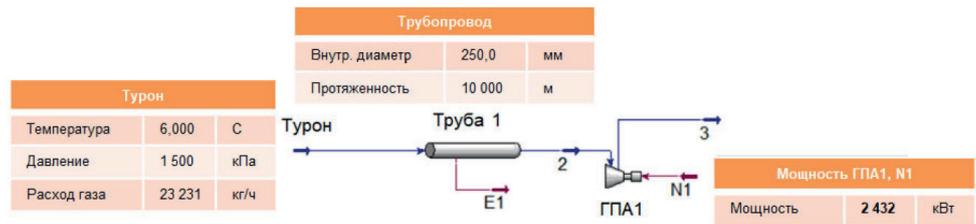


Рис. 9. Схема сопоставления вариантов без МКУ и с применением МКУ

Fig. 9. Comparison scheme of options without MKU and with the use of MKU

таким образом, чтобы объединить кустовые площадки в группы. На каждую установку приходится всего три-четыре куста, т. к. мощность МКУ ограничена 2 МВт. Начало эксплуатации МКУ на объекте предполагается через шесть лет после запуска газового промысла, что обусловлено значительным падением устьевых давлений и дебита газа по выбранным кустовым площадкам. В Гар МКУ заданы методом газодинамических характеристик (рис. 10).

Вариант реконфигурации ГСС совместно с использованием МКУ также был рассчитан на ПДИМ (вариант 2). Прирост накопленной добычи газа относительно варианта реконфигурации ГСС (вариант 1) составляет 0,17 у. е. За счет эксплуатации газосборной сети при более высоком давлении и снижения гидродинамических потерь на участках трубопроводов наблюдается уменьшение необходимой мощности газоперекачивающих агрегатов примерно на 20% (рис. 11).

Экономическая оценка вариантов

По полученным результатам выполнена экономическая оценка четырех рассчитанных на ПДИМ вариантов разработки газового промысла пласта Т (таблица 2).

Согласно проведенной экономической оценке, экономически привлекательным выглядит вариант 2, включающий реконфигурацию ГСС совместно с эксплуатацией МКУ. Прирост показателя экономической эффективности (NPV) относительно базового варианта составляет 5,25 у. е. Таким образом, использование МКУ позволяет не только увеличить накопленную добычу газа, но и оптимизировать работу основной ДКС.

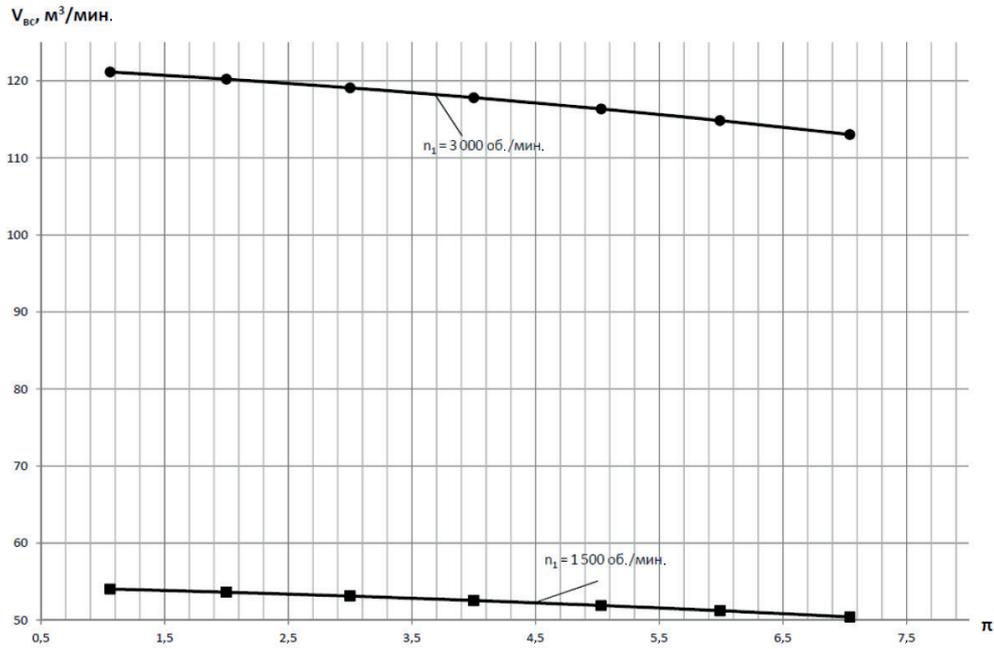


Рис. 10. Пример используемой газодинамической характеристики (ГДХ) для задания мобильной компрессорной установки в ПДИМ

Fig. 10. An example of the used gas dynamic characteristic (GDH) for setting a mobile compressor unit in PDIM

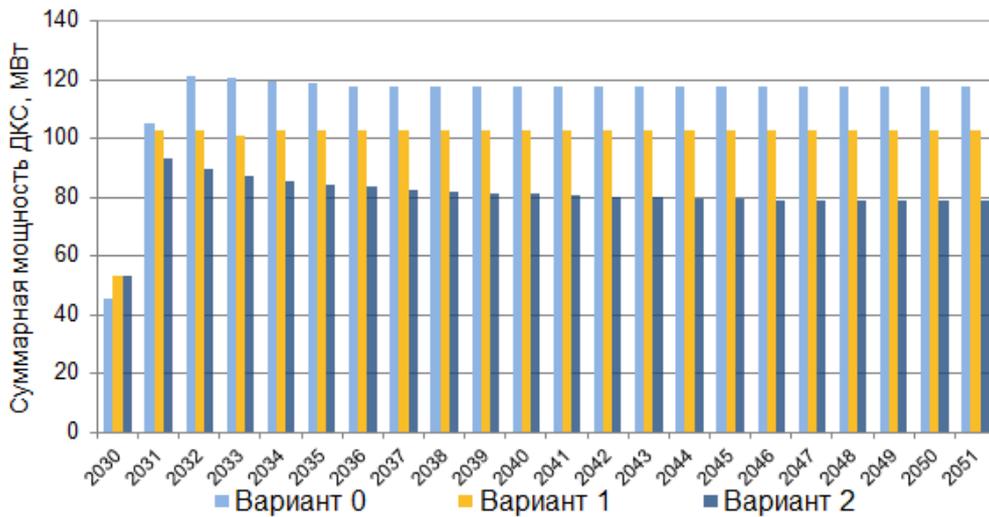


Рис. 11. Сопоставление мощности ДКС рассчитанных вариантов

Fig. 11. Comparison of the booster compressor station capacity of the calculated options

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели

Table 2

Main technical and economic indicators

Наименование	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2
NPV, у. е.	84,70	87,66	89,95
DPP, год	18	18	17
Накопленная добыча газа, у. е.	16,39	16,26	16,44
Сарех, у. е.	11 293	10 882	10 831
Орех, у. е.	6 886	6 807	6 857

Заключение

В работе рассмотрен интегрированный подход к моделированию, который предусматривает объединение фильтрационной модели пласта и модели поверхностного обустройства. Создана постоянно действующая интегрированная модель, в состав которой входят: трехмерная гидродинамическая модель пласта Т, модели скважин, адаптация которых проведена на основе результатов газодинамических исследований, модель наземной инфраструктуры, учитывающая газосборные трубопроводы, дожимную компрессорную станцию, газопровод внешнего транспорта.

Всего в статье рассмотрено три варианта разработки Туронской залежи:

- 1) базовый вариант;
- 2) вариант реконфигурации газосборной сети за счет уменьшения числа коллекторов, идущих на УКПГ в южной части ГСС;
- 3) вариант распределенного компримирования совместно с реконфигурацией ГСС.

Согласно проведенным расчетам на интегрированной модели, мероприятия по уменьшению количества участков ГСС южной части газового промысла и эксплуатации мобильных компрессорных установок являются эффективными в ПАО «НК „Роснефть“» для разработки Туронской залежи. Прирост NPV по оптимизационному варианту относительно базового сценария составляет 6%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бекиров Т. М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т. М. Бекиров, А. Т. Шагалов. М.: Недра, 1986. 856 с.
2. Вяхеров Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р. И. Вяхеров, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 65 с.

3. Еранов А. П. Развитие отечественного винтового компрессоростроения. Вехи и достижения / А. П. Еранов, Ю. А. Паранин, И. Г. Хисамеев // Компрессорная техника и пневматика. 2008. № 5. С. 8-12.
4. Зиберт Г. К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: справ. пос. / Г. К. Зиберт, А. Д. Седых, Ю. А. Кашицкий, Н. В. Михайлов, В. М. Демин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. 316 с.
5. Костюченко С. В. Интегрированные модели для проектирования согласованных систем добычи и сбора нефти / С. В. Костюченко, С. В. Кудряшов, П. В. Воробьев // Нефтяное хозяйство. 2003. № 11. С. 100-103.
6. Маркман П. Г. Оптимизация трубопроводных систем / П. Г. Маркман, Р. В. Коркин. Томск: Heriot-Watt, 2005. 126 с.
7. Меньшиков С. Н. Использование систем интегрированного моделирования для обоснования технологического режима работы газового промысла / С. Н. Меньшиков, С. А. Варягов, А. Н. Харитонов, М. Н. Киселёв, Д. Н. Одинцов, А. В. Дарымов, А. В. Ильин // Нефтепромысловое дело. 2019. № 2. С. 64-69. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-2-64-69
8. Огай В. А. Экономическая и энергетическая эффективность применения отечественных МКУ при добыче низконапорного Сенноманского газа / В. А. Огай. Научный форум. Сибирь. 2015. № 1. С. 59-61.
9. Поушев А. В. Интегрированный подход к выбору концепции обустройства уникального газоконденсатного месторождения / А. В. Поушев, Т. И. Гагауллин, А. В. Суллагаев, А. В. Прокопенко // Газовая промышленность. 2019. № 2 (780). С. 52-59.
10. Сакун И. А. Винтовые компрессоры / И. А. Сакун. Л.: Машиностроение, 1970. 400 с.

Yulia D. KHOLKINA¹
Kseniya B. KUZIV²
Oleg A. LOZNUK³
Yurii A. ARKHIPOV⁴

UDC 622.279

OPTIMIZING ONSHORE INFRASTRUCTURE FOR LARGE GAS FIELD USING INTEGRATED MODELING

¹ Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
ydholkina@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5934-8058

² Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

³ Deputy Director of the Department, Rosneft Oil Company (Moscow)
o_loznyuk@rosneft.ru

⁴ Manager, Rosneft Oil Company (Moscow)
y_arkhipov@rosneft.ru

Abstract

An integrated approach to modeling implies the construction of a single digital model of the object, which consists of related models of the reservoir, wells and surface facilities. The integrated model makes it possible not only to optimize the operation of surface elements, but also to take into account the mutual influence of system objects. Creation of a permanently operating integrated model (PDIM) is of great practical importance in PJSC NK Rosneft, since it allows performing long-term calculations for various scenarios of gas production, as well as substantiating rational technological modes of gas field operation.

The paper examines the stages of building an integrated model of a gas field in the Turonian reservoir of one of the fields in Western Siberia, the main elements of which are: a three-dimensional hydrodynamic model, well models and a surface infrastructure model. The Petroleum Experts software package (Prosper, Gap, Resolve) is used to create a model and carry out calculations.

Citation: Kholkina Yu. D., Kuziv K. B., Loznuk O. A., Arkhipov Yu. A. 2021. "Optimizing onshore infrastructure for large gas field using integrated modeling". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 147-162. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

The article analyzes the predicted technological indicators of the gas field operation according to the base case, on the basis of which optimization approaches to the development of the Turonian deposit are formed. The authors have proposed an option that takes into account the operation of mobile compressor units (MCU) in order to reduce capital investments for large site facilities. The paper also considers the option of reconfiguring the gas gathering network (GSS), which provides for a decrease in the number of collectors. The option will reduce the cost of construction of the GSS and minimize the mutual influence of the work of the bushes on each other.

Summing up, a technical and economic assessment of the base and alternative options was carried out, based on the results of which the most rational option for the development of the T.

