

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 16, № 3, 2025 / Vol. 16, No. 3, 2025

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Т. 16, № 3, 2025

Научное сетевое издание
«Актуальные проблемы нефти
и газа»* издается с 2010 г.

Периодичность выпуска издания –
4 раза в год

Учредитель и издатель:

Федеральное государственное
бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук
(ИПНГ РАН)

Редакция:

**Башкина Е.М., Селиверстова М.Е.,
Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.**

Адрес редакции и издателя:

Россия, 119333, Москва,
ул. Губкина, д. 3
Тел. редакции: +7(499)135-71-81,
+7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Свидетельство о регистрации:

Эл № ФС77-67021
от 16 сентября 2016 г.

Издание открытого доступа.
Все статьи рецензируются и
публикуются бесплатно.

Сайт:

<http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.
Входит в Перечень
рецензируемых научных изданий
ВАК (научные специальности
1.6.11, 2.8.4, 1.6.9).

*Предыдущее название –
«Георесурсы, геознергетика,
геополитика», свид. о рег.
Эл № ФС77-36038 от 23 апреля
2009 г.

Дизайн обложки: Д.С. Филиппова

Главный редактор

Закиров Эрнест Сумбатович, д-р техн. наук, профессор РАН, директор, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Научный редактор

Сурначёв Дмитрий Владимирович, канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Члены редколлегии

Абдуллаев Гайбулла Сайфуллаевич, д-р геол.-минерал. наук, профессор, иностранный член РАЕН, начальник управления геологии и разработки, ООО «PETROMARUZ UZBEKISTAN», Ташкент, Узбекистан

Абукова Лейла Азретовна, д-р геол.-минерал. наук, профессор, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Андронова Ирина Владимировна, канд. техн. наук, руководитель отдела, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия; заведующий кафедрой, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Баганова Марина Николаевна, канд. физ.-мат. наук, ученый секретарь, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Баталин Олег Юрьевич, канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Баюк Ирина Олеговна, д-р физ.-мат. наук, главный научный сотрудник, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

Богоявленский Василий Игоревич, д-р техн. наук, профессор, член-корреспондент РАН, заместитель директора по научной работе, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Дзюбло Александр Дмитриевич, д-р геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Дмитриевский Анатолий Николаевич, д-р геол.-минерал. наук, профессор, академик РАН, научный руководитель, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Дроздов Александр Николаевич, д-р техн. наук, профессор, профессор в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; Российском университете дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Ермилов Олег Михайлович, д-р техн. наук, профессор, академик РАН, ООО «Газпром добыча Надым», Надым, Россия

Ермолаев Александр Иосифович, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Индрупский Илья Михайлович, д-р техн. наук, профессор РАН, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Коваленко Казимир Викторович, д-р геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; заведующий кафедрой геофизических информационных систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Кременецкий Михаил Израилевич, д-р техн. наук, профессор, эксперт ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Кузин Алексей Михайлович, канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Кузьмин Юрий Олегович, д-р физ.-мат. наук, профессор, заместитель директора по вопросам прикладной геодинамики и мониторинга ответственных объектов, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

Лобусев Михаил Александрович, д-р геол.-минерал. наук, канд. техн. наук, профессор, профессор кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Лутфуллин Азат Абузарович, канд. техн. наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений, «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Мастепанов Алексей Михайлович, д-р экон. наук, профессор, академик РАЕН, заведующий центром, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Михайлов Николай Нилович, д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Назаров Улугбек Султанович, д-р техн. наук, АО «O'ZLITINEFTGAZ», Ташкент, Узбекистан

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти, Альметьевск, Россия

Поднек Виталий Эдуардович, канд. физ.-мат. наук, заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Попов Сергей Николаевич, д-р техн. наук, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Пуланова Светлана Александровна, д-р геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Соколов Сергей Юрьевич, д-р геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией геоморфологии и тектоники дна океанов, Геологический институт РАН, Москва, Россия

Степанов Сергей Викторович, д-р техн. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Сумин Андрей Михайлович, канд. юрид. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Ушакова Александра Сергеевна, д-р техн. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Шустер Владимир Львович, д-р геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Vol. 16, No. 3, 2025

Scientific online journal
*Actual Problems of Oil and Gas**
 Published since 2010

Publication frequency: 4 issues
 per year

Founder and publisher: Oil and Gas
 Research Institute of the Russian
 Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editorial Board:
**Bashkina E.M., Seliverstova M.E.,
 Chigarev V.B., Datsko T.G.**

Editorial address:
 3 Gubkina Street, Moscow,
 119333, Russia
 Phone: +7(499)135-71-81,
 +7(499)135-60-51
 E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate:
 El No. FS77-67021
 from 16 September 2016

An open access journal. No fee for
 publication and for peer review.

Site:
<http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Index of
 Science Citation. Approved by the
 Higher Attestation Commission
 (scientific specialties 1.6.11, 2.8.4,
 1.6.9).

*Previous title – *Georesources,
 Geoenergetics, Geopolitics*,
 reg. cert. El No. FS77-36038
 from 23 April 2009.

Cover design: D.S. Filippova

Editor-in-Chief

Ernest S. Zakirov, Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Director, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Scientific Editor

Dmitry V. Surnachev, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Editorial Board Members

Gaibulla S. Abdullaev, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Geology and Development Department, PETROMARUZ UZBEKISTAN LLC, Tashkent, Uzbekistan

Leyla A. Abukova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Irina V. Andronova, Dr. Sci. (Econ.), Professor, Head of Department, LUKOIL PJSC, Moscow, Russia; Head of Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Marina N. Baganova, Cand. Sci. (Eng.), Academic Secretary, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Oleg Yu. Batalin, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Irina O. Bayuk, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Chief Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Vasily I. Bogoyavlensky, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Corr. Member of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Aleksandr D. Dziublo, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Anatoly N. Dmitrievsky, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Academician of the Russian Academy of Sciences, Research Supervisor, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexander N. Drozdov, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Professor of the National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia; Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Oleg M. Ermilov, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Academician of the Russian Academy of Sciences, Gazprom Dobycha Nadym LLC, Nadym, Russia

Alexander I. Ermolaev, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Gas and Gas Condensate Field Development and Operation, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Ilya M. Indrupskiy, Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Kazimir V. Kovalenko, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Head of the Department of Geophysical Information Systems, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Mikhail I. Kremnetsky, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Expert in Gazpromneft STC LLC, St. Petersburg, Russia; Professor of the Department of Geophysical Information Systems, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Alexey M. Kouzin, Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Yuri O. Kuzmin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Director for Applied Geodynamics and Monitoring of Critical Facilities, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Mikhail A. Lobusev, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Cand. Sci. (Eng.), Professor, Professor of the Department of General and Petroleum Field Geology, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Azat A. Lutfullin, Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of the Field Development Department, Tatneft-Dobycha of Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

Alexey M. Mastepanov, Dr. Sci. (Econ.), Professor, Academician of the of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Center, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Nikolay N. Mikhailov, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

Ulugbek S. Nazarov, Dr. Sci. (Eng.), O'ZLITINEFTGAZ JSC, Tashkent, Uzbekistan

Arslan V. Nasybullin, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State Technological University - Higher School of Petroleum, Almeteyevsk, Russia

Vitaly E. Podnek, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Sergey N. Popov, Dr. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Svetalana A. Punanova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Sergey Yu. Sokolov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Head of the Laboratory of Geomorphology and Tectonics of the Ocean Floor, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Sergey V. Stepanov, Dr. Sci. (Eng.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Andrey M. Sumin, Cand. Sci. (Law), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexandra S. Ushakova, Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Vladimir L. Shuster, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

СОДЕРЖАНИЕ

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Абрамов Т.А., Индрупский И.М. О возможности оценки изменения структуры трещиноватости по повторным гидродинамическим исследованиям при реализации геомеханических методов воздействия в карбонатных коллекторах **345**

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Леонтьева Д.К. Оптимизация построения литолого-фациальной модели с помощью нейронных сетей **362**

Пуланова С.А., Добрынина С.А. Особенности масштабности скоплений углеводородов и зоны нефтегазонакопления арктических регионов Западной Сибири **372**

Степанов С.В., Динариев О.Ю., Загоровский М.А. Влияние детализации пустотного пространства керна на вычисление фильтрационных свойств по технологии «Цифровой керн» **391**

Юсупова И.Ф., Селиверстова М.Е. Особенности проявления конкреционных образований в высокоуглеродистых толщах **405**

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Популова Т.П., Афонин Д.Г. Комплексный подход к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления на примере зрелого газонефтяного месторождения **424**

Энергетические ресурсы земной коры: вызовы современной экономики

Chigarev B.N. Demonstration of the importance of preprocessing the text fields of bibliometric records to identify promising research tasks: Case study of Scopus data on Petroleum Reservoir Engineering
(Демонстрация значимости предварительной обработки текстовых полей библиометрических записей для выявления перспективных исследовательских задач на примере данных Scopus по Petroleum Reservoir Engineering) **441**

Инженерные заметки

Кондрашев О.Ф. Микрореологическое исследование изолирующих свойств буровых растворов **466**

CONTENTS

Hydrothermodynamic and geomechanical modeling of the processes in saturated geological media

- Abramov T.A., Indrupskiy I.M.** On the possibility of assessing changes in the fracture structure using repeated well tests when implementing geomechanical treatment methods in carbonate reservoirs **345**

New methods and technologies of studying the geological environment of oil and gas basins

- Leontyeva D.K.** Neural network-based optimization of lithofacies model building process **362**
- Punanova S.A., Dobrynina S.A.** Features of the scale of hydrocarbon accumulations and oil and gas accumulation zones in the Arctic regions of Western Siberia **372**
- Stepanov S.V., Dinariev O.Yu., Zagorovskiy M.A.** The effect of core void space detailing on the calculation of filtration properties using Digital Core technology **391**
- Yusupova I.F., Seliverstova M.E.** Features of concretion formations in high-carbon strata **405**

New technologies and approaches to oil and gas field development

- Populova T.P., Afonin D.G.** An integrated approach to analyzing the effectiveness and optimization of the reservoir pressure maintenance system using the case of a mature gas and oil field **424**

Energy resources of the Earth's crust: Challenges of the modern economy

- Chigarev B.N.** Demonstration of the importance of preprocessing the text fields of bibliometric records to identify promising research tasks: Case study of Scopus data on Petroleum Reservoir Engineering **441**

Notes in engineering

- Kondrashev O.F.** Microrheological study of insulating properties of drilling fluids **466**

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276.5.001.42+622.279.5.001.42

EDN: LJSQLU

О возможности оценки изменения структуры трещиноватости по повторным гидродинамическим исследованиям при реализации геомеханических методов воздействия в карбонатных коллекторах

Т.А. Абрамов , И.М. Индрупский

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Результаты гидродинамических исследований трещиноватых коллекторов нефти и газа характеризуются широким спектром проявляющихся откликов на диагностическом графике производной давления. Детализация таких откликов позволяет оценить структуру трещиноватости и ее изменчивость в процессе эксплуатации скважины, а также вследствие выполняемых на ней геолого-технологических мероприятий. *Цель работы.* Оценка характера изменения структуры трещиноватости карбонатного коллектора на различных этапах циклического геомеханического воздействия. *Материалы и методы.* Трещиноватые коллекторы нефти и газа. Методы интерпретации, аналитического и численного моделирования кривых восстановления давления. Сопоставление с литературными данными. *Результаты.* На основе анализа результатов фактических гидродинамических исследований, их сопоставления с литературными данными и смоделированными синтетическими кривыми обоснована возможность анализа изменения структуры трещиноватости при применении геомеханических методов воздействия. В качестве примера рассмотрена интерпретация кривых восстановления давления, записанных на различных этапах циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор. Применение комплексной методики позволило оценить характер изменения протяженности формирующихся зон трещиноватости и их структуры. *Выводы.* Комплексный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований трещиноватых коллекторов с детализацией откликов и оценкой их изменения по данным повторных исследований позволяет контролировать структуру трещиноватости в процессе эксплуатации скважины и по результатам геолого-технологических мероприятий.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, диагностический график, трещиноватый коллектор, циклическое геомеханическое воздействие, явные трещины, DFN-модель

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

 Абрамов Тимур Алексеевич, abramov-ta@mail.ru

© Абрамов Т.А., Индрупский И.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* О возможности оценки изменения структуры трещиноватости по повторным гидродинамическим исследованиям при реализации геомеханических методов воздействия в карбонатных коллекторах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 345–361. EDN: LJSQLU

Введение

Одной из типичных задач проведения гидродинамических исследований (ГДИ) на трещиноватых коллекторах нефти и газа является оценка параметров модели двойной пористости: относительной упругоэластичности ω и коэффициента межпорового перетока λ [1–3]. Эти параметры необходимы для построения геолого-гидродинамической модели с порово-трещинной средой, которая чаще всего используется для моделирования коллекторов подобного рода. Согласно теории, оценка ω и λ должна производиться по характерному волнообразному провалу логарифмической производной (производной Бурде) кривой восстановления давления (КВД), проявление которого обусловлено процессами происходящего массообмена между матрицей и системой трещин [1, 2, 4]. Однако анализ результатов большей части ГДИ трещиноватых пластов показывает, что вместо отклика на двойную пористость для КВД характерна демонстрация разнообразного более сложного поведения [3, 5, 6]. На практике отсутствие отклика на двойную пористость зачастую объясняется его ранним и коротким проявлением, вследствие чего он маскируется более доминирующим влиянием ствола скважины (ВСС) [4, 6].

Вместе с тем, в работе Ф. Кучука [3] на основании глубокого литературного обзора и результатов полуаналитического моделирования ставится под сомнение пригодность модели двойной пористости для описания работы трещиноватых коллекторов и наглядно демонстрируется, что представленное разнообразие поведения

КВД отражает особенности этих коллекторов. Оно главным образом обусловлено проявлением различных режимов течения в виде разных наклонов (тангенсов угла наклона – i) графика производной Бурде: радиального ($i = 0$), линейного ($i = 1/2$) и билинейного ($i = 1/4$) – «чистых» режимов, непосредственно связанных с движением флюида в матрице и трещинах. Помимо этого часто встречаются режимы, возникающие вследствие геометрических и геологических особенностей, обуславливающих взаимодействие «чистых» режимов как в виде их наложения, так и последовательной смены друг друга. Вследствие этого возникают режимы, характеризующиеся разнообразными наклонами, среди которых наиболее часто встречаются значения $i = 1/3, 1/5, -1$, и признаки сферического течения ($i = -1/2$). Такие особенности системы трещин обусловлены комбинацией семи из нижеприведенных факторов:

1. Наличие вертикальных трещин (включая трещины гидроразрыва).
2. Наличие трещин с углом наклона от 0° до 90° .
3. Наличие трещин в непосредственной близости от ствола скважины.
4. Проводимость трещин, которая может изменяться в диапазоне от бесконечности до стремящейся к нулю.
5. Размер трещин и их распределение.
6. Наличие низкопроницаемой или непроницаемой матрицы.
7. Загрязнение трещин буровым раствором и другими технологическими жидкостями.

В России и странах бывшего СССР проблема изучения и моделирования работы трещиноватых коллекторов вызывает не меньший интерес. Так, в работе Н.А. Морозовского, М.И. Кременецкого и др. [7], вышедшей спустя 2 года после публикации работы Ф. Кучука [3], представлено подтверждение и развитие его аргументов, а также приведен анализ чувствительности КВД к различной конфигурации системы дискретных трещин и матрицы. В целом использование численных DFN-моделей (от англ. discrete fracture network – система дискретных трещин) для воспроизведения откликов КВД и, как следствие, верификации принятой концепции трещиноватости является следующим шагом развития теории и методологии интерпретации ГДИ, примеры которых представлены в работах [5, 6, 8]. Помимо этого, выделение схожих признаков поведения КВД, анализ продуктивности и фильтрационно-емкостных свойств позволяет охарактеризовать зональную конфигурацию системы трещин [5].

В целом, оценка таких параметров трещин, как проводимость, расположение и направление, является важной с точки зрения определения преждевременных прорывов газа и воды и необходима для учета при принятии решений в планировании стратегии разработки месторождений.

Также для трещиноватых коллекторов зачастую характерна изменчивость поведения КВД по результатам повторных исследований, выполняемых в процессе эксплуатации скважины. Как правило, это в первую очередь обусловлено эффектом смыкания/раскрытия трещин, зависящего от интенсивности режима перед КВД [7], истощения зоны дренирования в процессе выработки и др. Другой причиной изменения поведения кривой давления является воздействие на призабойную зону при

выполнении геолого-технологических мероприятий (ГТМ) [8]. ГТМ могут влиять на изменение структуры и конфигурации трещин в виде увеличения их проводимости и размеров, образования новых трещин и/или задействия трещин, ранее не участвующих в дренировании, например, вследствие их залеченности вторичными минералами.

Одним из ГТМ, напрямую влияющих на структуру трещиноватости, является циклическое геомеханическое воздействие (ЦГВ). Суть воздействия заключается в отработке скважины на режиме максимальной депрессии, при котором происходит растрескивание призабойной зоны пласта (ПЗП) за счет механизма разрушения сжатия при росте эффективных нормальных напряжений. Далее производится остановка скважины, в процессе которой за счет восстановления давления происходит раскрытие трещин, что в конечном итоге дает положительный эффект в виде увеличения проницаемости в ПЗП. Для усиления данного эффекта в конце остановки выполняется кратковременная закачка нефти.

В работе [9] приведено более детальное описание механизма ЦГВ, представлены результаты лабораторных исследований и опытно-промышленных работ по его применению. Оценка эффективности мероприятия производилась по итогам записи трех КВД, которые анализировались с точки зрения изменения коэффициента продуктивности скважины.

Целью статьи является оценка характера изменения структуры трещиноватости карбонатного коллектора на различных этапах циклического геомеханического воздействия путем детального анализа откликов КВД, что дает более полную информацию об особенностях изменения параметров системы «пласт–скважина».

Материалы и методы

В работе исследовались трещиноватые коллекторы нефти и газа, использовались методы интерпретации, аналитического и численного моделирования кривых восстановления давления, сопоставление с литературными данными.

Результаты и обсуждение

Анализ динамики поведения КВД в скважине с выполненным циклическим геомеханическим воздействием

Оценка эффективности мероприятия производилась по результатам записи

трех КВД (рис. 1): КВД-1, выполненной с целью определения «фоновое» состояние системы «пласт–скважина», КВД-2 – для оценки параметров системы после обработки скважины на максимальной депрессии, КВД-3 – для изучения параметров после закачки нефти. Регистрация КВД-2 и КВД-3 осуществлена с помощью автономных глубинных приборов. Анализ КВД-1, вследствие возникших проблем с глубинным прибором, производился по данным устьевого уровня.

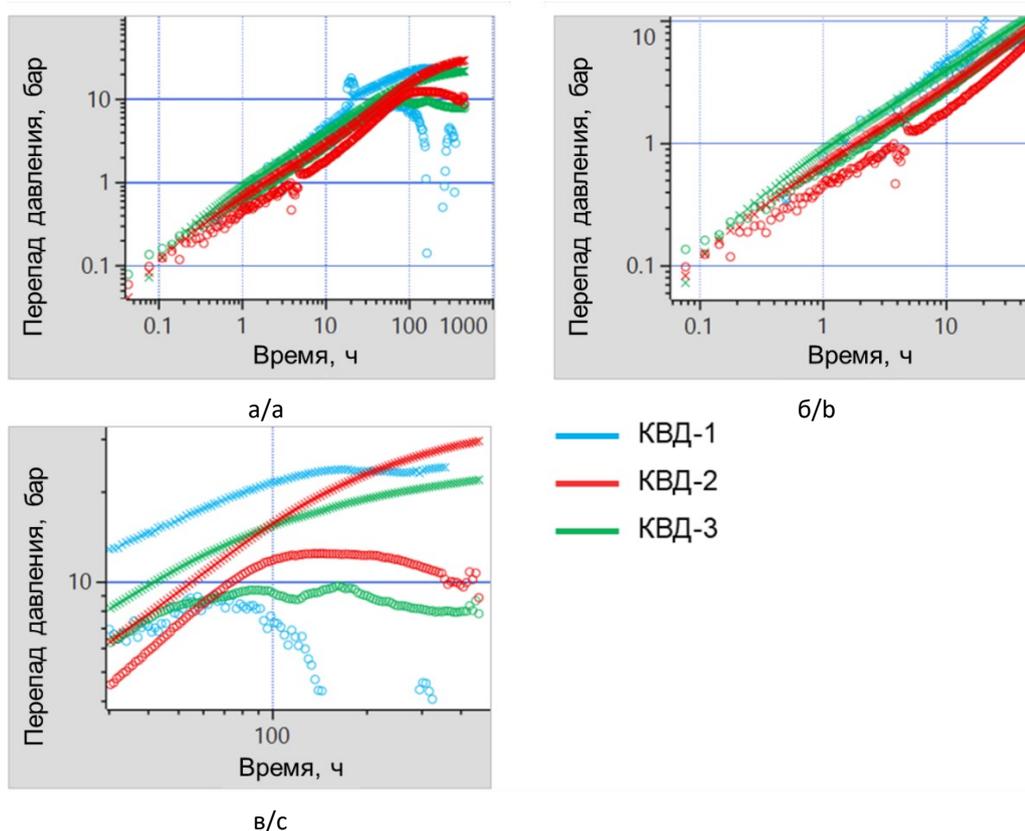


Рис. 1. Сопоставление диагностических графиков КВД, полученных на разных этапах циклического геомеханического воздействия:
а – общий вид; б – участок роста производных; в – участок выполаживания производных

Fig. 1. Comparison of diagnostic plots for pressure buildups at different stages of the cyclic geomechanical treatment: a – general view; b – section of increasing derivative; c – section of flattening derivative

Источник: разработано авторами с использованием данных [9]

Source: developed by the authors using data from [9]