Keywords

Integrated modeling, mobile compressor units, distributed compression, ground infrastructure optimization, gas gathering network reconfiguration.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

REFERENCES

1. Bekirov T. M., Shatalov A. T. 1986. Collection and preparation for transport of natural gases. Moscow: Nedra. 856 p. [In Russian]
2. Vyakherov R. I., Gritsenko A. I., Ter-Sarkisov R. M. 2002. Development and operation of gas fields. Moscow: Nedra-Businesscenter. 65 p. [In Russian]
3. Eranov A. P. 2008. "Development of domestic screw compressor building". Milestones and achievements, vol. 5, pp. 8-12. [In Russian]
4. Siebert G. K., Sedykh A. D., Kashitsky Yu. A. 2001. Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment. Moscow: Nedra-Business Centre. 316 p. [In Russian]
5. Kostyuchenko S. V., Kudryashov S. V., Vorobiev P. V. 2003. "Integrated models for the design of consistent oil recovery and recovery systems". Oil industry, vol. 11, pp. 100-103. [In Russian]
6. Markman P. G., Korin R. V. 2005. Optimization of pipeline systems. Tomsk: Heriot-Watt. 126 p. [In Russian]
7. Menshikov S. N., Varyagov S. A., Kharitonov A. N., Kiselev M. N. 2019. "Use of integrated modeling systems to substantiate the technological regime of gas field operation". Oilfield business, vol. 2, pp. 64-69. 1. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-2-64-69
8. Ohay V. A. 2015. Economic and energy efficiency of using domestic MCUs in the production of low-pressure Cenomanian gas. Scientific forum. Siberia, vol. 1, pp. 59-61. [In Russian]
9. Poushev A. V., Gataullin T. I., Sullagaev A. V., Prokopenko A. V. 2019. "An integrated approach to the selection of a concept for the development of a unique gas condensate field". Gas industry, vol. 2 (780), pp. 52-59. [In Russian]
10. Sakun I. A. 1970. Screw compressors. Leningrad: Mashinostroenie. 400 p. [In Russian]

Александр Дмитриевич БЕКМАН¹
Дмитрий Валерьевич ЗЕЛЕНИН²

УДК 622.276

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАСШИРЕННОЙ CRMP-МОДЕЛИ ДЛЯ КАРТИРОВАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

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

² главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр
dvzelenin@rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5918-2377

Аннотация

Статья посвящена вопросу построения карт пластового давления на основе аналитической модели Producer-Based Representation of Capacitance-Resistance Model (CRMP). Проблематика заключается в восстановлении динамики пластового давления в точках, где расположены скважины. Классическая модель CRMP позволяет только выполнить расчет пластового давления в окрестности добывающих скважин. Для возможности восстановления динамики пластового давления в окрестности нагнетательных скважин в работе предлагается использование расширенной модели Producer-Based Representation of Capacitance-Resistance Model + Tube Model (CRMP-TM). В результате адаптации данной модели подбирается проводимость между добывающими и нагнетательными скважинами. С учетом полученной проводимости и величины потока, полученной из классической CRMP-модели, определяется пластовое давление в окрестности нагнетательных скважин. Карта пластового давления строится на основе решения уравнения Лапласа. Полученные значения давления по скважинам выступают в качестве граничных условий. В статье также представлены результаты численных экспериментов, поставленных с использованием гидродинамического симулятора. На основе показателей работы скважин, рассчитанных на гидродинамической модели (ГДМ), строились модели CRMP и CRMP-TM. Полученные

Цитирование: 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

таким образом карты пластовых давлений сопоставлялись с картами, полученными с ГДМ. В результате проведения численных экспериментов было получено хорошее соответствие как модельной и фактической динамики пластового давления по скважинам, так и карт пластового давления на последний временной шаг периода настройки.

Ключевые слова

Взаимовлияние скважин, обратная задача, capacitance-resistive models, CRM, гидродинамическое моделирование, пластовое давление.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180

Введение

Мониторинг пластового давления является одной из важнейших задач анализа разработки нефтяных месторождений. Знание динамики среднего пластового давления в окрестностях скважин помогает вовремя принимать меры во избежание таких негативных эффектов, как падение дебитов добывающих скважин, резкое повышение обводненности в них в результате формирования трещин автоГРП в окрестности нагнетательных скважин и т. п. Кроме того, знание динамики пластового давления способно облегчить процесс восстановления поля проводимости пласта [7].

При этом на практике основным и наиболее достоверным источником данных о пластовых давлениях являются гидродинамические исследования в скважинах, которые по экономическим причинам проводятся недостаточно часто, а также замеры пластового давления на пьезометрических скважинах. Однако, как правило, таких данных недостаточно для того, чтобы сформировать полную картину. Использование методов интерполяции не способствует качественной оценке давления в окрестностях скважин, где давление неизвестно заранее. Это связано с эллиптичностью дифференциального уравнения, описывающего распределение давления [1]: в точках расположения работающих скважин существуют локальные экстремумы, которые не воспроизводятся методами интерполяции. Принципиально иным подходом к решению рассматриваемой задачи является прямой метод на основе гидродинамического моделирования (ГДМ), однако его использование имеет ряд недостатков. Среди них — необходимость использования данных, имеющих низкую достоверность: проинтерполированных полей фильтрационно-емкостных свойств пород, кривых ОФП и т. п. Однако главной же проблемой представляется существенная вычислительная сложность гидродинамического моделирования, что делает его крайне неудобным инструментом для решения задач оперативного анализа состояния разработки и оптимизации ППД.

Альтернативой использованию ГДМ, не требующей значительных вычислительных и временных ресурсов, могут служить разного рода аналитические модели и упрощенные ГДМ, так называемые прокси-модели [4]. Предложенный ниже в настоящей статье подход представляет собой пример аналитической модели. Этот подход базируется на модели, достаточно простой с вычислительной точки

зрения, но тем не менее физически содержательной, известной в литературе как Producer-Based Representation of Capacitance-Resistance Model (CRMP). Авторскую модификацию этой модели, позволяющую восстанавливать динамические карты пластового давления, ниже будем обозначать Producer-Based Representation of Capacitance-Resistance Model + Tube Model (CRMP-TM).

Общие сведения о модели CRMP

Модели CRM относятся к так называемому классу прокси-моделей. Это аналитические, физически содержательные, однако упрощенные модели течения флюидов в нефтеносном пласте. В их основе лежат уравнение материального баланса и формула Дюпюи. Подробный обзор моделей CRM можно найти, например, в [8]. Предлагаемая ниже в настоящей статье модель CRMP-TM представляет собой развитие модели CRMP. Особенности модели CRMP заключаются в том, что, используя относительно небольшое число параметров, она позволяет достаточно подробно описывать взаимодействия между отдельными скважинами. Для описания такого взаимодействия используются коэффициенты влияния нагнетательных скважин на добывающие. Эти коэффициенты можно использовать для экспертного анализа процесса разработки, для прогноза дебита жидкости по добывающим скважинам [6], а также для оптимизации системы заводнения [5]. Важной отличительной особенностью CRM в целом является то, что для моделирования используются только наблюдаемые на объекте моделирования данные — значения дебитов, приемистостей и забойных давлений — и не используются экстраполяции и предположения о свойствах резервуара вне скважин [9], что характерно для гидродинамического моделирования. Другим важным отличием CRMP-модели является возможность автоматического решения задачи оптимизации системы разработки, т. е. подбора таких приемистостей нагнетательных скважин, которые обеспечат максимальную добычу нефти либо наилучшую компенсацию пластового давления [5].

Рассмотрим систему из NP добывающих и NI нагнетательных скважин. Модель CRMP базируется на следующей формуле оценки дебита добывающей скважины (по одному пласту):

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

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

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; $I_{i,k}$ — приемистость i -й нагнетательной скважины на k -м временном шаге; $p_{j,k}$ — забойное давление в j -й добывающей скважине на k -м временном шаге. Неизвестными величинами являются: τ_j — обратный коэффициент падения добычи, сут.; J_j — коэффициент продуктивности, м³/(сут · бар); e_j — интенсивность аквифера, м³/сут, и f_{ij} — коэффициенты взаимного влияния между j -й добывающей и i -й нагнетательной скважиной. Для определения значений неизвестных величин формулируется оптимизационная задача: задается целевая функция, выражающая отклонение модельных дебитов от фактических, и диапазоны допустимых значений для неизвестных величин. Целевая функция представляет собой среднюю квадратичную невязку между модельными и фактическими дебитами для всех временных шагов периода адаптации совместно для всех добывающих скважин:

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

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

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, \quad i = \overline{1, NI}. \quad (3)$$

Эффективный алгоритм поиска решения оптимизационной задачи можно найти в [3].

Заметим, что настроенная модель CRMP позволяет восстановить не только дебиты жидкости в добывающих скважинах (в том числе и на прогноз), но и динамику пластового давления в их окрестностях. Пластовое давление в окрестности добывающей скважины с индексом j может быть определено по формулам (4) и (5):

$$P_{D,j,t} = P_{wf,j,t} + \frac{q_{j,t}}{J_j}, \quad (4)$$

$$P_{C,j,t} = P_{C,j,t-1} + \frac{\sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_{i,t} - q_{j,t}}{J_j \tau_j}. \quad (5)$$

Здесь $P_{wf,t}$ — забойное давление на шаге t , а индексами C и D помечены пластовые давления, выраженные из уравнения материального баланса (МБ) и формулы Дюпюи соответственно. Следует отметить, что значения пластовых давлений, полученных по формулам (4) и (5), совпадают с точностью до погрешности вычислений. Это связано с тем, что при выводе формул CRMP используется предположение, что эти значения равны.

Заметим также, что очевидных способов восстановить динамику пластового давления в окрестностях нагнетательных скважин нет. Формулы, подобные (4) и (5), справедливы и для нагнетательных скважин, однако для их использования необходимы значения коэффициентов приемистости и обратного коэффициента падения, которые не определяются в процессе адаптации модели CRMP. Устранить этот недостаток помогает изложенная ниже модель CRMP-ТМ.

Формулировка модели CRMP-ТМ

Предположим, что имеется адаптированная на некотором временном интервале $t = \overline{1, NT}$ модель CRMP для NP добывающих и NI нагнетательных скважин. Зафиксируем некоторую нагнетательную скважину и зададимся целью восстановить динамику пластового давления в ее окрестности на периоде адаптации модели CRMP. Введем оценку для потока жидкости от этой нагнетательной скважины к j -й добывающей на шаге t по формуле:

$$L_{j,t} = f_j I_t, \quad (6)$$

где f_j — коэффициент взаимного влияния между j -й добывающей и зафиксированной нагнетательной скважиной, а I_t — приемистость зафиксированной нагнетательной скважины на шаге t . Будем считать, что этот поток пропорционален разности пластовых давлений в окрестности этих скважин:

$$L_{j,t} = T_j (P_{C,t} - P_{D,j,t}). \quad (7)$$

Коэффициент T_j будем называть проводимостью в направлении j -й добывающей скважины. По аналогии с формулами (4) и (5) выразим пластовое давление в окрестности нагнетательной скважины из формулы Дюпюи и уравнения материального баланса:

$$P_{D,t} = P_{wf,t} - \frac{I_t(1 - \alpha)}{J}, \quad (8)$$

$$P_{C,t} = P_{C,t-1} + \frac{I_t(1 - \alpha) - \sum_{j=1}^{NP} L_{j,t}}{cV_p}. \quad (9)$$

Здесь J — коэффициент приемистости; α — доля нецелевой закачки; V_p — поровый объем в окрестности нагнетательной скважины; c — общая сжимаемость пород и флюидов в этом объеме. Все эти параметры (равно как J_j и T_j) являются неизвестными, причем произведение cV_p можно воспринимать как один параметр. Для определения этих параметров сформулируем оптимизационную задачу с целевой функцией (ЦФ) вида:

$$F = \sum_{t=1}^{NT} (P_{D,t} - P_{C,t})^2 + \sum_{t=1}^{NT} (T_j(P_{C,t} - P_{D,j,t}) - f_j I_t)^2 = \min. \quad (10)$$

Смысл первого слагаемого функции F — требование соответствия пластовых давлений в окрестности нагнетательной скважины, рассчитанных по формулам

Дюпюи и материального баланса. Смысл второго — требование соответствия потоков, определяемых пластовыми давлениями, потокам, полученным из модели CRMP.

Для решения оптимизационной задачи с ЦФ (10) требуется также наложить на неизвестные параметры ограничения в виде неравенств. Такие ограничения естественным образом следуют из физического смысла параметров. Отдельно отметим, что для соответствия модели CRMP следует учесть неравенство:

$$1 - \alpha \geq \sum_{j=1}^{NP} f_j, \quad (11)$$

которое означает, что эффективная закачка (согласно CRMP) не может оказаться меньше целевой, т. е. заведомо попадающей в рассматриваемый пласт.

ЦФ, определяемая формулой (10), допускает замену переменных, при которой все выражения в скобках становятся линейными. Однако это добавляет в задачу дополнительные нелинейные условия. С одной стороны, это означает, что поставленная задача не может быть решена методами квадратичного программирования и требует либо использования некоторого универсального метода оптимизации (градиентный спуск, генетические алгоритмы и т. п.), либо разработки специализированного алгоритма оптимизации. С другой стороны, из этого с очевидностью следует, что решение задачи существует, при условии, что заданы непротиворечивые ограничения на значения параметров. Единственность же, вследствие нелинейности дополнительных условий, не может быть гарантирована. Тем не менее это не является препятствием для практического использования модели, так как из множества решений с минимальными найденными значениями ЦФ можно выделить наиболее правдоподобное с учетом экспертного мнения.

Получая в результате решения оптимизационной задачи значения параметров J и α для каждой из нагнетательных скважин и используя формулу (8), можно восстановить динамику пластового давления на периоде адаптации модели CRMP. Добавляя значения пластовых давлений по добывающим скважинам по формуле (4), получаем скважинные данные, которые, при наличии определенных гипотез о геологическом строении объекта, могут быть использованы для картирования пластового давления. Параметры T_j , также получаемые в результате решения оптимизационной задачи, могут быть использованы для уточнения прогноза дебитов жидкости по модели CRMP и определения динамики пластового и забойного давления скважин на прогноз.