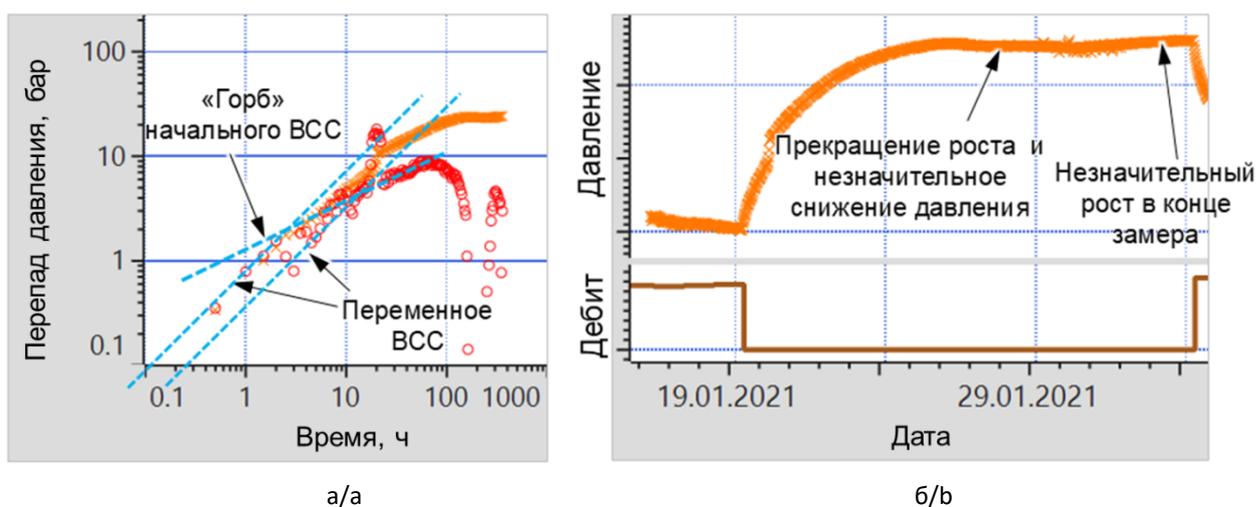
На рис. 1а представлен диагностический график (общий вид) с сопоставлением всех трех кривых, на котором наблюдается схожий характер их поведения, проявляющийся в виде длительного роста логарифмической производной давления (производной Бурде) в интервале от 0,05 ч до 60 ч, после которого на всех кривых происходит формирование горизонтального участка – «полки». Как видно, ни одна из кривых не демонстрирует признаков порово-трещинного поведения. При этом кривые показывают достаточно близкое положение, практически накладываясь друг на друга, что является признаком схожих значений параметров системы «пласт–скважина». Однако при рассмотрении кривых в более крупном масштабе проявляются различия в их поведении, что видно по данным рис. 1б (этап роста производных) и рис. 1в (этап выхода на «полку»). Одновременно с этим также отмечается тенденция выхода производных КВД на один уровень горизонтального участка, который прослеживается по интервалу выполаживания производной КВД-1 и конечному участку производной КВД-3. Отсюда можно сделать вывод, что на каждом этапе замера наблюдается изменение в конфигурации системы трещин вокруг скважины, которое не затрагивает удаленную зону пласта, как и следует ожидать при реализации ЦГВ. Ниже представлен более подробный анализ каждой из кривых в отдельности.

На рис. 2а приведен диагностический график КВД-1. В целом на графике можно отметить несколько осложняющих факторов, характерных для результатов пересчета динамики восстановления уровня на забойное давление:

1. Повышенная зашумленность производной давления по сравнению с глубинными замерами последующих КВД, затрудняющая диагностику характерных режимов. Наличие переменного ВСС – на производной выделяется два участка с наклоном $i = 1$ и формирование небольшого горба между ними. Такой вид начального участка КВД является типовым для переменного влияния ствола скважины¹ [10]. Осложняющим фактором переменного ВСС является его повышенная длительность, обуславливающая искажение характерных режимов на начальном и среднем этапах замера, – для КВД-1 длительность ВСС составляет около 10 ч.

2. Падение производной, начиная с длительности замера ~80 ч, и дальнейшее формирование двух зигзагов, что, вероятно, обусловлено увеличением давления газа в затрубном пространстве, вызвавшим замедление роста уровня. На это может указывать прекращение восстановления забойного давления на графике истории (рис. 2в) и его дальнейшее незначительное снижение. На влияние газа также указывает и проявление переменного ВСС. В конце замера забойное давление вновь демонстрирует незначительный рост, что и обусловило формирование зигзага производной.

¹ Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S. et al. Dynamic Data Analysis v5.42. Paris: Kappa Engineering, 2021. 776 p.



а/а б/б
Рис. 2. Результаты замера и анализа особенностей КВД-1:
 а – диагностический график; б – график истории

Fig. 2. Results of measurements and analysis of the PBU-1:
 а – diagnostic plot; б – history plot

Несмотря на отмеченные осложнения, на производной КВД-1 можно выделить участок с наклоном $i = 1/2$. Он доминирует на протяжении почти полного логарифмического цикла (л.ц.) – в интервале между ~ 10 ч и ~ 50 ч, что, как правило, является признаком пластового эффекта, в данном случае – линейного режима течения. Как отмечено в работе [3], такой режим может быть вызван наличием протяженных трещин, по которым происходит направленное к скважине линейное течение. Это позволяет сделать выводы об уже присутствующей до начала воздействия на пласт развитой системе трещин в окрестности скважины.

При принятом значении проводимости удаленной зоны пласта для всех исследований $kh = 218$ мД·м можно оценить радиус исследования на окончании линейного режима – $R_{иссл.} = 47$ м.

Вместе с тем, наличие искажающих факторов в начале и конце замера определяет

весьма условные оценки по выявляемым режимам. Так, участок линейного течения вполне может быть переходным между ВСС и выполаживанием производной, которое в свою очередь вероятнее всего связано с началом прекращения роста забойного давления.

На рис. 3 представлен диагностический график КВД-2, на котором следует отметить достаточно близкое расположение кривых производной и давления, что является признаком крайне низкого значения скин-фактора. Это также косвенно подтверждается непродолжительным ВСС, длительность которого, в отличие от предыдущей КВД, равняется всего около 0,2 ч. Далее на производной отмечается длительное доминирование линейного режима, протяженность которого составляет около двух л.ц.: с 0,2 ч до 9 ч. Впоследствии производная демонстрирует рост с наклоном $i = 1$ в интервале между ~ 20 ч и ~ 50 ч, после которого она формирует «горб». Спустя 360 ч на производной наблюдаются признаки выхода на «полку».

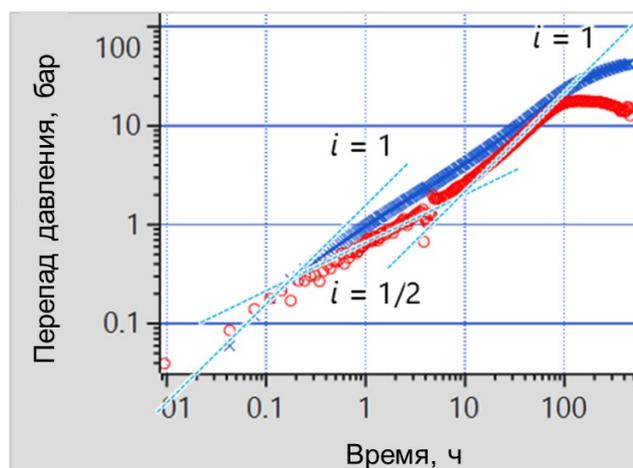


Рис. 3. Диагностический график КВД-2

Fig. 3. Diagnostic plot for PBU-2

Источник: разработано авторами с использованием данных [9]

Source: developed by the authors using data from [9]

Как видно из сопоставления, представленного на рис. 1б, производная КВД-2 в момент доминирования линейного режима течения проходит ниже, чем на КВД-1. Кроме того, наличие только одного линейного режима указывает на бесконечную (очень высокую в сравнении с проводимостью пласта) проводимость имеющихся трещин. Это позволяет сделать выводы о возможном увеличении их количества по результатам проведения ЦГВ. Также необходимо заметить, что возникновение наклона $i = 1$ на среднем этапе замера КВД является нетипичным для «обычных» систем «пласт–скважина». Получить такое поведение можно только в случае сложной геометрии потоков, сопровождающихся их сильной интерференцией и развитием псевдостационарного режима (также называемого «псевдоограниченным» или «режимом истощения»). Например, при плотном расположении трещин в горизонтальных скважинах с много-

стадийным гидроразрывом пласта [11–13]. В другом случае единичный наклон производной может быть связан с возникновением псевдостационарного режима в трещиноватых коллекторах, примеры которого представлены в [3] и приведены на рис. 4а и 4б. Возникновение псевдоограниченного режима в [3] связывается с наличием высокопроводящих трещин и низкопроницаемой матрицы. По мере дренирования пласта происходит истощение трещин, поток в которых до определенного времени не восполняется притоком из матрицы. В таком случае можно сделать вывод, что наблюдаемое впоследствии формирование «горба» производной связано с достижением более удаленной проницаемой зоны. В свою очередь, высокая проницаемость этой зоны может быть связана с системой мелких трещин, наличие которых приводит к увеличению интегральной проницаемости системы, а не к формированию специфических откликов [3].

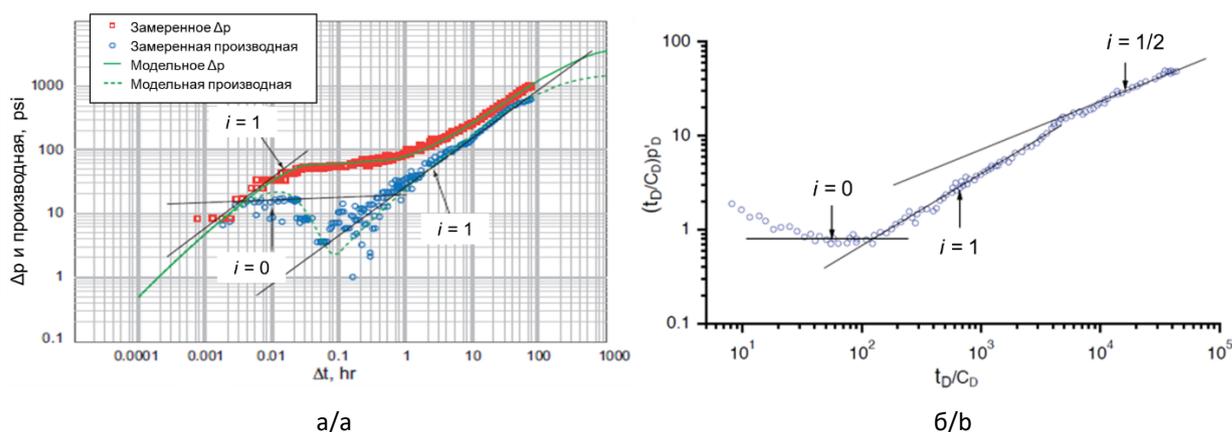


Рис. 4. Результаты анализа особенностей КВД-2 на примерах откликов с $i = 1$:
 а – диагностический график КВД для вертикальной скважины
 в трещиноватом вулканогенном коллекторе;

б – график производной Бурде для КВД на скважине в трещиноватом коллекторе

Fig. 4. Results of the feature analysis for PBU-2 by the examples of responses with $i = 1$:
 а – diagnostic plot for PBU on a vertical well in a fractured volcanic reservoir;
 б – Bourdet derivative for PBU on a well in a fractured reservoir

Источник: адаптировано из [3]

Source: adapted from [3]

Результаты оценки радиуса исследования по времени окончания характерных режимов дают значения: для линейного режима – $R_{иссл.} = 22$ м, для псевдостационарного режима – $R_{иссл.} = 51$ м, для начала снижения производной $R_{иссл.} = 99$ м. Как видно, размер зоны высокопроводящих трещин снизился по отношению к предыдущему замеру КВД. Это может объясняться как вышеупомянутым искажением замера КВД-1, так и результатом перестроения системы трещин после первой стадии геомеханического воздействия.

Диагностический график КВД-3 представлен на рис. 5. По нему, аналогично КВД-2, также отмечается низкая величина скин-фактора и непродолжительное ВСС. Однако после этого производная приобретает прямолинейный вид с наклоном $i \approx 2/3$, доминирующим на протяжении

2,5 л.д.: с $\sim 0,3$ ч по 40 ч. По окончании данного режима на производной формируется горизонтальный участок с двумя периодами осцилляции, после которых, через ~ 300 ч замера, происходит выход на финальный горизонтальный участок. Окончание режима с наклоном $i \approx 2/3$ соответствует радиусу исследования $R_{иссл.} = 45$ м, выход на финальный горизонтальный участок происходит при $R_{иссл.} = 122$ м.

Аналогично предыдущей КВД, наклон $i = 2/3$ не входит в число «стандартных» наклонов, встречаемых в теории и практике ГДИ, или более «экзотических» наклонов из работы [3]. Тем не менее, примеры описания такого наклона также встречаются в литературе [14, 15]. Такой же наклон обнаруживается в работе [8], где приводится пример воспроизведения модели трещин на основе комплексирования ГДИ с данными ядра, микроимиджера и сеймики.

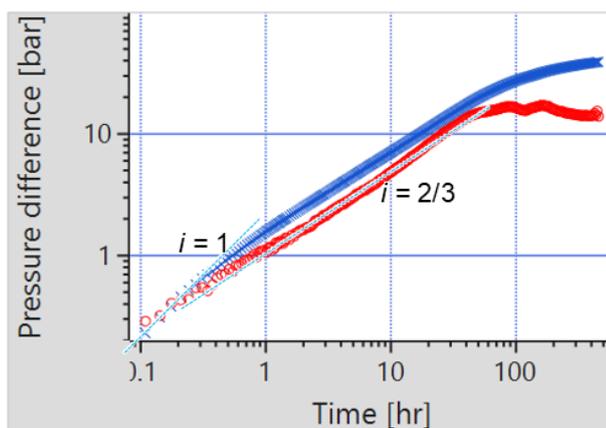


Рис. 5. Диагностический график КВД-3

Fig. 5. Diagnostic plot for PBU-3

Источник: разработано авторами с использованием данных [9]
 Source: developed by the authors using data from [9]

Соответствующий диагностический график двух КВД представлен на рис. 6, замер которых производился до (зеленая линия) и после (коричневая линия) соляно-кислотной обработки (СКО). Как видно, по результатам СКО наблюдается изменение характера поведения кривой. Аналогично

КВД-2 (см. рис. 3), отмечается снижение скин-фактора и длительности ВСС, благодаря чему КВД после СКО практически мгновенно выходит на длительно доминирующий линейный режим, который показывает совпадение с исходной КВД в интервале от ~0,1 ч до ~0,3 ч.

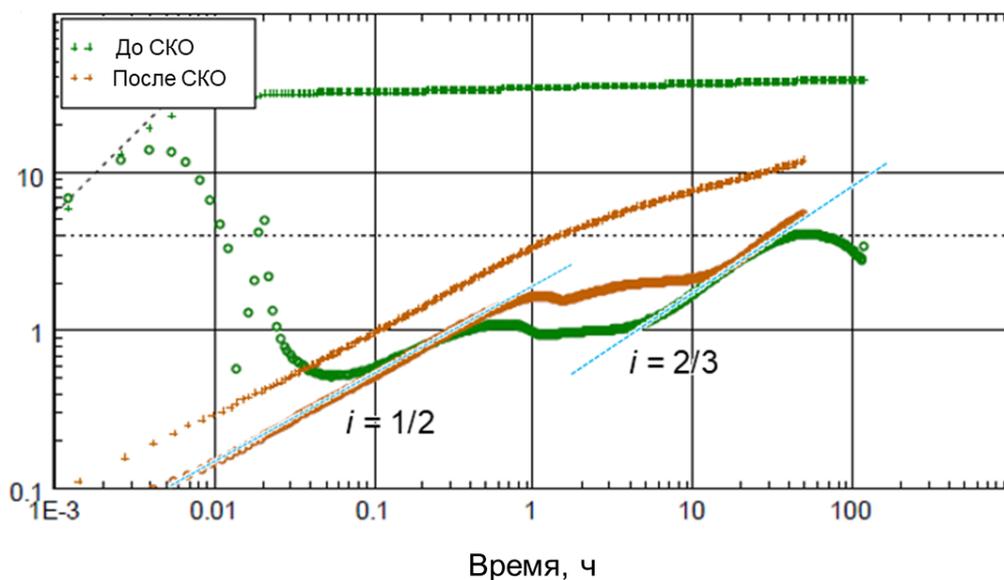


Рис. 6. Результаты анализа особенностей КВД-3 на примере КВД с участком наклона производной $i = 2/3$

Fig. 6. Results of the feature analysis for PBU-3 by the example of PBU with a section of derivative slope $i = 2/3$

Источник: адаптировано из [8]
 Source: adapted from [8]

Другое совпадение кривые показывают на конечном участке замера, где производная демонстрирует линейный рост с $i = 2/3$. Авторы работы [8] этот режим не выделяют, связывая такое поведение «с существенным уменьшением эффективной проницаемости, обусловленной уменьшением интенсивности и/или проводимости трещин». Также по обеим кривым отмечается интервал выпола-

живания производной по окончании линейного течения, который в работе связывается с формированием радиального режима.

На рис. 7 представлены результаты реализации модели трещиноватости в работе [8], обеспечившей наилучшую настройку модельной КВД на фактические данные диагностического графика до обработки призабойной зоны пласта.

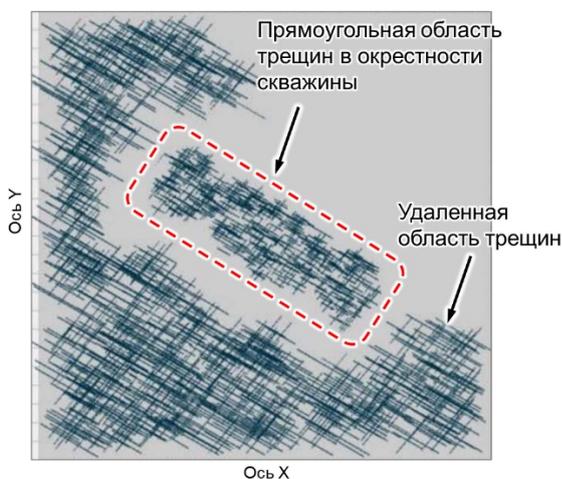


Рис. 7. Результаты анализа особенностей КВД-3 на примере построения модели трещиноватости

Fig. 7. Results of the feature analysis for PBU-3 by the example of fracture modeling

Источник: адаптировано из [8]

Source: adapted from [8]

На рисунке выделяются две области, не связанные напрямую друг с другом: область в непосредственной близости от забоя исследуемой скважины и окружающая ее удаленная область. Можно заметить, что область трещиноватости в непосредственной близости от скважины характеризуется прямоугольной формой.

Отсюда возможны следующие предположения о взаимосвязи между проявлением откликов на КВД до СКО с особенностью работы системы трещин (см. рис. 6 и 7):

1) наклон производной $i = 1/2$ – формирование участка линейного течения,

связанного с потоком флюида вдоль трещин к забою скважины;

2) наклон производной $i = 0$ – начало работы системы трещин как одномерной среды с формированием радиального режима;

3) наклон производной $i = 2/3$ – достижение границ системы трещин, начало притока из матрицы, влияние прямоугольной конфигурации системы трещин;

4) начало падения производной – достижение удаленной окружающей зоны трещиноватости, отразившееся в виде увеличения проницаемости, что аналогично поведению, наблюдаемому по КВД-2 (см. рис. 3).

Результаты численного моделирования

Выдвинутые ранее предположения о природе откликов КВД-2 и КВД-3 можно аналогичным образом проверить путем их воспроизведения с использованием DFN-моделей. Результаты представлены на рис. 8. На рис. 8а и 8в показаны диагностические графики модельных КВД-2 и КВД-3 соответственно, на рис. 8б и 8г – соответствующие им конфигурации явно заданных трещин. Как видно, модельные

кривые почти идентичны фактическим кривым. При этом в отсутствие специальных исследований, анализируемые КВД воспроизводились путем задания системы трещин со строгой геометрической формой. Для КВД-2 система трещин представлена квадратом размером 30 на 30 м, для КВД-3 – прямоугольником размером 30 на 15 м. Помимо формы области, КВД-2 отличается от КВД-3 более плотной сеткой трещин. В обоих случаях трещины пересекают скважину.

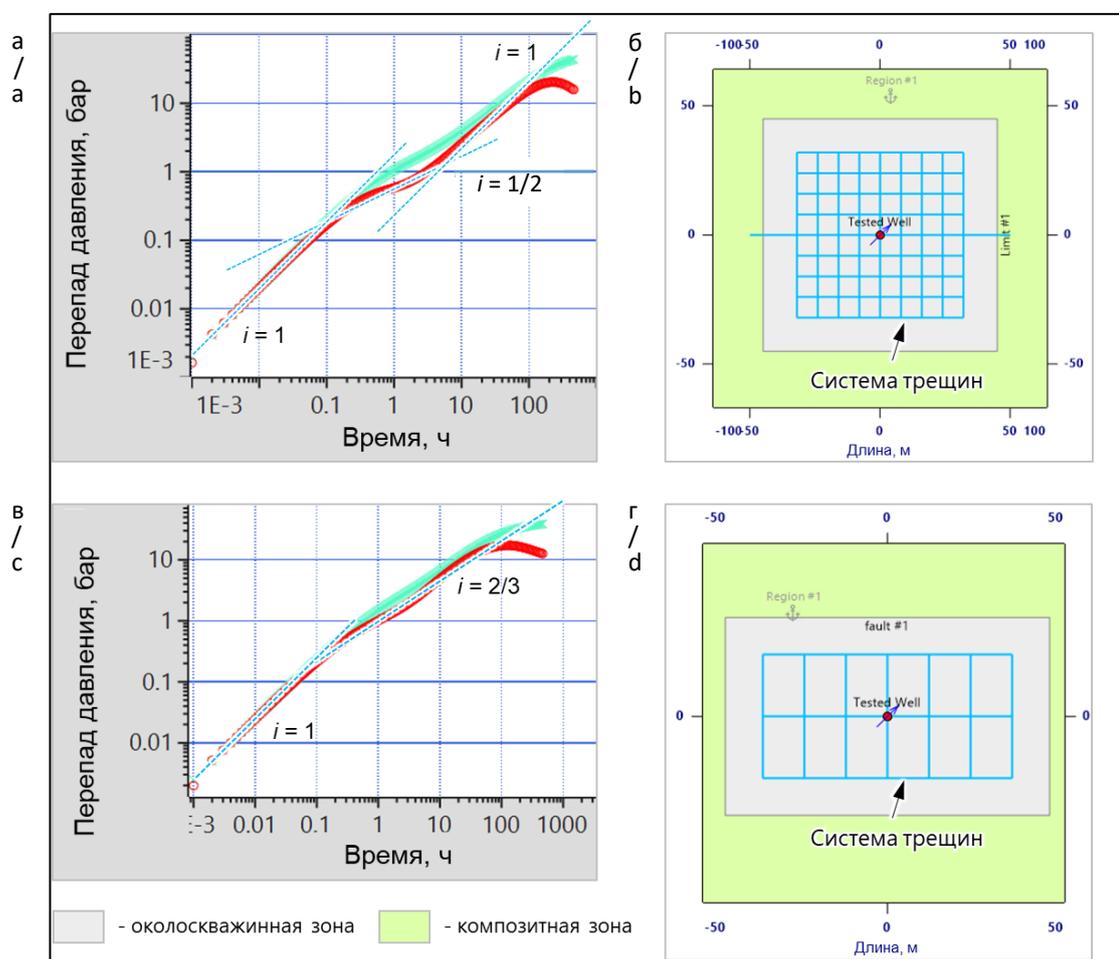


Рис. 8. Результаты воспроизведения КВД с помощью модели явных трещин: а – диагностический график модельной КВД-2; б – модель системы трещин КВД-2; в – диагностический график модельной КВД-3; г – модель системы трещин КВД-3