Численные эксперименты

Для исследования возможностей и особенностей модели CRMP-ТМ она была реализована программно в рамках экспериментальной версии ПО «Ариадна», разрабатываемого в Тюменском нефтяном научном центре (ПАО «НК „Роснефть“»). Численные эксперименты проводились согласно следующему алгоритму:

1. Моделирование с использованием гидродинамического симулятора. Из ГДМ выгружаются данные по добыче, закачке и забойным давлениям.
2. Полученные на шаге 1 данные используются для настройки модели CRMP-ТМ.
3. Сопоставляются результаты ГДМ и CRMP-ТМ по следующим критериям:
 - а) соответствие графиков динамики среднего пластового давления по скважинам;
 - б) соответствие карт пластового давления.

Моделировался объект, состоящий из двух изолированных друг от друга нефтенасыщенных пластов. Верхний пласт обозначен s_1 , нижний — s_3 . В модели задавались три нагнетательные и три добывающие скважины. Схема расположения скважин соответствует рис. 1. Абсолютная проницаемость составила 100 и 40 мД для первого и второго пласта соответственно, пористость задавалась 0,18 д. ед. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) для простоты взяты линейными, вязкости воды и нефти равны 1 сП. Для моделирования нецелевой закачки на границы пласта s_3 задавалась модель водоносного пласта Картера — Трейси.

Были рассмотрены следующие варианты расчета:

- **Модель 1.** Все скважины были подключены только к верхнему пласту s_1 . В результате нецелевая закачка отсутствовала.
- **Модель 2.** Нагнетательная скважина П1 была подключена к пласту s_3 . Таким образом, на скважине П1 моделировалась нецелевая закачка.
- **Модель 3.** Совпадает во всём с моделью 2, кроме динамики приемистостей.

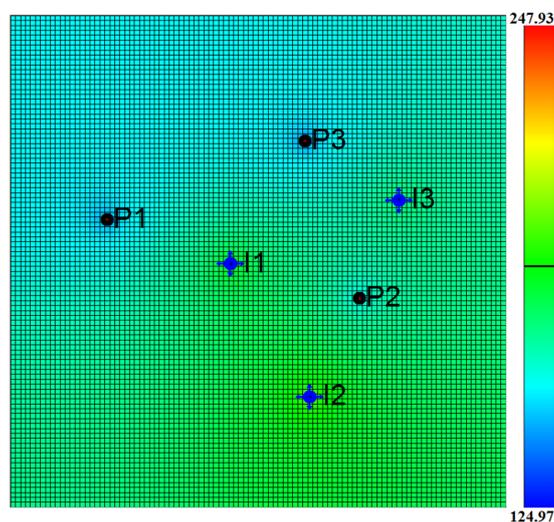


Рис. 1. Расположение скважин в моделях 1 и 2

Fig. 1. Well positions in models 1 and 2

Результаты моделирования оценивались по следующим параметрам:

- средняя относительная ошибка (MAPE) пластового давления в окрестности каждой из нагнетательных скважин, рассчитанного по CRMP-ТМ, относительно соответствующего пластового давления, полученного из ГДМ;
- средняя абсолютная ошибка (MAD) производной пластового давления в окрестности каждой из нагнетательных скважин, рассчитанного по CRMP-ТМ, относительно соответствующей производной пластового давления, полученного из ГДМ.

Использование оценок средних абсолютных ошибок для сравнения производных связано с тем, что для большей части шагов производные близки к нулю и, как следствие, оценки относительных ошибок не являются показательными.

Полученные значения ошибок приведены в таблице 1. Анализ этих значений показывает, что абсолютные значения модельных пластовых давлений могут существенно отличаться от фактических (по ГДМ), но динамика (судя по производным) качественно повторяется. Это можно объяснить следующим образом: радиус области, по которой считается среднее пластовое давление, в ГДМ определяется размерами ячеек, в то время как модель CRMP-ТМ определяет среднее давление качественно верно, но в общем случае для области другого радиуса. Графики динамики пластовых давлений приведены на рис. 2-4.

В гидродинамических моделях 2 и 3 присутствовал дополнительный пласт для моделирования нецелевой закачки, средние значения доли которой составляли 20,1 и 20,3% соответственно. Соответствующие им значения по модели CRMP-ТМ получились равными 19,5 и 20,1%.

Возможность определения непроизводительной закачки позволяет улучшить качество определения пластового давления.

Таблица 1

Оценки качества настройки моделей

Table 1

History matching quality estimations for considered models

	I1	I2	I3
Модель 1 MAPE(P), %	0,754	3,199	3,203
Модель 2 MAPE(P), %	1,47	2,53	3,007
Модель 3 MAPE(P), %	1,121	7,192	2,237
Модель 1 MAD(dP/dt), атм	0,017	0,139	0,014
Модель 2 MAD(dP/dt), атм	0,288	0,108	0,472
Модель 3 MAD(dP/dt), атм	0,216	0,585	0,352

Картирование поля пластового давления

Для проведения численного эксперимента использовалась синтетическая гидродинамическая модель 2 (с нецелевой закачкой), описание которой приведено ранее. Из гидродинамического симулятора была выгружена динамика пластового давления по скважинам и карта пластового давления на конец периода настройки. Настройка CRM-модели выполнялась в два этапа:

1. Настройка классической CRM-модели. При этом в целевую функцию дополнительно было добавлено слагаемое, определяющее невязку между пластовым давлением, рассчитанным по формулам (4) и (5), что позволило получить однозначное решение.
2. Настройка модели CRMP-ТМ, в результате которой определяется динамика пластового давления по нагнетательным скважинам.

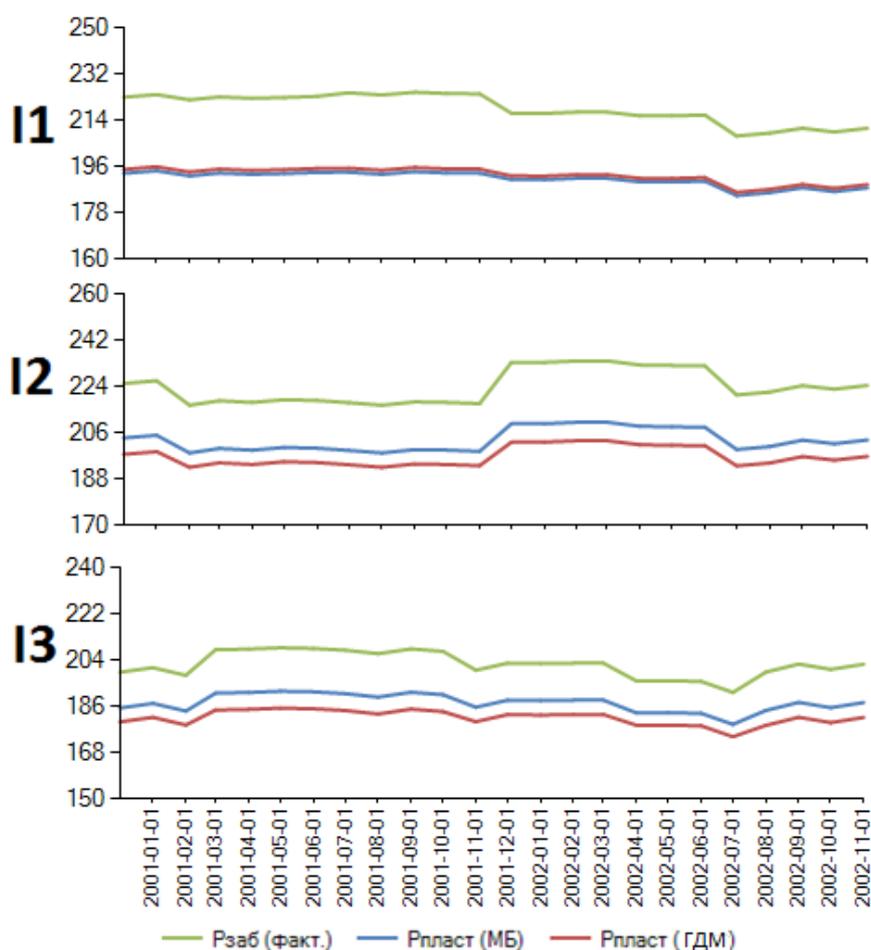


Рис. 2. Динамика пластового и забойного давления по модели 1

Fig. 2. Reservoir pressure and bottom-hole pressure dynamics for model 1

Для расчета пластового давления в окрестности скважин по формулам (5) и (9) необходимо начальное значение давления. Если на скважине проводились гидродинамические исследования (ГДИ), то в качестве начальной точки может быть взято значение из полученных результатов. Если же исследования не проводились, то начальное приближение может быть рассчитано по формулам (4) и (8).

В представленном эксперименте начальное значение пластового давления по добывающим скважинам было взято из ГДМ, а для нагнетательных начальное значение рассчитывалось по формуле (8), поскольку на практике крайне редко проводятся исследования по замеру пластового давления в окрестностях нагнетательных скважин.

На рис. 5 представлена настройка дебита жидкости по модели CRM. Среднее значение невязки по дебиту жидкости составило 2,41%.

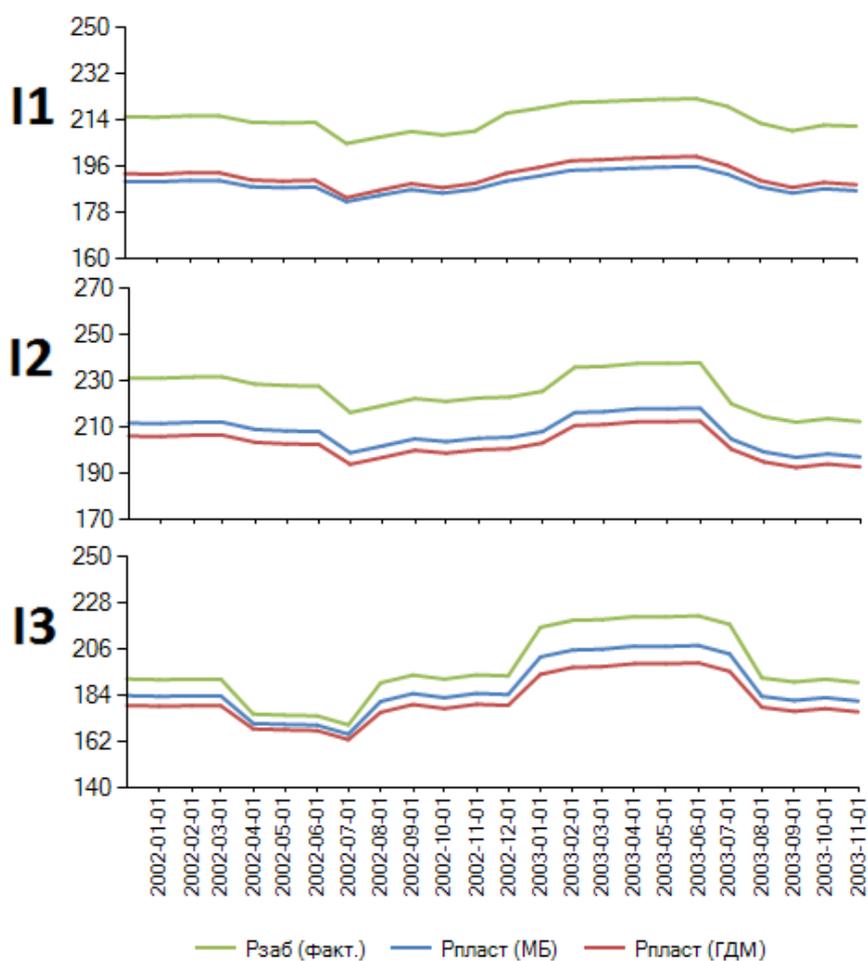


Рис. 3. Динамика пластового давления по модели 2

Fig. 3. Reservoir pressure dynamics for model 2

На рис. 6 представлено сопоставление динамики пластового давления по добывающим скважинам. В качестве факта использовалось пластовое давление WBP9, выгруженное из гидродинамического симулятора.

Средняя невязка по пластовому давлению на добывающих скважинах составила 1,42%. На рис. 3 представлено сопоставление динамики пластового давления по нагнетательным скважинам. В качестве факта также использовалось пластовое давление WBP9, выгруженное из гидродинамического симулятора.

Средняя невязка по пластовому давлению между давлением по ГДМ и МБ на нагнетательных скважинах составила 1,84%.

На рис. 7 представлена карта пластового давления на последний шаг периода настройки модели, полученная в результате гидродинамического моделирования.

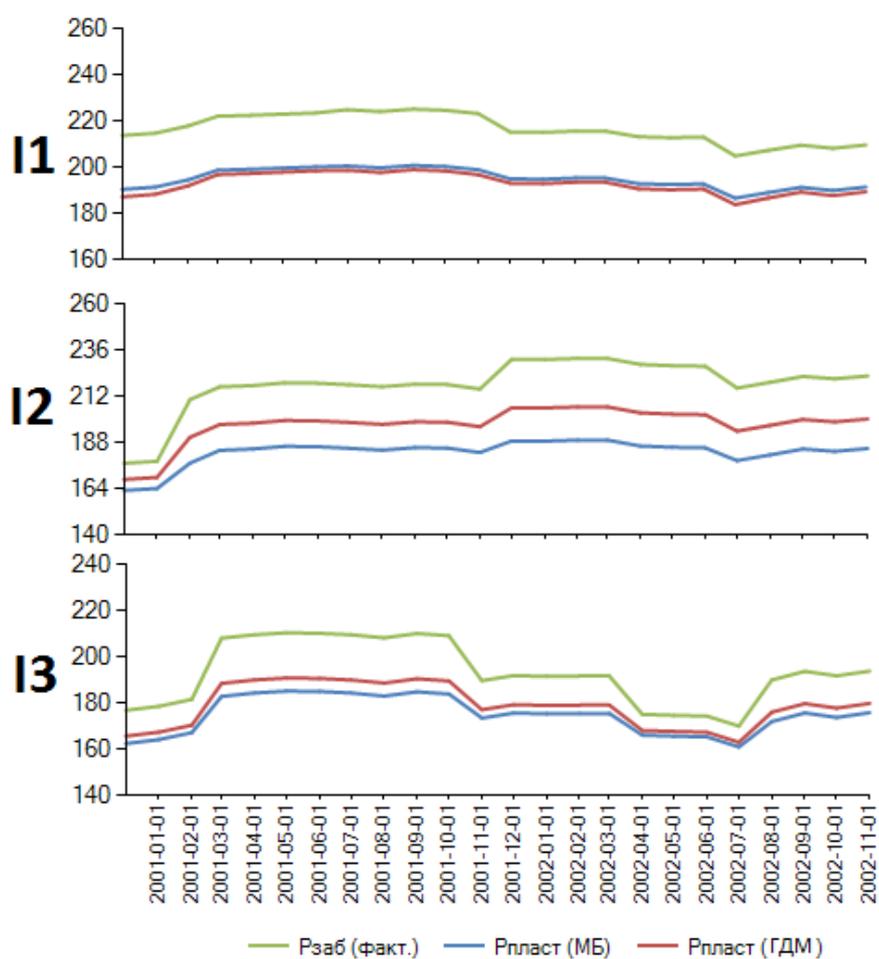


Рис. 4. Динамика пластового давления по модели 3

Fig. 4. Reservoir pressure dynamics for model 3

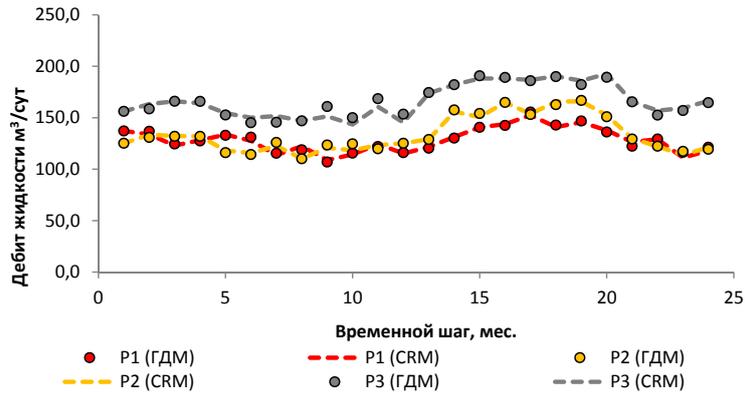


Рис. 5. Динамика дебита жидкости по скважинам

Fig. 5. Liquid production rates by wells

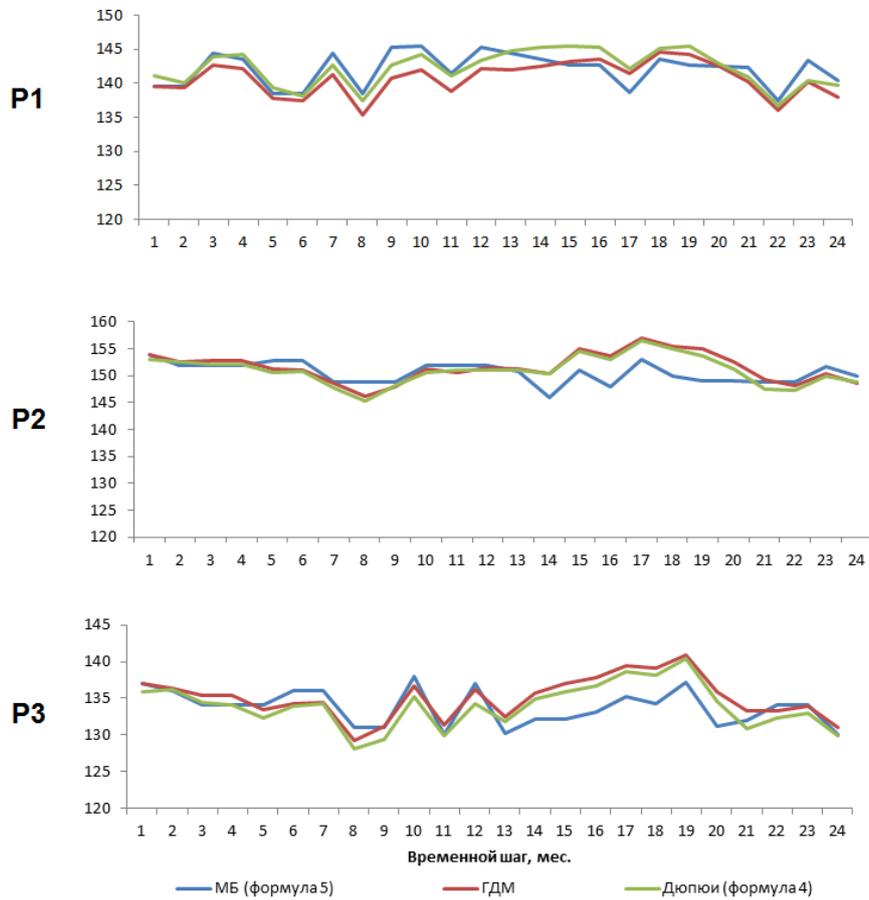


Рис. 6. Динамика пластового давления в окрестности добывающих скважин

Fig. 6. Pressure dynamics near producer wells

Для картопостроения требуется определение пластового давления за контуром скважин. Можно выделить такие методы интерполяции, как крайгинг и метод на основе радиальных базисных функций (RBF), поскольку эти методы могут быть применены для решения задачи экстраполяции. Однако результат картопостроения существенно будет зависеть от выбора модели вариограммы или типа радиальной базисной функции, а также от подбора настроечных параметров. Это приводит к неоднозначности решения. Помимо этого, методы требуют доработки для возможности учета давления на контуре питания. В этой связи для решения задачи построения поля пластового давления наилучшим образом подходит способ, построенный на основе решения уравнения Лапласа вида:

$$\Delta P = 0, \quad (12)$$

где P — пластовое давление. Уравнение (12) соответствует решению задачи расчета пластового давления однофазной несжимаемой жидкости в однородном пласте. В качестве граничных условий задается постоянное давление в ячейках, в которых расположены скважины, полученное в результате настройки CRMP и CRMP-ТМ моделей. Следует отметить, что в случае, если заранее известно поле гидропроводности или поле проницаемости, такой подход может быть расширен для учета данных о геологическом строении пласта.

На рис. 8-9 представлены поле пластового давления и распределение относительной невязки.

Из рис. 9 видно, что относительная ошибка не превышает 3,08%, а средняя относительная ошибка составила 0,91%. В результате адаптации CRMP и CRMP-ТМ моделей наибольшая невязка наблюдалась на скважинах P1 и П1, что также видно из карты относительной невязки. В окрестности этих скважин наблюдается область с близкой к максимальному значению невязкой.

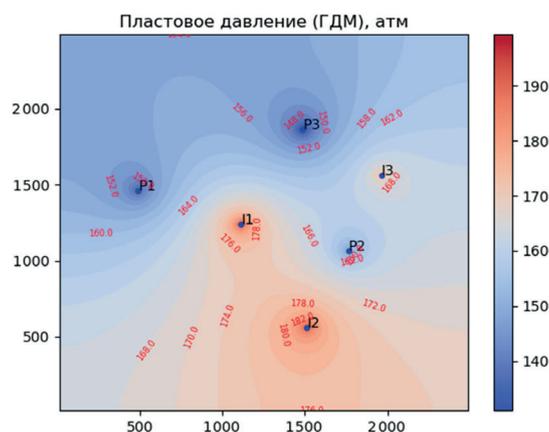


Рис. 7. Поле пластового давления, полученного в результате гидродинамического моделирования

Fig. 7. Reservoir pressure by hydrodynamic simulation

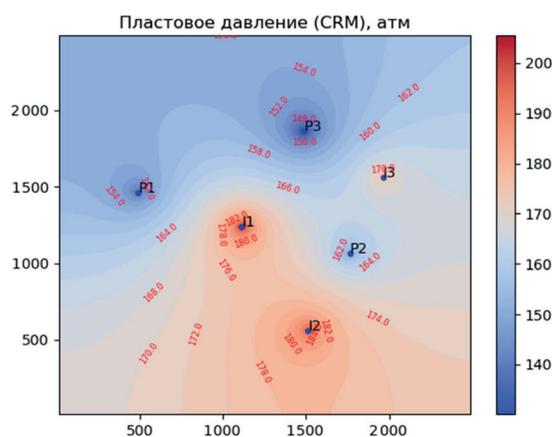


Рис. 8. Поле пластового давления, полученного на основе настроенных модели CRMP-TM и решения уравнения Лапласа

Fig. 8. Reservoir pressure by the Laplace equation solution with the boundary conditions obtained from CRMP-TM models

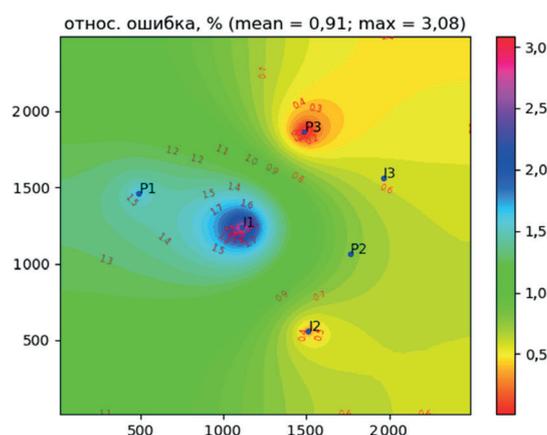


Рис. 9. Карта относительной невязки пластового давления по ГДМ и CRMP-TM

Fig. 9. Mean absolute percentage error for reservoir pressure obtained by hydrodynamic modeling CRMP-TM

Направления для дальнейших исследований

Перспективными направлениями для дальнейших исследований по обозначенной теме представляются:

- разработка специализированного численного метода для оптимизации ЦФ вида (10);
- разработка алгоритма прогнозирования пластовых и забойных давлений с использованием модели CRMP-TM;
- исследование условий единственности решения задачи минимизации ЦФ (10) с линейными ограничениями;

- исследование влияния неоднородного распределения геологических свойств и зашумленных данных на результаты моделирования;
- разработка алгоритмов и методики использования значений проводимости, полученных на разных этапах разработки объекта, для картирования пластовых давлений.

Результаты исследований модели CRMP-ТМ планируется реализовать в программном продукте «Ариадна», разрабатываемом в Тюменском нефтяном научном центре (ПАО «НК „Роснефть“»).

Верификация

Данные для верификации представляют собой упоминаемые в докладе ГДМ и реализацию CRMP-ТМ в виде файла MS Excel, на базе результатов этих ГДМ. Данные доступны по ссылке [2].

Выводы

Предложена принципиально новая модель, дополняющая модель CRMP и позволяющая получать скважинные данные для картирования пластового давления. Также предложенная модель представляется перспективным инструментом для уточнения прогноза дебитов жидкости по модели CRMP и определения динамики пластового и забойного давления в скважинах на прогноз. Принципиальным новшеством модели является постановка оптимизационной задачи для восстановления динамики пластового давления в скважинах с учетом требований соответствия друг другу пластовых давлений, рассчитываемых по модели материального баланса и формуле Дюпюи, и соответствия потоков жидкости в пласте заранее адаптированной модели CRMP. Адекватность модели продемонстрирована численными экспериментами над синтетическими гидродинамическими моделями с однородным распределением геологических свойств.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М.: Недра, 1982. 408 с.
2. Бекман А. Д. Данные для верификации работоспособности модели CRMP-ТМ / А. Д. Бекман. URL: https://github.com/MaxFloat/CRMP-TM_verification (дата обращения: 13.10.2021).
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 // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». 2020. № 7 (619). С. 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. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html> (дата обращения: 13.10.2021).
 9. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: thesis ... Doctor of Philosophy / M. Sayarpour. Austin: The University of Texas at Austin, 2008.