Fig. 8. Results of PBU matching using the explicit fracture model: а – diagnostic plot of the simulated PBU-2; б – model of the fracture system for PBU-2; в – diagnostic plot of the simulated PBU-3; г – model of the fracture system for PBU-3

Для воспроизведения позднего выхода на радиальный режим для обеих моделей потребовалось задание композитной зоны пласта, характеризующейся более высокой проницаемостью (зеленая зона на рис. 8б и 8г), чем зона расположения скважины и трещин (серая зона). В случае КВД-2 композитная зона расположена на расстоянии 45 м от скважины, КВД-3 – на расстоянии 24 м и 38 м. Как видно, полученные размеры области трещиноватости и композитной зоны разумно соотносятся с приведенными выше оценками радиусов исследования по периодам проявления характерных участков на фактических КВД. Значение проницаемости в серой зоне для КВД-2 составило 2 мД, для КВД-3 – 5 мД. При этом в случае КВД-2 вероятно, что в этот период некоторые трещины достигали высокопроницаемой зоны, так как наилучшее воспроизведение отклика было получено, когда центральная трещина пересекла композитную зону (рис. 8в).

Необходимо заметить, что полученные конфигурации зон трещиноватости могут быть не единственным вариантом интерпретационных моделей для рассматриваемых КВД. Но они позволяют проследить ключевые особенности изменения параметров трещинной системы в результате реализации циклического геомеханического воздействия на скважине. Отсюда становится возможным выявить следующие закономерности изменения системы трещин на различных этапах ЦГВ:

1) до начала воздействия система характеризовалась наличием развитых трещин и зоной с повышенной проницаемостью в удалении от скважины (уплотнение вблизи скважины можно связать с влиянием депрессии при предшествующей эксплуатации);

2) после отработки на режиме максимальной депрессии вокруг скважины произошло дополнительное уплотнение

породы, обусловившее образование низкопроницаемой зоны, внутри которой сформировалась интенсивная система трещин; часть из них достигла удаленной высокопроницаемой зоны;

3) по результатам закачки произошло преобразование системы явных трещин с изменением ее геометрической формы и плотности, а также раскрытие более мелких трещин в низкопроницаемой зоне, вызвавшее увеличение ее проницаемости.

Таким образом, с помощью детального изучения характера проявления системы трещин на диагностических графиках КВД и его сопоставления с аналогичными примерами, встречающимися в литературе, удалось получить более полное понимание влияния выполненного ЦГВ на изменение состояния системы «пласт–скважина».

Заключение

В статье представлены подходы, расширяющие информативные возможности гидродинамических исследований как метода контроля изменчивости трещиноватости при проведении повторных исследований.

Приведенный пример скважины с выполненным циклическим геомеханическим воздействием показывает наличие системы явных трещин и отсутствие признаков порово-трещинного поведения. Это согласуется с литературными данными и подтверждает вывод, что при анализе результатов исследований трещиноватых коллекторов необходимо руководствоваться комплексным подходом к диагностике откликов и отслеживанию их динамики при выполнении повторных замеров. Таким образом, появляется возможность получения максимального количества информации для контроля структурного изменения трещиноватости при эксплуатации скважин и реализации специальных методов воздействия, таких как рассмотренный метод ЦГВ.

Вклад авторов

Т.А. Абрамов – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Кременецкий М.И., Инатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
2. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
3. *Kuchuk F., Biryukov D.* Transient test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096-MS. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
4. *Stewart G.* Well Test Design and Analysis. Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.
5. *Roger S., Enachescu C., Trice R., Buer K.* Integrating discrete fracture network models and pressure transient data for testing conceptual fracture models of the Valhall chalk reservoir, Norwegian North Sea // Geological Society, London, Special Publications. 2007. Vol. 270. P. 193–204. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.270.01.13>
6. *Ardislamova D., Salimgareeva E., Gallyamova D.* Integrated approach to modeling naturally fractured carbonate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176639-MS. <https://doi.org/10.2118/176639-MS>
7. *Морозовский Н.А., Кременецкий М.И., Сирота А.С.* и др. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 44–47. EDN: SKIXRD
8. *Yeskozha B., Aimagambetov M., Kabyshev P.* et al. Novel approach to data analysis of pressure transient testing in fractured carbonate reservoir. Ansagan field case // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187765-MS. <https://doi.org/10.2118/187765-MS>
9. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н.* и др. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
10. *Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
11. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам

гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56>

12. *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадialного режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276, Вып. 2. С. 29–48. EDN: GOYQFR

13. *Malallah A., Nashawi I.S., Algharaib M.* A comprehensive analysis of transient rate and rate derivative data of an oil well intercepted by infinite-conductivity hydraulic fracture in closed systems // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 805–822. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01732-0>

14. *Apte S.S., Lee W.J.* Elliptical flow regimes in horizontal wells with multiple hydraulic fractures // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 24–26 January 2017. Paper SPE-184856-MS. <https://doi.org/10.2118/184856-MS>

15. *Apte S.S., Lee W.J.* Transitional flow regimes in multi-fractured horizontal wells // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 1–3 August 2016. Paper URTeC 2460016-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2460016>

Информация об авторах

Тимур Алексеевич Абрамов – инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5671-4440, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: abramov-ta@mail.ru

Илья Михайлович Индрупский – д-р техн. наук, профессор РАН, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3003-9701, <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: i-ind@ipng.ru

Поступила в редакцию 08.06.2025

Принята к публикации 12.09.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

On the possibility of assessing changes in the fracture structure using repeated well tests when implementing geomechanical treatment methods in carbonate reservoirs

Timur A. Abramov ✉, Ilya M. Indrupskiy

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The results of well tests in fractured oil and gas reservoirs are characterized by a wide range of responses on the diagnostic plot of the pressure derivative. Detailing of the responses makes it possible to evaluate the fracture structure and its variability during well operation and due to well interventions. *Objective.* To assess the nature of changes in the fracture structure of a carbonate reservoir at different stages of the cyclic geomechanical treatment. *Materials and methods.* Fractured oil and gas reservoirs. Interpretation methods, analytical and numerical simulation of pressure buildup curves. Comparison with literature data. *Results.* Based on the analysis of actual well test results, their comparison with literature data and model simulations, the possibility is justified to analyze changes in the fracture structure when applying geomechanical treatment methods. As an example, interpretation of pressure buildups recorded at different stages of the cyclic geomechanical treatment on a carbonate reservoir is considered. The use of an integrated methodology made it possible to assess the nature of changes in the extent of developing fracture zones and their structure. *Conclusions.* An integrated approach to performing and interpreting well tests in fractured reservoirs, detailing responses and assessing their changes based on repeated test data, enables monitoring of the fracture structure during well operation and after well interventions.

Keywords: well tests, pressure buildups, diagnostic plot, fractured reservoir, cyclic geomechanical treatment, explicit fractures, DFN model

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

For citation: Abramov T.A., Indrupskiy I.M. On the possibility of assessing changes in the fracture structure using repeated well tests when implementing geomechanical treatment methods in carbonate reservoirs. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 345–361. (In Russ.).

✉ Timur A. Abramov, abramov-ta@mail.ru

© Abramov T.A., Indrupskiy I.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Timur A. Abramov – formal analysis, investigation, visualization, writing – original draft.

Ilya M. Indrupskiy – conceptualization, methodology, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields. Vol. 2. The Role of Well Testing and Production Logging in Reservoir Development*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
2. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
3. Kuchuk F., Biryukov D. Transient test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096-MS. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
4. Stewart G. *Well Test Design and Analysis*. Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.
5. Roger S., Enachescu C., Trice R., Buer K. Integrating discrete fracture network models and pressure transient data for testing conceptual fracture models of the Valhall chalk reservoir, Norwegian North Sea. *Geological Society, London, Special Publications*. 2007. Vol. 270. P.193–204. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.270.01.13>
6. Ardislamova D., Salimgareeva E., Gallyamova D. Integrated approach to modeling naturally fractured carbonate reservoirs. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176639-MS. <https://doi.org/10.2118/176639-MS>
7. Morozovskiy N.A., Kremenetskiy M.I., Sirota A.S. et al. Carbonated layers fractured zones localization based on well testing. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 8. P. 44–47. (In Russ.).
8. Yeskozha B., Aimagambetov M., Kabyshev P. et al. Novel approach to data analysis of pressure transient testing in fractured carbonate reservoir. Ansagan field case. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187765-MS. <https://doi.org/10.2118/187765-MS>
9. Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N. et al. Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical treatment on a Tournaisian carbonate reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 262. P. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
10. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
11. Nikonorova A.N., Voron K.A., Kremenetsky M.I. et al. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 6(107). P. 50–56. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56>

12. Abramov T.A., Indrupskii I.M. Features and informative possibilities of the early radial regime of buildup in horizontal wells with closely spaced multi-stage fractures. *Journal of Mining Institute*. 2025. Vol. 276, No. 2. P. 29–48.