Alexander D. BEKMAN¹
Dmitry V. ZELENIN²

UDC 622.276

APPLICATION OF ADVANCED CRMP FOR RESERVOIR PRESSURE MAPPING

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

² Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center
dvzelenin@rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5918-2377

Abstract

The article discusses the issue of reservoir pressure mapping based on analytical producer-based representation of capacitance-resistance model (CRMP). The major hindrance of previous methods is in reconstruction of reservoir pressure dynamics in points where wells are located. Classic CRMP only allows performing measurement of reservoir pressure in the vicinity of producer wells. In order to reconstruct reservoir pressure dynamics near injector wells, the authors suggest application of advanced producer-based representation of capacitance-resistance model + tube model (CRMP-TM). As a result of adaptation of such model, influence of producer and injector wells is adjusted. Reservoir pressure in the vicinity of injector wells is determined while taking into account influence and flow rate obtained from traditional CRMP. The map of reservoir pressure is compiled based on solving Laplace's equation. The obtained values of pressure by wells are considered as limiting conditions. The given article also demonstrates the results of numerical experiments conducted with application of hydrodynamic simulator. CRMP and CRMP-TM models were built on the basis of well performance indicators calculated on the hydrodynamic model (HDM). The reservoir pressure maps obtained in this way were compared with the maps obtained from the hydrodynamic model. As a result of numerical experiments, adequate consistency of model and actual reservoir pressure dynamics as well as reservoir pressure maps for the last time interval of the adjusting period were obtained.

Citation: Bekman 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

Keywords

Interference, inverse problem, capacitance-resistive models, CRM, hydrodynamic simulation, reservoir pressure.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180

REFERENCES

1. Aziz Kh., Settari E. 1982. *Mathematical Modelling of Reservoir-Type Systems*. Moscow: Nedra. 408 p. [In Russian]
2. Bekman A. D. 2021. Data for Verifying the Performance of the CRMP-TM. Accessed 13 October 2021. https://github.com/MaxFloat/CRMP-TM_verification [In Russian]
3. Bekman 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., Bekman A. D., Ruchkin A. A. 2020. "Waterflooding optimization based on CRM". *Scientific and Technical Journal "Oilfield Business"*, no. 7 (619), pp. 5-10. [In Russian]
6. Pospelova T. A., Zelenin D. V., Ruchkin A. A., Bekman A. D. 2020. "Application of CRM for efficiency analysis of waterflooding". *Oil Province*, no. 1 (21), pp. 97-108. DOI: 10.25689/NP.2020.1.97-108 [In Russian]
7. Stepanov S. V. 2005. "Adaptation of hydrodynamic model of petroleum deposit based on solving the variational problems". *Mathematical Modelling*, 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. Accessed 13 October 2021. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html>
9. Sayarpour M. 2008. "Development and application of capacitance-resistive models to Water/CO₂ floods." *Dr. Sci. (Philos.) diss.* The University of Texas at Austin.

Сергей Михайлович ДЬЯЧКОВ¹
Ольга Анатольевна ЯДРЫШНИКОВА²
Дмитрий Валерьевич ПОЛЯКОВ³
Надежда Петровна ДЕВЯТКА⁴
Павел Игоревич ЧЕРМЯНИН⁵
Михаил Владимирович ДМИТРИЕВСКИЙ⁶

УДК 004.891

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРОДЫ
ПО ФОТОГРАФИЯМ КЕРНА
СОВРЕМЕННЫМИ МЕТОДАМИ
МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

- ¹ главный специалист
отдела прототипов и развития технологий,
Тюменский нефтяной научный центр
smdyachkov@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-3238-3259
- ² кандидат технических наук,
главный менеджер отдела алгоритмизации,
Тюменский нефтяной научный центр
oayadrishnikova@tnnc.rosneft.ru
- ³ специалист отдела прототипов и развития технологий,
Тюменский нефтяной научный центр
dvpolyakov3-tnk@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-9726-1375
- ⁴ начальник отдела литолого-фациального
и седиментологического изучения керна,
Тюменский нефтяной научный центр
npdevyatka@tnnc.rosneft.ru
- ⁵ начальник управления развития интеллектуальных технологий,
Тюменский нефтяной научный центр
pichermyanin2@tnnc.rosneft.ru
- ⁶ кандидат физико-математических наук, главный менеджер
отдела разработки наукоемких систем,
Тюменский нефтяной научный центр
mvdmitrievskiy@tnnc.rosneft.ru

Цитирование: Дьячков С. М. Автоматическое определение породы по фотографиям керна современными методами машинного обучения / С. М. Дьячков, О. А. Ядрышникова, Д. В. Поляков, Н. П. Девятка, П. И. Чермянин, М. В. Дмитриевский // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 181-198.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-181-198

Аннотация

Послойное описание керна выполняется для понимания закономерностей строения геологического разреза, прогнозирования развития коллекторов, уточнения стратиграфических границ и получения подсчетных параметров для оценки запасов углеводородного сырья. При этом название породы — один из ключевых параметров, определяемых при послойном описании.

В данной работе представлен сравнительный анализ двух подходов определения породы методами машинного обучения: на основе графических идентификаторов и сверточных нейронных сетей. Исходная выборка содержала фотографии керна месторождений Тюменской свиты (8 месторождений, 15 скважин, более 2 км керна) при дневном освещении. Для анализа выбраны 4 основных класса пород (алевролиты, аргиллиты, песчаники, угли). Для данных пород сформированы окна 5×5 см и нормированы до 299×299 пикселей. Общая выборка превысила 90 тыс. окон: 70% — обучающая выборка (60 359 окон) и 30% — тестовая (31 140 окон). Обучающая и тестовая выборки содержат фотографии керна с разных месторождений.

Сравнение производилось между сверточными нейронными сетями (ResNet, ResNeXt, Inception и др.) и классификатором (типа XGBoost) на основе графических идентификаторов двух типов: цветовые (средний цвет, доминирующие цвета) и текстурные (энтропия, число Эйлера, контраст, непохожесть, однородность, энергия, корреляция). По результатам экспериментов модель на основе сверточных нейронных сетей оказалась более чувствительна к неявным признакам и позволила сократить ошибку по средневзвешенной f1-мере по отношению к ансамблю слабых классификаторов на 12,5% на тестовой выборке даже без оптимизации гиперпараметров.

Таким образом, можно сделать вывод, что модель на основе сверточных нейронных сетей более чувствительна к неявным признакам, которые сложно извлечь, используя известные графические идентификаторы. С другой стороны, подход на основе графических идентификаторов и ансамбля слабых классификаторов может быть использован без специализированных вычислительных мощностей (видеокарт).

Ключевые слова

Фотография керна, сверточные нейронные сети, графические идентификаторы, XGBoost, компьютерное зрение, геология, название породы.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-181-198

Введение

Для эффективного выполнения производственных задач, связанных с добычей углеводородов, важно и необходимо знать, какими горными породами представлен разрез лицензионного участка или месторождения, его расчлененность, какими свойствами обладают отложения, его слагающие, в пределах каких глубин распространены продуктивные пласты и горизонты. Прямым источником этой информации является керновый материал из скважин. КERN — это монолитный образец горной породы, правильной (цилиндрической) формы, извлеченный из земных недр на поверхность, анализируя который возможно: установить закономерности вертикального строения геологического разреза и его литологические характеристики; уточнить стратиграфические границы и выделить маркирующие (реперные) слои; спрогнозировать распространение коллекторов и флюидоупоров и их свойства; оценить характер насыщения, геохимические показатели и подсчетные параметры для оценки запасов углеводородного сырья.

Для понимания закономерностей строения разреза в первую очередь выполняется выделение его элементарных единиц — слоев — и проводится их описание. При этом определяющими являются следующие ключевые признаки: тип породы, цвет, насыщение, структура породы (гранулометрический и минеральный состав, сортировка, цемент), текстура, биотурбация (интенсивность и разнообразие), органические остатки, вторичные изменения, пустоты, трещины, характер контактов. В итоге формируется литологическое описание разреза с детальными характеристиками каждого слоя.

На текущий момент Тюменский нефтяной научный центр имеет на хранении более 150 км керна с ежегодным приростом в 10-15 км, более 100 тыс. цифровых снимков керна с приростом 20 тыс. в год и более 1 млн выделенных слоев с приростом в 90 тыс. ежегодно.

Определение ключевых признаков и выполнение послойного описания занимает на сегодняшний день значительную часть времени высококвалифицированных специалистов-литологов, работа которых может быть оптимизирована путем автоматизации.

Обзор литературы

В научной литературе были найдены решения задачи определения пород по фотографиям керна. В таблице 1 представлены три наиболее детализированных решения от Сколковского института науки и технологий (Сколтех) совместно с коллегами из других организаций [5, 8], Schlumberger [3] и австралийского университета Нового Южного Уэльса (University of New South Wales, UNSW) [4]. Решения от научных организаций (Сколтеха и UNSW) основаны на сверточных нейронных сетях широко распространенных архитектур (AlexNet, VGG, GoogLeNet, ResNet, Inception-v3, ResNeXt). Точность для данных решений достаточно сильно различается, что может быть продиктовано исходным качеством данных (150 dpi для решения Сколтеха против 400 dpi для решения UNSW) и количеством определяемых классов (6 классов против 4), таким образом, можно утверждать, что более высокое качество изображений

Таблица 1

Аналогичные решения

Table 1

Similar solutions

Компания	Сколтех	Schlumberger	UNSW
Суммарная мощность керна	2 км	Не уточняется	~3 км (800 ящиков по 3-5 м в каждом)
Количество окон	20 000 шт.		76 500 шт.
Размер окон	10 × 10 см		2 × 2 см
Разрешение окон	606 × 606 px		240 × 240 px
Качество изображения	150 dpi		~400 dpi
Количество классов	6 классов		4 класса
Модель	AlexNet, VGG, GoogLeNet, ResNet	Фильтры для свертки, Gaussian mixture, BIC	ResNet, Inception-v3, ResNeXt, post-processing
Точность на тестовой выборке лучше модели	Precision: 72% Recall: 60% F1: 0,57	Не уточняется	Accuracy: 88,74%

и меньшее количество классов позволяют значительно повысить качество модели. Так, решение университета Нового Южного Уэльса на 15-20% точнее решения, разрабатываемого Сколтехом (таблица 1).

Материалы и методы

Подготовка исходных данных

Изображения керна для описания получают путем фотографирования кусков керна диаметром от 80 до 100 мм в одной проекции вдоль ствола при дневном и ультрафиолетовом свете (подсвечивает имеющиеся в керне следы углеводородов). КERN в момент съемки закреплен на специальном столе длиной 6 м, который можно передвигать вдоль ствола. Высота камеры, которая используется для съемки, фиксирована. Для обеспечения правильной цветопередачи оборудование, а именно фотоаппарат и освещение, калибруют вручную с использованием эталонных мишеней. Одновременно производится фотографирование участка длиной не более 1 м с приложенной к керну масштабной линейкой. Далее полученные изображения обрабатываются оператором, из них вырезается только часть, содержащая информативную область. Выделенную часть сохраняют в форматах JPG и PDF. По итогам формируется литологическое описание слоя с ключевыми признаками, в том числе с указанием породы, цвета, насыщения, зернистости и других параметров. Таким образом, можно говорить

об унифицированном и хорошо регламентированном процессе получения первичных данных. Все выше описанные данные загружаются в корпоративную систему ИС «РН-Лаб» в структурированном виде, в том числе и изображение с указанием границ слоев [1, 2].

Описание выборки

Для обучения моделей была осуществлена выгрузка фотографий и послыного описания 15 скважин с 8 месторождений Тюменской свиты из корпоративной системы ИС «РН-Лаб» [1, 2]. Было предоставлено 2 432 фотографии керн при дневном свете, что эквивалентно 2,4 км породы. Суммарное количество слоев составило 4 378. Для анализа были выбраны 4 основных породы, чаще всего встречающиеся в рамках исследуемой выборки: песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли.

Для каждого слоя из исходного описания берутся отметки кровли и подошвы данного слоя. Далее в рамках одного слоя из изображения последовательно вдоль ствола керн нарезаются окна размером 5×5 см с фиксированным шагом смещения для каждого названия породы, вычисляемого по формуле (1). Затем для корректной работы моделей все вырезанные окна нормируются до размера 299×299 пикселей.

При формировании датасета мы столкнулись с проблемой несбалансированности данных. По этой причине было решено брать для каждой породы собственный шаг скользящего окна, зависящий от суммарной высоты породы данного класса. Стандартный шаг (*default_step*) для самой высоко представленной породы (песчаники) принят равным 2 см. Для остальных пород он рассчитывается пропорционально суммарной высоте данного класса (*sum_height_of_class*) относительно высоты самого представленного класса *sum_height_of_class*:

$$step = \mathit{math.ceil} \left(\mathit{default_step} \cdot \frac{\mathit{max_sum_height}}{\mathit{sum_height_of_class}} \right), \quad (1)$$

где *math.ceil* — операция округления значения в большую сторону; *default_step* — значение шага для наиболее представленной породы в выборке; *max_sum_height* — суммарная мощность керн наиболее представленной породы в выборке; *sum_height_of_class* — суммарная мощность керн породы, для которой рассчитывается шаг смещения окна.

Далее полученная выборка разбивается на обучающую и контрольную в соотношении 70 : 30 (таблица 2).

Описание используемых моделей

Нейронная сеть

В рамках исследования были протестированы следующие архитектуры предобученных сверточных нейронных сетей, реализованных с помощью свободно распространяемой библиотеки PyTorch [14]: SqueezeNet1.1, DenseNet121, DenseNet161, Inception-v3, NASNetLarge, PNASNet5Large, ResNet18, ResNet34, ResNet152, ResNeXt101 64×4d, ResNeXt101 32×4d, SENet154, VGG13, VGG16bn, VGG19bn.

Таблица 2

Распределение пород в исследуемой выборке

Table 2

Distribution of rocks in the sample

Порода	Количество слоев	Суммарная мощность, м	Шаг, см	Количество окон		
				Всего	Обучающая выборка	Тестовая выборка
песчаники	2 058	568,03	2	23 891	15 457	7 699
алевролиты	1 490	377,4	1,33	23 680	16 767	6 830
аргиллиты	205	53,02	0,19	22 751	15 035	7 494
угли	106	20,49	0,07	22 217	13 100	9 117

Для нивелирования эффекта переобучения были использованы следующие техники:

- аугментация: изображения с равной долей вероятности могли отразиться либо горизонтально, либо вертикально;
- добавлен dropout-слой: нейрон исключается из сети с вероятностью 30%;
- регуляризаторы L1 и L2: наложение штрафов на веса с наибольшими значениями для минимизации их L1 и L2-нормы соответственно.

Ансамбль слабых классификаторов по данным графических идентификаторов

Для реализации данного подхода были использованы две свободно распространяемые библиотеки: Scikit-Image [16] для извлечения графических идентификаторов по окнам и XGBoost для построения модели классификации [6].

В качестве графических идентификаторов использовались следующие характеристики: цветовые (средний цвет, доминирующие цвета) и текстурные (энтропия, число Эйлера, контраст, непохожесть, однородность, энергия, корреляция).

Цветовые графические идентификаторы были получены на основе исходного изображения, представленного в виде трехмерной матрицы, в которой два первых измерения представляют высоту и ширину исходного изображения, а третье измерение отвечает за цвет. Спектр исходных изображений включал всего три канала базовых цветов: красный (R), зеленый (G) и синий (B). Средний цвет рассчитывался как среднее арифметическое значение для каждого канала (базового цвета) исходного изображения (рис. 1.1). Палитра цветов рассчитывалась путем попиксельной кластеризации изображения методом K-средних [12] с заданным количеством искомым цветов. В качестве объектов кластеризации выступали точки в трехмерном пространстве базовых цветов (R, G, B). Количество искомым цветов было выставлено в соответствии с результатами, полученными в компании Schlumberger [3], а именно их увеличение до 11 дает

наибольший прирост извлекаемой информации. Результат кластеризации представлен на рис. 1.2. Далее для цветов полученной палитры производилась оценка их представленности на изображении путем вычисления процента изображения (рис. 1.2), представленного каждым из цветов полученных кластеров. Три наиболее представленных цвета на изображении назывались доминирующими и включались в анализ.

Для вычисления текстурных графических идентификаторов использовались изображения в градациях серого и черно-белые изображения (рис. 1.3-1.4). Так,

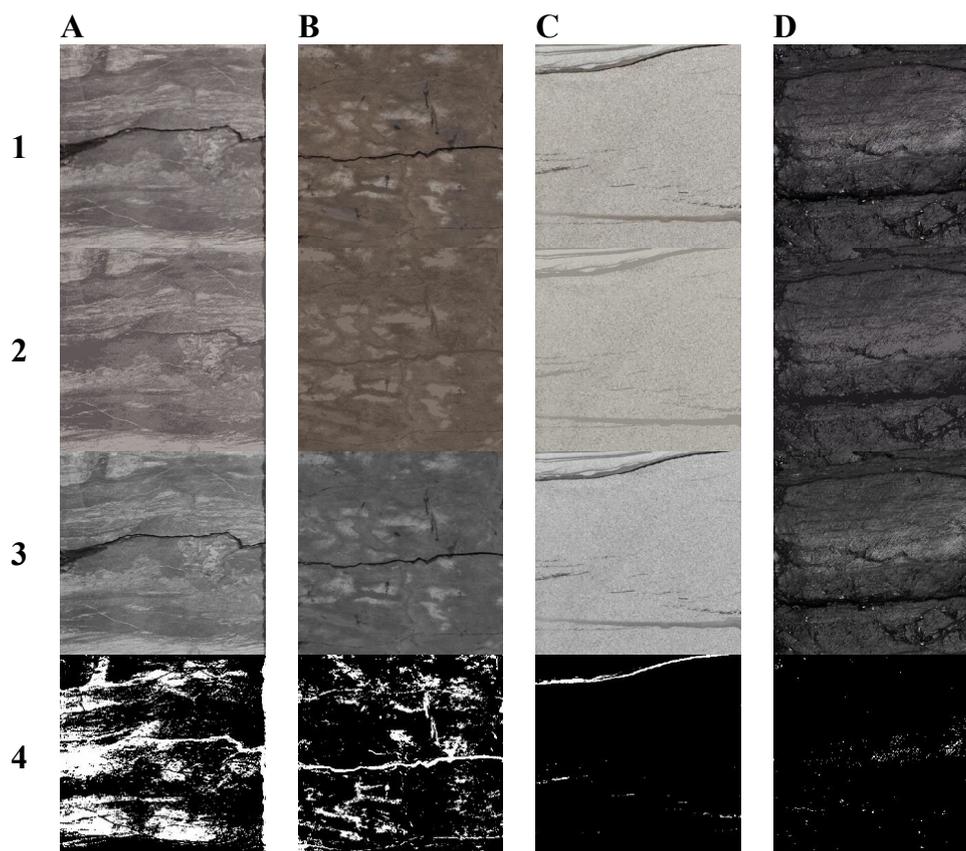


Рис. 1. Примеры изображений, использованных для вычисления графических идентификаторов (по горизонтали: А — алевролит, В — аргиллит, С — песчаник, D — уголь; по вертикали: 1 — исходные изображения, 2 — изображения после кластеризации, 3 — изображения в градациях серого, 4 — черно-белые изображения)

Fig. 1. Examples of images used to visual descriptors computing (horizontal: A — siltstone, B — mudstone, C — sandstone, D — coal; vertical: 1 — original image, 2 — image after clustering, 3 — grayscale images, 4 — black and white image)

на основе изображения в градациях серого (рис. 1.3) была рассчитана энтропия Шэннона [18], позволяющая определить имеющуюся локальную неоднородность текстуры. По черно-белому изображению (рис. 1.4) была произведена оценка топологии путем расчета числа Эйлера [11], которое позволяет оценить глобальную неоднородность текстуры изображения. Для оценки значений других графических идентификаторов, инвариантных к взаимному расположению и интенсивности, по изображениям в градациях серого (рис. 1.3) рассчитывались матрицы совместной встречаемости оттенков серого [13] для 4 соседних пикселей: контраст, непохожесть, однородность, энергия, корреляция — общепризнанных статистик Харалика [7].

Результаты

Для оценки результатов работы алгоритмов использовались стандартные метрики оценки качества классификации: precision, recall, f1-score и accuracy.

Нейронная сеть

По результатам вычислительных экспериментов наилучший результат получила модель с архитектурой ResNeXt101 32×4d [17]. Данная архитектура отличается от семейств VGG/ResNet тем, что пытается использовать больше подпространств сверток, но для соблюдения баланса сложности и производительности данные подпространства имеют меньшую размерность. Данная архитектура не раз превосходила рассмотренные нами архитектуры на модельных задачах (ImageNet1K [15], CIFAR [9], COCO [10]), что и было освещено в оригинальной статье и подтвердилось в нашей работе. Результаты классификации для обучающей и контрольной выборки представлены в таблице 3 и на рис. 2.

Таблица 3

Качество классификации модели
ResNeXt101 32×4d

Table 3

Classification quality
of the ResNeXt101 32×4d model

Характеристика	алевролиты	аргиллиты	песчаники	угли	accuracy	macro avg	weighted avg
Обучающая выборка							
precision	0,86	0,83	0,89	0,98	0,88	0,89	0,88
recall	0,79	0,93	0,87	0,94	0,88	0,89	0,88
f1-score	0,82	0,88	0,88	0,96	0,88	0,89	0,88
Контрольная выборка							
precision	0,80	0,79	0,92	0,92	0,86	0,86	0,86
recall	0,77	0,80	0,93	0,94	0,86	0,86	0,86
f1-score	0,79	0,80	0,92	0,93	0,86	0,86	0,86

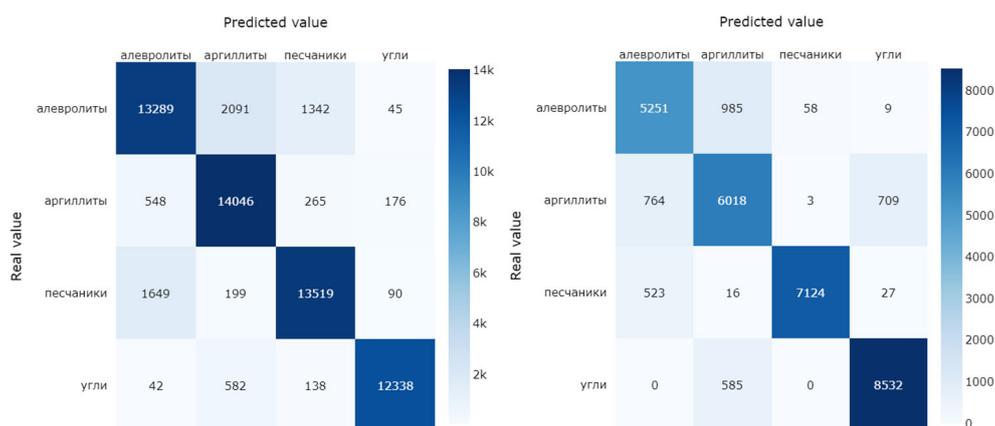


Рис. 2. Матрица ошибок модели ResNeXt101 32×4d (слева — обучающая выборка, справа — контрольная выборка)

Fig. 2. Confusion matrix of ResNeXt101 32×4d model (left — train subsample, right — validation subsample)

Ансамбль слабых классификаторов по данным графических идентификаторов

Для выбора оптимальных гиперпараметров модели типа XGBoost был выполнен случайный поиск с использованием перекрестной проверки (cross-validation K-fold = 10) с подбором оптимальных параметров регуляризации, высоты дерева, количества деревьев и других параметров. По результатам перебора 1 000 моделей была отобрана модель с наилучшим показателем взвешенной f1-меры на обучающей выборке. Точность классификации лучшей модели типа XGBoost на основе графических идентификаторов представлена в таблице 4 и на рис. 3.

Таблица 4

Качество классификации модели лучшей модели XGBoost на базе графических идентификаторов

Table 4

Classification quality of the best XGBoost model based on visual descriptors

Характеристика	алевролиты	аргиллиты	песчаники	угли	accuracy	macro avg	weighted avg
Обучающая выборка							
precision	0,72	0,76	0,83	0,91	0,80	0,80	0,80
recall	0,71	0,75	0,85	0,91	0,80	0,81	0,80
f1-score	0,71	0,75	0,84	0,91	0,80	0,80	0,80
Контрольная выборка							
precision	0,69	0,73	0,90	0,98	0,84	0,82	0,85
recall	0,82	0,77	0,92	0,83	0,84	0,83	0,84
f1-score	0,75	0,75	0,91	0,90	0,84	0,83	0,84

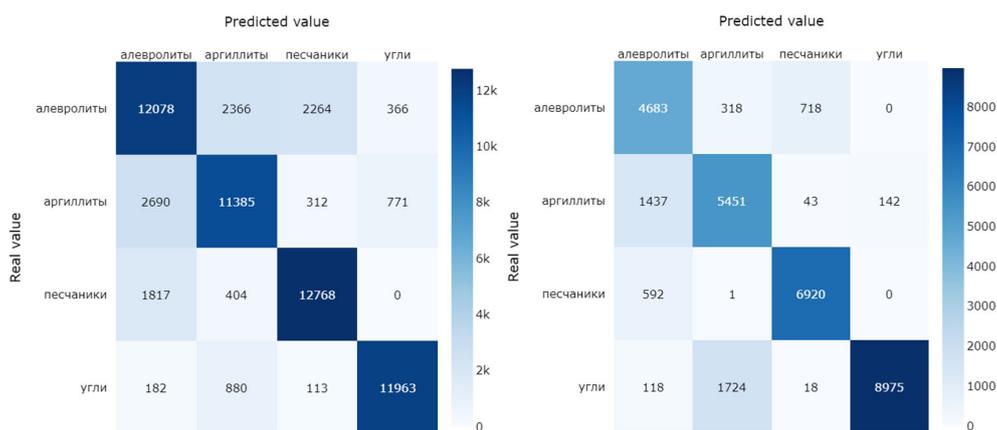


Рис. 3. Матрица ошибок лучшей модели XGBoost (слева — обучающая выборка, справа — контрольная выборка)

Fig. 3. Confusion matrix of best XGBoost model (left — train subsample, right — validation subsample)

Обсуждение

По результатам вычислений графических идентификаторов было выполнено сравнение получившихся значений для разных классов пород (таблица 5) и соотнесения их с исходными изображениями (рис. 1). Как мы видим, наиболее выделяющимся из 4 классов является уголь — с точки зрения цвета самая темная из рассматриваемых пород: низкие и равномерные значения во всех трех каналах R, G, B для среднего и первых двух наиболее доминирующих цветов, что подтверждается рис. 1.2D. Текстура угля имеет множество мелкой и слабовыраженной ряби (высокие значения энтропии, контраста, корреляции, с одновременно низкими значениями однородности), что видно по рис. 1.3D, и практически не содержит крупных и имеющих четкий контур включений (отрицательное число Эйлера и низкая энергия), что согласуется с рис. 1.4D.