13. Malallah A., Nashawi I.S., Algharaib M. A comprehensive analysis of transient rate and rate derivative data of an oil well intercepted by infinite-conductivity hydraulic fracture in closed systems. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 805–822. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01732-0>

14. Apte S.S, Lee W.J. Elliptical flow regimes in horizontal wells with multiple hydraulic fractures. In: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, USA, 24–26 January 2017. Paper SPE-184856-MS. <https://doi.org/10.2118/184856-MS>

15. Apte S.S., Lee W.J. Transitional flow regimes in multi-fractured horizontal wells. In: *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, USA, 1–3 August 2016. Paper URTeC 2460016-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2460016>

Information about the authors

Timur A. Abramov – Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: abramov-ta@mail.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: i-ind@ipng.ru

Received 8 June 2025

Accepted 12 September 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК: 551.7.022

EDN: PIANQX

Оптимизация построения литолого-фациальной модели с помощью нейронных сетей*

Д.К. Леонтьева ✉

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Аннотация. *Актуальность.* Необходимость сокращения временных затрат и оптимизации работы квалифицированных специалистов при выполнении фациального анализа керна и снижения субъективности литолого-фациальной модели с переходом к унифицированным признакам макрофаций. *Цель работы.* Построение литолого-фациальной модели с последующим обоснованием геометрии залежи, используя седиментологический анализ кернового материала на основе нейронных сетей. *Материалы и методы.* Обработка и анализ данных литологического описания керна нейронной сетью с последующей актуализацией модели с учетом новых данных после последнего подсчета запасов исследуемого месторождения углеводородов. *Результаты.* Разработан алгоритм, позволяющий определить фацию по литологическому описанию керна без привлечения специалистов-седиментологов. Оценены ресурсы углеводородов прогнозируемой залежи на основе литофациальной модели, построенной с применением нейронных сетей. *Выводы.* Предлагаемый подход позволит сократить время на исследования керна, используя разработанный алгоритм, и повысит точность геологических моделей за счет вовлечения ранее не исследуемой информации.

Ключевые слова: седиментологический анализ, фация, нейронные сети, описание керна, геологическая модель, обучающая и тестируемая выборки

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Леонтьева Д.К. Оптимизация построения литолого-фациальной модели с помощью нейронных сетей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 362–371. EDN: PIANQX

* Статья написана на основе доклада на VII Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», 16–18 октября 2024 г., Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия.

✉ Леонтьева Дарья Константиновна, DK_Sheveleva2@tnnc.rosneft.ru

© Леонтьева Д.К., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Седиментологические исследования являются основным способом изучения состава, строения, механизма возникновения и закономерности пространственного размещения осадочных пород. Результаты таких работ используются в том числе и в геологическом моделировании при подготовке проектно-технической документации, а также при выполнении подсчета запасов месторождений. Один специалист может описать до 10 м керна в день. В то же время ежегодный объем поступления керна в хранилище Тюменского нефтяного научного центра в среднем составляет до 11 км, из которого за последние два года порядка 90% было отправлено на седиментологические исследования. Подобные работы требуют определенных трудозатрат и большого штата квалифицированных специалистов.

Целью исследования является оптимизация процесса построения литолого-фациальной модели за счет нейронных сетей для седиментологического анализа керна, что не заменит специалиста, но позволит сократить временные затраты.

Материалы и методы

При решении поставленной задачи был разработан алгоритм на основе нейронных сетей для построения геологической модели одного из месторождений углеводородов (УВ) в Западной Сибири. Полигоном для апробации стали пять пластов яковлевской свиты апт-альбского возраста, сформированные в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем.

На 2024 год среди всех скважин на месторождении, вскрывших данные отложения, по 16 имеются материалы литологического описания керна, суммарный объем которого составляет 5 пог. км. Из этого объема по данным девяти скважин, что составило 3 пог. км, выполнен литолого-фациальный анализ с выделением двух фациальных комплексов: аллювиального и прибрежно-континентального.

Работа проводилась при помощи программного обеспечения Anaconda и JPT Notebook на языке программирования Python.

Результаты и обсуждение

Для построения модели было проведено объединение первично выделенных фаций в пять макрофаций [1, 2]. Основные перспективы изучаемых отложений связаны со значительным объемом коллекторов с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств, которые представлены макрофацией речного канала. Эта макрофация сложена песчаниками разнозернистыми, алевритистыми или пере-слаиванием алевролитов мелкозернистых и песчаников с пологоволнистой, разнонаправленной слоистостью и сдвоенными слоями. Менее перспективная – макрофация песчаных приливно-отливных отмелей – представлена песчаниками мелко-среднезернистыми, от светло-серых до темно-серых, с косою слоистостью, рябью течения, растительным детритом и биотурбацией. Остальные фации содержат незначительную долю коллекторов.

Для проверки работы алгоритма был выбран пласт, представленный отложениями прибрежно-континентального комплекса. В тестируемую выборку по данному пласту вошло семь скважин с суммарным объемом керна 1,5 пог. км.

Подготовка данных к работе заключалась в сборе имеющегося подробного седиментологического описания керна, выполненного специалистами-седиментологами, приведению к единому

формату и исключению разночтений. Данные сформированы в таблицу, где в каждую колонку записан конкретный признак, образец формата данных приведен в табл. 1.

Табл. 1. Формат входных данных обучающей выборки

Table 1. Input data format for the training set

Порода	Структура	Текстура	Цвет	Слойки, линзочки	Признак n	Код фация
Алевролиты песчаные	Крупнозернистая	Однородная, горизонтальная	От серого до коричневого-серого	Прослои алевролита	...	STF

Выборка сформирована в таблицу MS Excel, в которой перечислено 11 ключевых характеристик для данных отложений: порода, структура, текстура, цвет, наличие слоев и линзочек, присутствие растительных остатков, разновидность ихнофоссилий, биотурбация, деформации, включения и конкреции, контакты слоев, а также переданный специалистами код фаций. Подобранные качественные признаки керна выбраны как основные характеристики распознаваемой обстановки осадконакопления, по которым можно определить диагностические особенности и принадлежность к фациям [3–5].

Обучающая выборка включает проанализированные специалистами данные

литолого-фациального описания керна по пяти пластам, на которых алгоритм должен пройти обучение. С помощью программного обеспечения Anaconda и JPT Notebook на языке программирования Python написан программный код.

В основе алгоритма заложена модель обучения Decision trees («Дерево решений»), см. рис. 1, которая представляет данные в виде иерархической системы. При определении каждой фации в узлах схемы происходит распределение данных на несколько переменных, одна из которых является характерным признаком. Далее разветвление происходит до момента, когда все признаки будут проанализированы [6–8].



Рис. 1. Схематичный фрагмент алгоритма модели обучения Decision Tree («Дерево решений»)

Fig. 1. Schematic fragment of the Decision Tree learning model algorithm

После загрузки обучающей выборки формируются нейронные связи между используемыми данными, производится расчет, а также донастройка нейросети для повышения точности прогноза, если результат не устраивает. Для большей точности алгоритм проверяют по метрике, которая характеризует качество модели по всем классам.

Доля верно предсказанной фации среди всех случаев определения интересующей фации называется точностью. Полнота – это доля верно предсказанной фации среди всех предсказаний.

Данная методика позволяет увидеть ошибку в определении каждого класса и в дальнейшем скорректировать значимость параметров. Чем ниже величина ошибки, тем лучше настроен алгоритм. При проверке алгоритма использована контрольная выборка – 25% образцов из 144, вошедших в обучающую выборку. Анализ результатов показал хорошую сходимость точности от 100% до 71% с максимальной ошибкой в 29% и полноте от 100% до 78% с максимальной ошибкой 22%. Наиболее вероятны ошибки в тех областях осадконакопления, которые находятся в переходной зоне между соседними фациями, и поэтому имеют смешанные свойства двух фаций [9, 10].

По итогу работы обученный алгоритм показал хорошую сходимость в рамках допустимой ошибки. Стоит отметить, что после анализа алгоритм готов к многократному использованию. Переобучение и настройка потребуется только при большой величине ошибки, либо при распознавании другого фациального комплекса, не упомянутого в данной работе [11]. Время, затраченное на создание и отладку алгоритма составило 11 дней,

а сам расчет происходит в течение нескольких минут.

После завершения обучения и настройки подгружается тестируемая выборка: материалы литологического описания керна без седиментологического анализа и выделения фаций, которые алгоритму необходимо будет провести и выделить самостоятельно.

Из всех пяти основных пластов сформирована обучающая выборка, а по пласту, выбранному для проверки алгоритмом, составлена тестируемая выборка. В результате для каждой скважины в интервале пласта выделены преобладающие фации. Полученная информация была использована при построении литолого-фациальной модели и для последующего прогноза распространения коллекторов моделируемого пласта [12–14].

Объектом геологического моделирования является залежь нефти, прогнозируемая в изучаемом пласте по результатам эксплуатационного бурения транзитного фонда скважин. В ходе моделирования залежи при распределении литологического состава в трехмерной области учтены фациальные зоны, полученные с помощью обработки керновых данных нейронной сетью. По материалам сейсморазведки выделены осевые линии русел, они преобразованы в карты азимутов и использованы в качестве тренда для распределения фаций. На сейсмических разрезах отмечается наличие русловых врезов [15].

На карте поверхности водонефтяного контакта (ВНК) по скважинам наблюдается подъем уровня контакта в сторону ухудшенных маломощных коллекторов и погружение его в области развития русла.

Такое поведение объясняется изменением фильтрационно-емкостных свойств, связанных со сменой фаций [16, 17]. Основной нефтенасыщенный объем связан с фацией русловых отложений. На западе залежи развита фация солоноватых маршей, которая слабо изучена бурением.

В данном районе пробурена одна скважина с эффективной толщиной 0,5 м. На западе залежи ожидаются аналогичные маломощные коллекторы (рис. 2) Таким образом, западная часть является зоной возможного неподтверждения коллекторов.

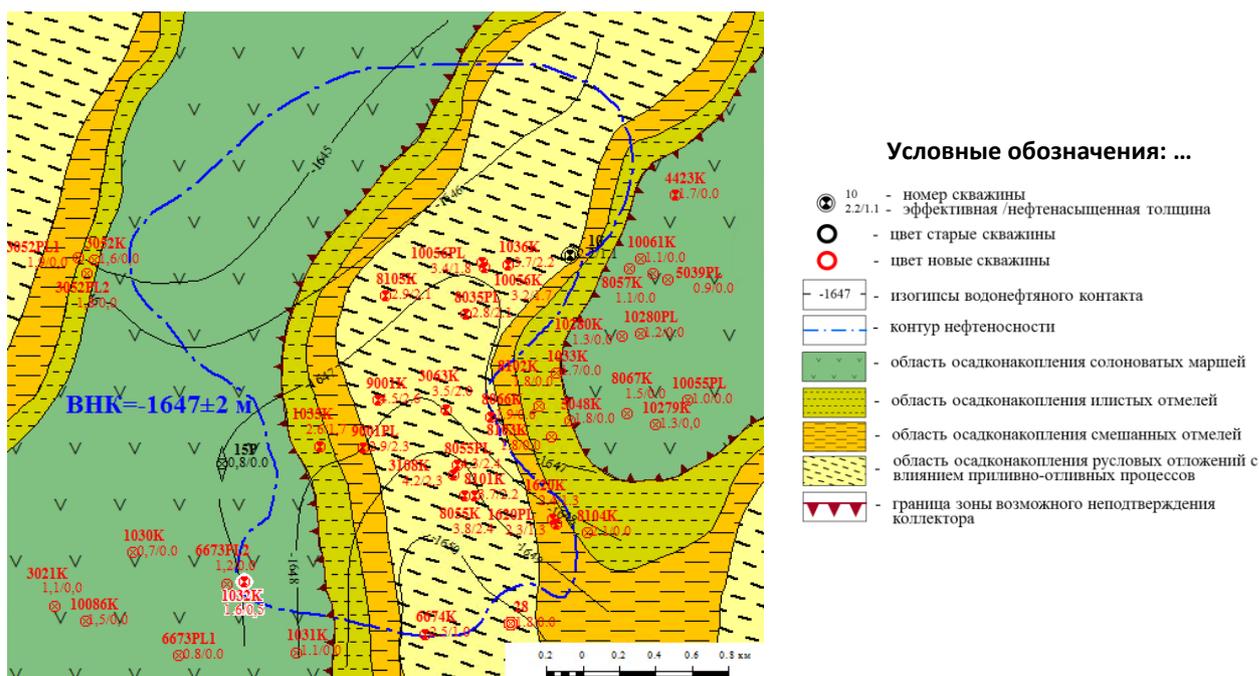


Рис. 2. Фациальная карта изучаемой залежи

Fig. 2. Facies map of the studied reservoir

Распространение фациальных зон в пространстве объясняет изменение фильтрационно-емкостных свойств, распределение коллекторов и уровень ВНК. Детализация фациального строения анализируемого пласта позволила выделить как перспективные зоны в оконтуренной залежи, так и зоны рисков.