Следующим классом, имеющим хорошо выраженные признаки, является песчаник. Цветовые характеристики песчаника указывают на преобладание более светлых тонов в изображении, чем у других классов: высокие и равномерные по каналам R, G, B значения для среднего и доминирующих цветов (рис. 1.1C и рис. 1.2C). Текстурные характеристики указывают на наличие небольших включений, т. к. число Эйлера относительно других классов небольшое, но уже является положительным в отличие от угля (таблица 5), что может быть продиктовано наличием горизонтальной трещины на фото (рис. 1.4C).

Примеры алевролитов и аргиллитов, представленных на рис. 1.1A и рис. 1.1B, не имели ярко выраженных отличий по цветовым характеристикам, однако существенно отличались по текстурным характеристикам (таблица 5). Аргиллиты имели самые низкие значения непохожести и контраста среди рассматриваемых примеров и самые высокие значения однородности, что соответствует рис. 1.3B. Высокие значения энергии и числа Эйлера для аргиллитов, скорее всего, не иллюстрируют признаков породы, а дают обобщенную характеристику конкретного примера, а именно наличие крупных светлых включений.

В целом же можно отметить, что графические идентификаторы дают численные характеристики, описывающие изображения, и позволяют очень хорошо разделять классы, имеющие существенные визуальные различия, такие как угли и песчаники, но могут иметь низкую классифицирующую способность при попытке разделения алевролитов от аргиллитов.

Также для анализа характера ошибок модели, показавшей наивысший результат по точности классификации на обучающей выборке (глубокая нейронная сеть ResNeXt101 32×4d), была произведена проверка в ручном режиме окон, результаты классификации которых не совпадали с исходной разметкой. По результатам такого анализа характер ошибок вызвал вопросы. Например,

Таблица 5

Значения графических идентификаторов для рассмотренных выше примеров изображений (рис. 1)

Table 5

Values of visual descriptors for the examples of images mentioned above (fig. 1)

	Алевролит	Аргиллит	Песчаник	Уголь
Цветовые характеристики (R, G, B)				
Средний	(185, 177, 174)	(131, 122, 117)	(143, 138, 132)	(53, 51, 52)
1-й доминирующий	(114, 106, 105)	(89, 78, 71)	(190, 186, 180)	(59, 55, 59)
2-й доминирующий	(109, 100, 100)	(106, 92, 83)	(182, 178, 171)	(63, 60, 64)
3-й доминирующий	(98, 90, 90)	(99, 86, 77)	(174, 169, 163)	(92, 88, 91)
Текстурные характеристики				
Энтропия	6,599	5,584	5,891	6,609
Число Эйлера	478	660	52	-541
Контраст	96,261; 260,296; 215,187; 229,941	26,219; 63,741; 51,767; 64,773	112,826; 257,976; 202,104; 219,524	232,740; 373,975; 245,088; 319,302
Непохожесть	7,154; 11,475; 10,327; 10,717	3,516; 5,139; 4,562; 5,251	8,193; 11,484; 10,071; 10,908	10,380; 13,708; 11,058; 12,497
Однородность	0,148; 0,100; 0,113; 0,109	0,279; 0,218; 0,242; 0,214	0,121; 0,092; 0,106; 0,096	0,123; 0,086; 0,106; 0,095
Энергия	0,022; 0,018; 0,019; 0,018	0,049; 0,043; 0,045; 0,042	0,027; 0,025; 0,026; 0,025	0,019; 0,016; 0,018; 0,017
Корреляция	0,922; 0,787; 0,825; 0,812	0,936; 0,844; 0,874; 0,842	0,832; 0,613; 0,697; 0,671	0,805; 0,687; 0,796; 0,733

для участков, размеченных как песчаник, алевролит и аргиллит, но распознанных как угли (рис. 4). В большинстве таких участков имеются углистые включения, площадь которых на рассматриваемом окне превосходила площадь класса, указанного специалистом, т. е. формально классификация была произведена корректно. В связи с этим была произведена оценка вероятностей для исследуемых 4 пород вдоль всего ствола керна, изображенного на одной фотографии в ручном режиме.

По результатам анализа вероятностей для исследуемых 4 пород вдоль всего ствола керна, после проверки профильными специалистами сформированного описания, был сделан вывод о том, что оценка, полученная моделью даже

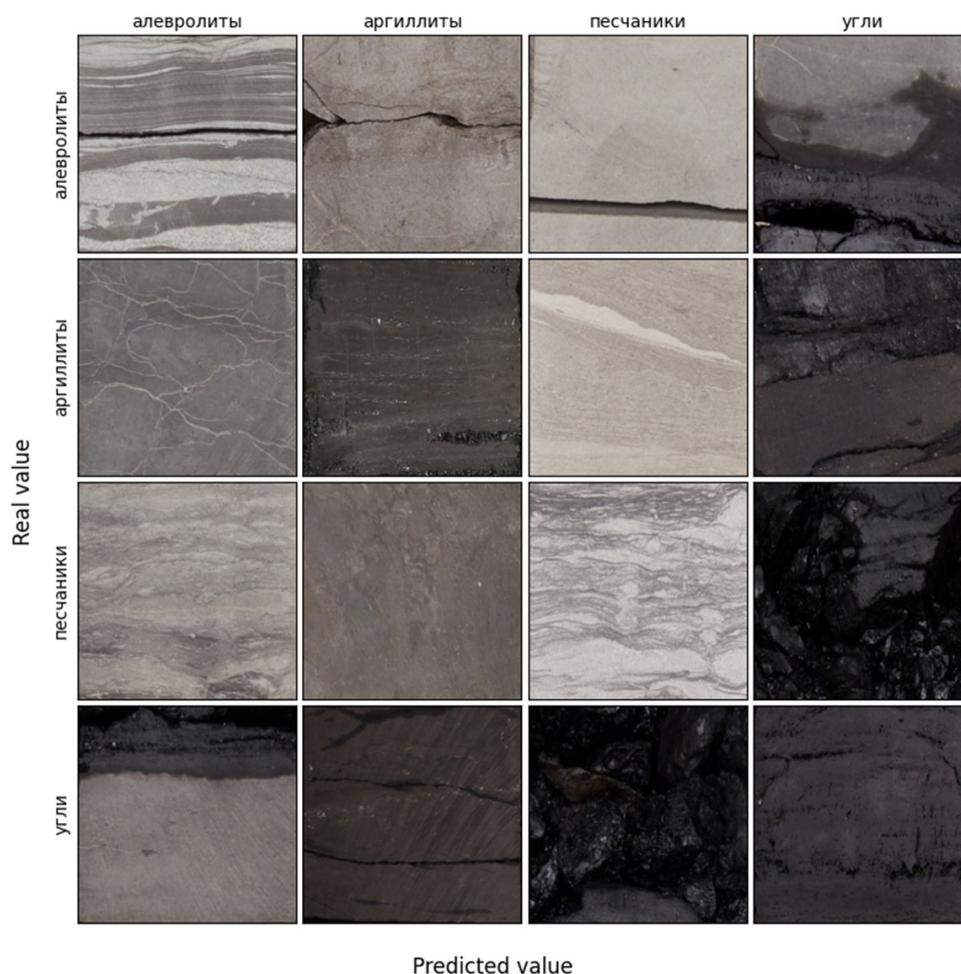


Рис. 4. Матрица ошибок модели ResNeXt101 32×4d на обучающей выборке, представленная в виде случайных изображений

Fig. 4. Confusion matrix of model ResNeXt101 32×4d on train subsample presented by randomly selected images

при условии неполного совпадения с имеющимся описанием, выгруженным из корпоративной системы ИС «РН-Лаб» [1, 2], может быть обоснована. Так, например, на рис. 5 в верхней части ствола ядра наблюдается пересечение вероятностей песчаников и алевролитов высотой около 10 см. Данное пересечение получается в результате наличия включений алевролита на рассматриваемом участке. Однако в соответствии с регламентом описания и на усмотрение профильного специалиста данный участок может быть не выделен как отдельный слой по причине его малой мощности и отсутствия ценности для дальнейших исследований на наличие углеводородов.

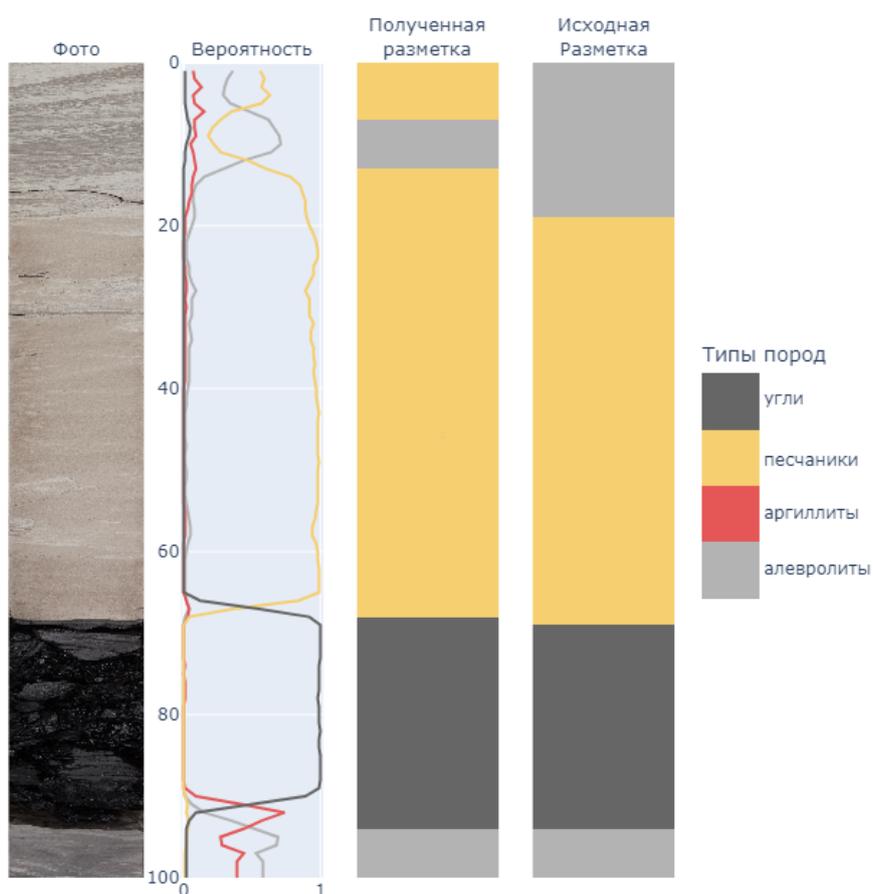


Рис. 5. Пример выделения слоев на исходной фотографии ядра

Fig. 5. Example of the layers detection in the original photo of the core

Таким образом, можно предположить, что при более детальном анализе ошибок полученных моделей (рис. 2, 3) могут быть найдены фрагменты ядра, имеющие корректное описание с точки зрения породы, но не представляющие ценности с точки зрения дальнейшего анализа (рис. 5).

Выводы

По результатам экспериментов можно утверждать, что обе модели показали достаточно высокую точность и могут быть применены на практике. Однако модель на основе сверточных нейронных сетей более чувствительна к неявным признакам, которые сложно извлечь, используя известные графические идентификаторы, что дает относительное сокращение ошибки классификации по $f1$ -мере на 12,5% даже без оптимизации гиперпараметров. Также данный подход имеет больший потенциал развития за счет отсутствия необходимости определения используемых признаков, т. к. глубокие нейронные сети за счет использования более сложных архитектур и операций свертки способны сами извлекать значимые признаки в процессе обучения и использовать их при применении. С другой стороны, подход на основе графических идентификаторов и ансамбля слабых классификаторов может быть использован без специализированных вычислительных мощностей (видеокарт). Таким образом, можно сделать вывод, что оба подхода могут быть применены на практике, но подход на основе глубоких нейронных сетей имеет больший потенциал развития с учетом увеличения мощностей видеокарт и снижения их стоимости по отношению к единице мощности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РН-ЛАБ «Исследования полноразмерного керна»: свид. 2018661917 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ / В. З. Кузенков, Д. В. Каширских, С. В. Паромов, Ю. А. Рамазанов, М. Ф. Серкин. № 2018619071; заявл. 24.08.2018; опубл. 20.09.2018.
2. РН-ЛАБ «Литология»: свид. 2019616974 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ / Н. П. Девятка, Д. В. Каширских, С. В. Паромов, И. А. Вахрушева, В. З. Кузенков. № 2019615809; заявл. 21.05.2019; опубл. 03.06.2019.
3. Abashkin V. V. Quantitative analysis of whole core photos for continental oilfield of Western Siberia / V. V. Abashkin, I. A. Seleznev, A. A. Chertova, S. B. Istomin, D. V. Romanov, A. F. Samokhvalov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2020. Paper SPE-202017-MS. DOI: 10.2118/202017-MS
4. Alzubaidi F. Automated lithology classification from drill core images using convolutional neural networks / F. Alzubaidi, P. Mostaghimi, P. Swietojanski, S. R. Clark, R. T. Armstrong // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 197. Art. 107933. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107933
5. Baraboshkin E. E. Deep convolutions for in-depth automated rock typing / E. E. Baraboshkin, L. S. Ismailova, D. M. Orlov, E. A. Zhukovskaya, G. A. Kalmykov, O. V. Khotylev, E. Yu. Baraboshkin, D. A. Koroteev // Computers & Geosciences. 2020. Vol. 135. Art. 104330. DOI: 10.1016/j.cageo.2019.104330
6. Chen T. XGBoost: A scalable tree boosting system / T. Chen, C. Guestrin // 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining (New York, USA, 13-17 August, 2016). 2016. Pp. 785-794. DOI: 10.1145/2939672.2939785

7. Haralick R. M. Statistical and structural approaches to texture / R. M. Haralick // Proceedings of the IEEE. 1979. Vol. 67 (5). Pp. 786-804. DOI: 10.1109/PROC.1979.11328
8. Ivchenko A. V. Core photo lithological interpretation based on computer analyses / A. V. Ivchenko, E. E. Baraboshkin, L. S. Ismailova, D. M. Orlov, D. A. Koroteev, E. Yu. Baraboshkin // Proceedings of the IEEE Northwest Russia Conference on Mathematical Methods in Engineering and Technology (Saint-Petersburg, Russia, September 10-14, 2018). 2018. Vol. 8. Pp. 426-428.
9. Krizhevsky A. Learning Multiple Layers of Features from Tiny Images / A. Krizhevsky. University of Toronto, 2009.
10. Lin T.-Y. Microsoft COCO: Common objects in context / T.-Y. Lin, M. Maire, S. Belongie, J. Hays, P. Perona, D. Ramanan, P. Dollár, C. Zitnick // European Conference on Computer Vision. 2014. Pp. 740-755.
11. Lin X. The Euler Number study of image and its application / X. Lin, J. Ji, Y. Gu // 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. 2007. Pp. 910-912. DOI: 10.1109/ICIEA.2007.4318541
12. Lloyd S. Least squares quantization in PCM / S. Lloyd // IEEE Transactions on Information Theory. 1982. Vol. 28 (2). Pp. 129-137. DOI: 10.1109/TIT.1982.1056489
13. Löfstedt T. Gray-level invariant Haralick texture features / T. Löfstedt, P. Brynolfsson, T. Asklund, T. Nyholm, A. Garpebring // PLOS ONE. 2019. Vol. 14 (2). Art. e0212110. DOI: 10.1371/journal.pone.0212110
14. Paszke A. PyTorch: an imperative style, high-performance deep learning library / A. Paszke, S. Gross, F. Massa et al. // Advances in Neural Information Processing Systems. 2019. Vol. 32. Pp. 8024-8035.
15. Russakovsky O. ImageNet large scale visual recognition challenge / O. Russakovsky, J. Deng, H. Su, J. Krause, S. Satheesh, S. Ma, Z. Huang, A. Karpathy, A. Khosla, M. Bernstein, A. Berg, L. Fei-Fei // International Journal of Computer Vision. 2015. Vol. 115. No. 3. Pp. 211-252. DOI: 10.1007/s11263-015-0816-y
16. Van der Walt S. Scikit-image: Image processing in python / S. van der Walt, J. L. Schönberger, J. Nunez-Iglesias, F. Boulogne, J. D. Warner, N. Yager, E. Gouillart, T. Yu // PeerJ. 2014. Vol. 1. Art. e453. DOI: 10.7717/peerj.453
17. Xie S. Aggregated residual transformations for deep neural networks / S. Xie, R. Girshick, P. Dollár, Z. Tu, K. He // IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition. 2017. Pp. 5987-5995. DOI: 10.1109/CVPR.2017.634
18. Yang W. Image segmentation based on gray level and local relative entropy two dimensional histogram / W. Yang, L. Cai, F. Wu // PLOS ONE. 2020. Vol. 15 (3). Art. e0229651. DOI: 10.1371/journal.pone.0229651

Sergey M. DYACHKOV¹
Olga A. YADRYSHNIKOVA²
Dmitriy V. POLYAKOV³
Nadezhda P. DEVYATKA⁴
Pavel I. CHERMYANIN⁵
Mikhail V. DMITRIEVSKIY⁶

UDC 004.891

AUTOMATIC ROCK IDENTIFICATION FROM CORE PHOTOS USING MODERN MACHINE LEARNING METHODS

- ¹ Chief Specialist, Department of Prototypes and Development Technologies,
Tyumen Petroleum Research Center
smdyachkov@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-3238-3259
- ² Cand. Sci. (Tech.), Chief Manager, Algorithmization Department,
Tyumen Petroleum Research Center
oayadrishnikova@tnc.rosneft.ru
- ³ Specialist, Department of Prototypes and Development Technologies,
Tyumen Petroleum Research Center
dvpolyakov3-tnk@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-9726-1375
- ⁴ Head of the Department of Lithological-Facies and Sedimentological Core Study,
Tyumen Petroleum Research Center
npdevyatka@tnc.rosneft.ru
- ⁵ Head of the Department of the Intelligent Technologies Development,
Tyumen Petroleum Research Center
pichermyanin2@tnc.rosneft.ru
- ⁶ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Chief Manager,
High Technology Systems Development Department,
Tyumen Petroleum Research Center
mvdmitrievskiy@tnc.rosneft.ru

Citation: Dyachkov S. M., Yadryshnikova O. A., Polyakov D. V., Devyatka N. P., Chermyanin P. I., Dmitrievskiy M. V. 2021. "Automatic rock identification from core photos using modern machine learning methods". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 181-198.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-181-198

Abstract

Layer-by-layer description of the core is performed to understand the regularities of the structure of the geological section, predict the development of reservoirs, clarify stratigraphic boundaries and obtain calculation parameters for assessing hydrocarbon reserves. In this case, the name of the breed is one of the key parameters determined in the layer-by-layer description.

This paper presents a comparative analysis of two approaches to determining the breed using machine learning methods: based on graphical identifiers and convolutional neural networks.

The original sample contained photographs of core samples from the Tyumenskaya suite fields (8 fields, 15 wells, more than 2 km of core) under daylight. For the analysis, 4 main classes of rocks (siltstones, mudstones, sandstones, coals) were selected. For these rocks, windows of 5×5 cm were formed and compressed to 299×299 pixels. The total sample exceeded 90,000 windows: 70% — training sample (60,359 windows) and 30% — test (31,140 windows). The training and test samples contain photographs of core samples from different fields.

The comparison was made between convolutional neural networks (ResNet, ResNeXt, Inception, etc.) and a classifier (such as XGBoost) based on graphic identifiers of two types: color (average color, dominant colors) and texture (entropy, Euler's number, contrast, dissimilarity, uniformity, energy, correlation). According to the results of the experiments, the model based on convolutional neural networks turned out to be more sensitive to implicit features and made it possible to reduce the error in the weighted average f1-measure with respect to the ensemble of weak classifiers by 12.5% on the test sample even without optimization of hyperparameters.

Thus, we can conclude that the model based on convolutional neural networks is more sensitive to implicit features that are difficult to extract using known graphic identifiers. On the other hand, the approach based on graphic identifiers and an ensemble of weak classifiers can be used without specialized computing power (video cards).

Keywords

Core photography, convolutional neural networks, graphical identifiers, XGBoost, computer vision, geology, breed name.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-181-198

REFERENCES

1. Kuzenkov V., Kashirskikh D., Paromov S., Ramazanov Yu., Serkin M. (ed.). 2018. "Full-size core studies" RN-LAB: wit. 2018661917 the RF on the official registration of the computer program. No. 2018619071. [In Russian]
2. Devyatka N., Kashirskikh D., Paromov S., Vakhrusheva I., Kuzenkov V. (ed.). 2019. "Lithology" RN-LAB: wit. 2019616974 the RF on the official registration of the computer program. No. 2019616974. [In Russian]
3. Abashkin V., Seleznev I., Chertova A., Istomin S., Romanov D., Samokhvalov A. 2020. "Quantitative analysis of whole core photos for continental oilfield of Western Siberia". SPE Russian Petroleum Technology Conference. Paper SPE-202017-MS. DOI: 10.2118/202017-MS

4. Alzubaidi F., Mostaghimi P., Swietojanski P., Clark S., Armstrong R. 2021. "Automated lithology classification from drill core images using convolutional neural networks". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 197, art. 107933. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107933
5. Baraboshkin E., Ismailova L., Orlov D., Zhukovskaya E. A., Kalmykov G. A., Khotylev O. V., Baraboshkin E. Yu., Koroteev D. A. 2019. "Deep Convolutions for In-Depth Automated Rock Typing". *Computers and Geosciences*, vol. 135, art. 104330. DOI: 10.1016/j.cageo.2019.104330
6. Chen T., Guestrin C. 2016. "XGBoost: a scalable tree boosting system". 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, pp. 785-794. DOI: 10.1145/2939672.2939785
7. Haralick R. M. 1979. "Statistical and structural approaches to texture". *Proceedings of the IEEE*, vol. 67, no. 5, pp. 786-804. DOI: 10.1109/PROC.1979.11328
8. Ivchenko V., Baraboshkin E., Ismailova L., Orlov D., Koroteev D., Baraboshkin E. Yu. 2018. "Core photo lithological interpretation based on computer analyses". *Proceedings of the IEEE Northwest Russia Conference on Mathematical Methods in Engineering and Technology*, vol. 8, pp. 426-428.
9. Krizhevsky A. 2009. "Learning multiple layers of features from tiny images". University of Toronto.
10. Lin T.-Y., Maire M., Belongie S., Hays J., Perona P., Ramanan D., Dollár P., Zitnick C. 2014. "Microsoft COCO: Common objects in context". *European Conference on Computer Vision*, pp. 740-755.
11. Lin X., Ji J., Gu Y. 2007. "The euler number study of image and its application". 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, pp. 910-912. DOI: 10.1109/ICIEA.2007.4318541
12. Lloyd S. 1982. "Least squares quantization in PCM". *IEEE Transactions on Information Theory*, vol. 28, no. 2, pp. 129-137. DOI: 10.1109/TIT.1982.1056489
13. Löfstedt T., Brynolfsson P., Asklund T., Nyholm T., Garpebring A. 2019. "Gray-level invariant Haralick texture features". *PLOS ONE*, vol. 14, no. 2, art. e0212110. DOI: 10.1371/journal.pone.0212110
14. Paszke A., Gross S., Massa F. et al. 2019. "PyTorch: an imperative style, high-performance deep learning library". *Advances in neural information processing systems*, vol. 32, pp. 8024-8035.
15. Russakovsky O., Deng J., Su H., Krause J., Satheesh S., Ma S., Huang Z., Karpathy A., Khosla A., Bernstein M., Berg A., Fei-Fei L. 2015. "ImageNet Large Scale Visual Recognition Challenge". *International Journal of Computer Vision (IJCV)*, vol. 115, no. 3, pp. 211-252. DOI: 10.1007/s11263-015-0816-y
16. Van der Walt S., Schönberger J. L., Nunez-Iglesias J., Boulogne F., Warner J. D., Yager N., Gouillart E., Yu T. 2014. "Scikit-image: image processing in Python". *PeerJ*, vol. 1, art. e453. DOI: 10.7717/peerj.453
17. Xie S., Girshick R., Dollár P., Tu Z., He K. 2017. "Aggregated residual transformations for deep neural networks". *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*, pp. 5987-5995. DOI: 10.1109/CVPR.2017.634
18. Yang W., Cai L., Wu F. 2020. "Image segmentation based on gray level and local relative entropy two dimensional histogram". *PLOS ONE*, vol. 15, no. 3, art. e0229651. DOI: 10.1371/journal.pone.0229651

Научное издание

ВЕСТНИК
ТЮМЕНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА
ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА
2021. Том 7. № 4 (28)

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 29.12.2021
Формат 70×108/16
Бумага Xerox Perfect Print
Обложка Stromcard LI
Гарнитура Times New Roman
Печать электрографическая
17,5 усл. печ. л., 14,0 уч.-изд. л.
Тираж 500 экз. Заказ № 513

Центр научных периодических изданий
625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а
тел./факс: +7 (3452) 59-74-32
vestnik-energy-r@utmn.ru

Отпечатано в Издательстве ТюмГУ