Заключение

– Благодаря разработанному алгоритму в работу вовлечена ранее неиспользуемая информация: изначально для нужд литолого-фациальной модели было доступно девять скважин с седиментологическим

описанием, а благодаря описанному алгоритму дополнительно привлечены данные керна еще по шести скважинам, что повысило плотность исходных данных на 67%.

– Применение цифровых технологий позволило сократить время на исследования керна одним специалистом в рамках данной работы на 25%.

– Разработан и протестирован алгоритм, позволяющий выполнить седиментологический анализ и снизить субъективность выделения фаций, а сам программный код готов к многократному использованию.

– На основе результатов работы разработанного алгоритма построена литолого-фациальная модель.

– Выполнена оценка ресурсов УВ прогнозируемой в изучаемом пласте залежи и выполнен прогноз рисков при разработке. В западной части залежи ожидается зона неподтверждения коллекторов, связанная с отложениями солоноватых маршей.

– Внедрение процессов автоматизации позволит оптимизировать процесс анализа и оценки фаций, а также сформировать базу данных по активам Компании ООО «РН-ГИР» для подбора объектов-аналогов с целью использования их керновых материалов для обучения выборки на месторождениях, где собственные данные седиментологического описания окажутся недостаточными.

Вклад автора

Д.К. Леонтьева – концептуализация, администрирование данных, методология, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Грищенко М.А. Алгоритм работы и создание 1D фациальной модели по данным керна и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8(93). С. 22–28. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-22-28>
2. Топалова Т.Э., Кайдалина Т.Е., Грищенко М.А. и др. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки // Геология нефти и газа. 2020. № 2 С. 95–106. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-2-95-106>
3. Титенков А.С., Утяшев Ю.Н., Евдоцук А.А. и др. Изучение геологического строения верхнеюрских отложений Тагульского месторождения в процессе обоснования эксплуатационного бурения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5(149). С. 85–97. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-85-97>
4. Казанцев Г.В. Комплексный анализ пластов прибрежно-континентального генезиса с целью уточнения геологической модели // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 3. С. 13–19. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2>
5. Шафронова Д.В., Соколова О.А. Биотурбация среднеюрских и нижнемеловых терригенных отложений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7(108). С. 61–69. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-61-69>
6. Парасич А.В., Парасич В.А., Парасич И.В. Формирование обучающей выборки в задачах машинного обучения. Обзор // Информационно-управляющие системы. 2021. № 4(113). С. 61–70. <https://doi.org/10.31799/1684-8853-2021-4-61-70>
7. Созыкин А.В. Обзор методов обучения глубоких нейронных сетей // Вестник ЮУрГУ. Серия: Вычислительная математика и информатика. 2017. Т. 6, № 3. С. 28–59. <https://doi.org/10.14529/cmse170303>

8. *Шарапатов А., Садуов А., Асирбек Н.* Сравнительный анализ возможностей алгоритмов машинного обучения в геологии // Горный журнал Казахстана. 2023. № 11(223). С. 14–20. <https://doi.org/10.48498/minmag.2023.223.11.002>
9. *Сахнюк В.И., Новиков Е.В., Шарифуллин А.М.* и др. Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 230–238. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>
10. *Jiao S.R., Song J., Liu B.* A review of decision tree classification algorithms for continuous variables // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1651, No. 1. P. 012083. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1651/1/012083>
11. *Priyanka, Kumar D.* Decision tree classifier: a detailed survey // International Journal of Information and Decision Sciences. 2020. Vol. 12, No. 3. P. 246–269. <https://doi.org/10.1504/IJIDS.2020.108141>
12. *Генераленко О.С., Шелепов И.В., Ермакова О.Э.* и др. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 3. С. 33–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5>
13. *Грищенко М.А.* Результаты работ по созданию фациальных моделей и проблемы прогноза межскважинного пространства продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 30–35. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-30-35>
14. *Черепкова А.А., Бусуек Е.С., Кураш Т.П.* и др. Мультидисциплинарный подход к геологическому моделированию пластов В10-13, осложненных первичными особенностями осадконакопления и вторичными преобразованиями // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7(108). С. 25–33. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-25-33>
15. *Никифоров В.В., Шарафутдинов А.Р., Шабрин Н.В., Чибисов А.В.* Уточнение литолого-фациального строения юрско-нижнемеловых отложений на основе спектральной декомпозиции // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. № 2(35). С. 49–65. <https://doi.org/10.24412/2949-4052-2024-2-49-65>
16. *Калинин В.Ф.* К вопросу определения размеров переходной зоны на границе водонефтяного контакта в гидрофильных и гидрофобных коллекторах // Недра Поволжья и Прикаспия. 2021. Вып. 103. С. 11–41. <https://doi.org/10.24411/1997-8316-2021-11032>
17. *Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Калмыков Г.А.* Моделирование газонефтяной переходной зоны по данным керна и геофизических исследований скважин // Геофизика. 2023. № 3. С. 78–84. <https://doi.org/10.34926/geo.2023.24.89.011>

Информация об авторе

Дарья Константиновна Леонтьева – ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0003-8294-1583>; e-mail: DK_Sheveleva2@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 08.09.2025

Принята к публикации 28.10.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

Neural network-based optimization of lithofacies model building process*

Daria K. Leontyeva 

RN-Geology Research Development LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

Abstract. *Background.* There is a need to reduce time costs and optimize the work of qualified experts during the core-based facies analysis and to decrease the subjectivity of the lithofacies model with the transition to standardized features of macrofacies. *Objective.* To build a lithofacies model followed by justification of the reservoir geometry using sedimentological analysis of core material based on neural networks. *Materials and methods.* Processing and analysis of the core lithological description data using a neural network with a model update including new data after the last estimation of reserves of the studied hydrocarbon field. *Results.* An algorithm allowing to determine the facies based on the lithological description of the core without the involvement of sedimentologists was developed. Hydrocarbon resources of the reservoir in question were estimated based on the lithofacies model that was built using neural networks. *Conclusions.* The proposed approach will reduce the time for core studies by using the developed algorithm and will increase the accuracy of geological models due to the involvement of previously unstudied information.

Keywords: sedimentological analysis, facies, neural networks, core description, geological model, training and testing sets

Funding: the work received no funding.

For citation: Leontyeva D.K. Neural network-based optimization of lithofacies model building process. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 362–371. (In Russ.).

* The article is based on the report presented at the 7th All-Russian Youth Scientific Conference “Actual Problems of Oil and Gas”, 16–18 October 2024, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

 Daria K. Leontyeva, DK_Sheveleva2@tnnc.rosneft.ru

© Leontyeva D.K., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Daria K. Leonteva – conceptualization, data curation, methodology, investigation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Grishchenko M.A. Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the Cretaceous and Jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 8(93). P. 22–28. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-22-28>
2. Topalova T.E., Kaidalina T.E., Grishchenko M.A. et al. Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of Field Development Plan: updating geological structure of low-permeable Turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field. *Geologiya nefi i gaza*. 2020. No. 2. P. 95–106. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-2-95-106>
3. Titenkov A.S., Utyashev Yu.N., Evdoshchuk A.A. et al. Comprehensive study of the geological structure Verkhneyakovlev deposits of the Tagul field in the process of justifications for operational drilling. *Oil and Gas Studies*. 2021. No. 5(149). P. 85–97. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-85-97>
4. Kazantsev G.V. Complex analysis of coastal-continental geological formations for the clarification of geological model. *Georesursy*. 2024. Vol. 26, No. 3. P. 13–19. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2>
5. Shafronova D.V., Sokolova O.A. Bioturbation of Middle Jurassic and Lower Cretaceous terrigenous sediments of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 7(108). P. 61–69. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-61-69>
6. Parasich A.V., Parasich V.A., Parasich I.V. Training set formation in machine learning tasks. Survey. *Information Control Systems*. 2021. No. 4(113). P. 61–70. (In Russ.). <https://doi.org/10.31799/1684-8853-2021-4-61-70>
7. Sozykin A.V. An overview of methods for deep learning in neural networks. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Computational Mathematics and Software Engineering*. 2017. Vol. 6, No. 3. P. 28–59. (In Russ.). <https://doi.org/10.14529/cmse170303>
8. Sharapatov A., Saduov A., Asirbek N. Comparative analysis of the capabilities of machine learning and deep learning algorithms in geology. *Mining Journal of Kazakhstan*. 2023. No. 11(223). P. 14–20. (In Russ.). <https://doi.org/10.48498/minmag.2023.223.11.002>
9. Sakhnyuk V.I., Novikov E.V., Sharifullin A.M. et al. Machine learning applications for well-logging interpretation of the Vikulov Formation. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 2. P. 230–238. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>
10. Jiao S.R., Song J., Liu B. A review of decision tree classification algorithms for continuous variables. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020. Vol. 1651, No. 1. P. 012083. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1651/1/012083>

11. Priyanka, Kumar D. Decision tree classifier: a detailed survey. *International Journal of Information and Decision Sciences*. 2020. Vol. 12, No. 3. P. 246–269. <https://doi.org/10.1504/IJIDS.2020.108141>
12. Generalenko O.S., Shelepov I.V., Ermakova O.E. et al. Integrated approach to the construction of geological models based on facies analysis. *Georesursy*. 2024. Vol. 26, No. 3. P. 33–42. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5>
13. Grishchenko M.A. Results of facies modeling and productive formations cross-well prediction problems in the Cretaceous and Jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 8(93). P. 30–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-30-35>
14. Cherepkova A.A., Busuyek E.S., Kurash T.P. et al. Cross-functional approach to geological modeling of the horizon V10-13 complicated with initial sedimentation characteristics and secondary transformations. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 7(108). P. 25–33. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-25-33>
15. Nikiforov V.V., Sharafutdinov A.R., Shabrin N.V., Chibisov, A.V. Update the lithofacies structure based of spectral decomposition. *Geology. The Bulletin of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2024. No. 2(35). P. 49–65. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2949-4052-2024-2-49-65>
16. Kalinin V.F. To the question of determining the transition zone sizes at the boundary of a water-oil contact in hydrophilic and hydrophobic collectors. *Volga and Pre-Caspian Region Resources*. 2021. No. 103. P. 11–41. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/1997-8316-2021-11032>
17. Egorova A.D., Isakova T.G., Dyakonova T.F., Kalmykov G.A. Modeling of the gas-oil transition saturation zone based on core data and well logging. *Geophysics*. 2023. No. 3. P. 78–84. (In Russ.). <https://doi.org/10.34926/geo.2023.24.89.011>

Information about the author

Daria K. Leontyeva – Leading Specialist, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-8294-1583>; e-mail: DK_Sheveleva2@tnnc.rosneft.ru

Received 8 September 2025

Accepted 28 October 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98.061

EDN: VELHGB

Особенности масштабности скоплений углеводородов и зоны нефтегазонакопления арктических регионов Западной Сибири

С.А. Пунанова ✉, С.А. Добрынина

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Работы, проводимые в области северных арктических территорий на шельфе Карского моря, где в последние годы были открыты уникальные и крупные по запасам месторождения углеводородов, вызвали необходимость в исследованиях, основанных на личном материале авторов и критическом анализе фактических и опубликованных данных, направленных на их изучение. *Цель работы.* Обосновать и применить комплексный системный подход к оценке перспективности территории севера Западной Сибири и шельфа Карского моря на основе анализа масштабности скоплений в зонах нефтегазонакопления, а также стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород мезозойских нефтегазоносных комплексов. *Материалы и методы.* База аналитических и научных данных по геолого-геохимическим особенностям скоплений углеводородов с различными начальными геологическим запасами. Анализ результатов по стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород северных регионов Западной Сибири и фазовому состоянию залежей. *Результаты.* Подтверждается высокая масштабность скоплений углеводородов в зонах нефтегазонакопления, протягивающихся от континентальной части Западной Сибири в акваторию Карского моря, а также единообразная системная изменчивость стадийности катагенеза органического вещества, что диктует определенную и фазовую зональность углеводородных скоплений. *Выводы.* Типизация углеводородных флюидов месторождений юрских и мелового нефтегазоносных комплексов северных областей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с выделением зон преобразованности органического вещества по стадийности катагенеза и соответственно по фазовому состоянию, а также по масштабности скоплений способствует более эффективной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, а также совершенствованию методов раздельного прогноза, что является необходимым условием при выработке методики разработки и эксплуатации залежей углеводородов.

Ключевые слова: арктические регионы Западной Сибири, месторождения нефти и газа, зоны нефтегазонакопления, фазовое состояние углеводородных скоплений, катагенез органического вещества, нефтегазоносные комплексы

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

✉ Пунанова Светлана Александровна, s_punanova@ipng.ru

© Пунанова С.А., Добрынина С.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Пуанова С.А., Добрынина С.А. Особенности масштабности скоплений углеводородов и зоны нефтегазонакопления арктических регионов Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 372–390. EDN: VELHGB

Введение

Несмотря на то, что Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является до настоящего времени основным регионом главного нефтегазового потенциала России, проблема поддержания промышленных запасов столь высокого уровня добычи остается приоритетной, но и весьма сложной. Проведенные исследования, изложенные в статье, направлены на обобщение и критический анализ геолого-геохимических материалов по северным регионам Западно-Сибирского НГБ с охватом данных в область арктических территорий на шельфе Карского моря. Здесь открыты уникальные и крупные по запасам месторождения углеводородов (УВ) в мезозойских нефтегазоносных комплексах (НГК). Выявление общих тенденций процессов нефтегазогенерации этой обширной территории с выделением зон нефтегазонакопления является актуальной и востребованной задачей, которая имеет большое научное и практическое значение.

Целью работы является обоснование и применение комплексного системного подхода к оценке перспективности территории севера Западной Сибири и шельфа Карского моря на основе анализа масштабности скоплений в зонах нефтегазонакопления, а также стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород мезозойских НГК.

Материалы и методы

База аналитических и научных данных по геолого-геохимическим особенностям скоплений углеводородов с различными

начальными геологическим запасами. Анализ результатов по стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород северных регионов Западной Сибири и фазовому состоянию залежей.

Результаты и обсуждение

Общие сведения о регионе

Опираясь на тектонические схемы, стратиграфические построения, сейсмические профили, В.А. Конторовичем с соавторами [1] часть арктической территории Западно-Сибирского НГБ выделена как Южно-Карская нефтегазоносная область (НГО), продолжающая и собственно входящая в состав северной части Западно-Сибирского НГБ. В Южно-Карской НГО перспективен широкий диапазон осадочных отложений, также как и в граничащих с ней Ямальской и Гыданской. Основная нефтегазоносность связана с мезозойскими, в первую очередь с меловыми отложениями, а перспективен весь комплекс отложений, включая и палеозойские.

В Карском море в мезозойских НГК открыты уникальные газоконденсатные месторождения (ГКМ) – Русановское (1987) и Ленинградское (1989), нефтегазовое месторождение (НГМ) «Победа» (2020), газовое (ГМ) им. В.А. Динкова (2019), газовое им. Маршала Рокоссовского (2020) [2]. НГМ «Победа» имеет суммарные извлекаемые запасы нефти – 130 млн т, газа – 499,2 млрд м³. Запасы газа обнаружены в меловых отложениях сеномана и апт-альба, нефти – в юрских отложениях.

Анализ нефти, проведенный в ТомскНИПИнефть на современном оборудовании методом газовой хроматографии, изотопии и молекулярной масс-спектрометрии, показал уникальные свойства добываемой нефти – она легкая (плотность 0,808–0,814 г/см³), практически бессернистая (меньше 0,02%), малосмолистая (1,5%) с высоким выходом светлых фракций (до 60–70%)¹.

По данным Газпрома извлекаемые запасы газа категорий C₁+C₂ в ГМ им. В.А. Динкова составляют 390 млрд м³. Газовые и газоконденсатные залежи Ленинградского ГКМ связаны с меловыми (альб-сеноманскими) отложениями. Начальные запасы газа – 3 трлн м³. Разведанные и предварительно оцененные запасы (категории ABC₁+C₂): газа – 1,05 трлн м³, газового конденсата – 3 млн т. По запасам Ленинградское ГКМ относится к уникальным². ГМ им. Маршала Рокоссовского, открытое компанией Роснефть, имеет суммарные запасы газа – 514 млрд м³ и конденсата – 53 млн т и также относится к уникальным. Русановское ГКМ содержит 779 млрд м³ газа и 7,8 млн тонн газового конденсата (категории ABC₁+C₂).

Открыты крупные газовые месторождения – Нярмейское (2019), «75 лет Победы» (2020). Извлекаемые запасы газа (категории C₁+C₂) на месторождении Нярмейское составляют 120,8 млрд м³.

¹ Высокое качество нефти месторождения Победа подтверждено лабораторными исследованиями. URL: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/236777-vysokoe-kachestvo-nefti-mestorozhdeniya-pobeda-podtverzhdeno-laboratornymi-issledovaniyami/> (дата обращения: 01.11.2025).

² Ленинградское газоконденсатное месторождение. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142140-leningradskoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie/> (дата обращения: 01.11.2025).

Прогнозные ресурсы газа категории D₁ – больше 1,4 трлн м³, ресурсы газового конденсата – больше 82,2 млн т (геологические) и больше 12,7 млн т (извлекаемые). Месторождение «75 лет Победы» располагается в пределах Скуратовской перспективной площади. Извлекаемые запасы газа категорий C₁+C₂ составляют 202,4 млрд м³³.

В табл. 1 [3] приведены обобщающие данные по нефтегазоносности Южно-Карской НГО со стратиграфической привязкой и количеством продуктивных пластов с данными по месторождениям Харасавэйское и Крузенштернское, расположенным в Ямальской НГО, граничащей с Южно-Карской НГО.

При проведении научных исследований по прогнозным оценкам перспективности территорий на нефть и газ необходим последовательный системный подход, включающий выделение на территории бассейна зон нефтегазонакопления. Это эффективное звено методических направлений исследований, обеспечивающее современное решение задач отрасли. По мнению ряда исследователей [1, 4, 5] «выделение зон аккумуляции и нефтегазонакопления путем выбора генетически и морфологически однотипных объектов поисковых работ в пределах (мега-) нефтегазоносных комплексов и количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа нескольких (мега-) комплексов в совокупности позволяют формировать целенаправленные и эффективные программы геологического изучения нефтегазоперспективных земель» [4].

³ На шельфе Карского моря открыта газовая залежь. URL: https://rosnedra.gov.ru/press/news/na_shelfe_karskogo_morya_otkryta_gazovaya_zalezhi/ (дата обращения: 01.11.2025).

Табл. 1. Распределение залежей УВ по фазовому состоянию и продуктивным горизонтам в Южно-Карской НГО

Table 1. Distribution of hydrocarbon deposits by phase state and productive horizons in the South Kara Oil and Gas Region

Система	Отдел	Ярус	Количество продуктивных пластов							
			НГМ «Победа»	ГКМ Русановское	ГКМ им. В.А. Динкова	ГКМ Ленинградское	ГМ Нярайское	ГМ «75 лет Победы»	ГКМ Харасавэйское	ГКМ Крузенштерское
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K _{2s})	1		4	2	1	1	1	1
		Альбский (K _{1al})	1	3	2	5		5	1	3
	Нижний (K ₁)	Аптский (K _{1a})	1	4	4	6			3	3
		Барремский (K _{1br})							11	
		Готеривский (K _{1g})							6	1
		Валанжинский (K _{1v})								
		Берриасский (K _{1b})								
ЮРСКАЯ	Верхний (J ₃)	Титонский (J _{3tt})								
		Кимериджский (J _{3km})								
		Оксфордский (J _{3o})								
	Средний (J ₂)	Келловейский (J _{2k})								
		Батский (J _{2bt})	1						2	
		Байосский (J _{2b})								
		Ааленский (J _{2a})								
	Нижний (J ₁)	Тоарский (J _{1t})								
		Плинсбахский (J _{1p})	1							
		Синемюрский (J _{1s})								
Геттангский (J _{1h})										

Фазовое состояние УВ: ■ газ; ■ газовый конденсат; ■ нефть

Источник: [3] / Source: [3]

В настоящее время существует много геолого-геохимических позиций, по которым происходит вычленение на территории бассейна зон нефтегазонакопления. Это и «месторождения, приуроченные к одному и тому же относительно крупному линейно-вытянутому структурному элементу» [6], и «ассоциация (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению

местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой ловушек» [7], и обособленная часть осадочного чехла, заключающая залежи нефти и газа, характеризующаяся как одинаковым возрастом и литологическим составом коллекторов, так и схожим химическим составом УВ.

Очень часто зонами нефтегазо-накопления являются крупные положительные либо отрицательные структуры, в которых и происходят процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а относительно небольшие по размерам поднятия являются локальными объектами [1]. Более сложная проблема вычленения зон нефтегазонакопления возникает при прогнозировании глубоких палеозойских выступов фундамента. В таком случае источниками генерации могут являться высокообогащенные осадочные отложения, облекающие эрозионные выступы фундамента (например, Красноленинский свод Западно-Сибирского НГБ). При такой модели, по мнению [5], при прогнозе зон нефтегазонакопления и поиске месторождений нефти и газа необходимо ориентироваться на близость с глубинными сейсмическими и гравимагнитными аномалиями, которые и приводят к процессам раскристаллизации и разуплотнения блоков глубинных кристаллических пород.

Таким образом, необходим комплексный подход с учетом всех предлагаемых критериев для трассирования зон нефтегазонакопления в осадочном НГБ и оценки перспективности территории на нефть и газ.

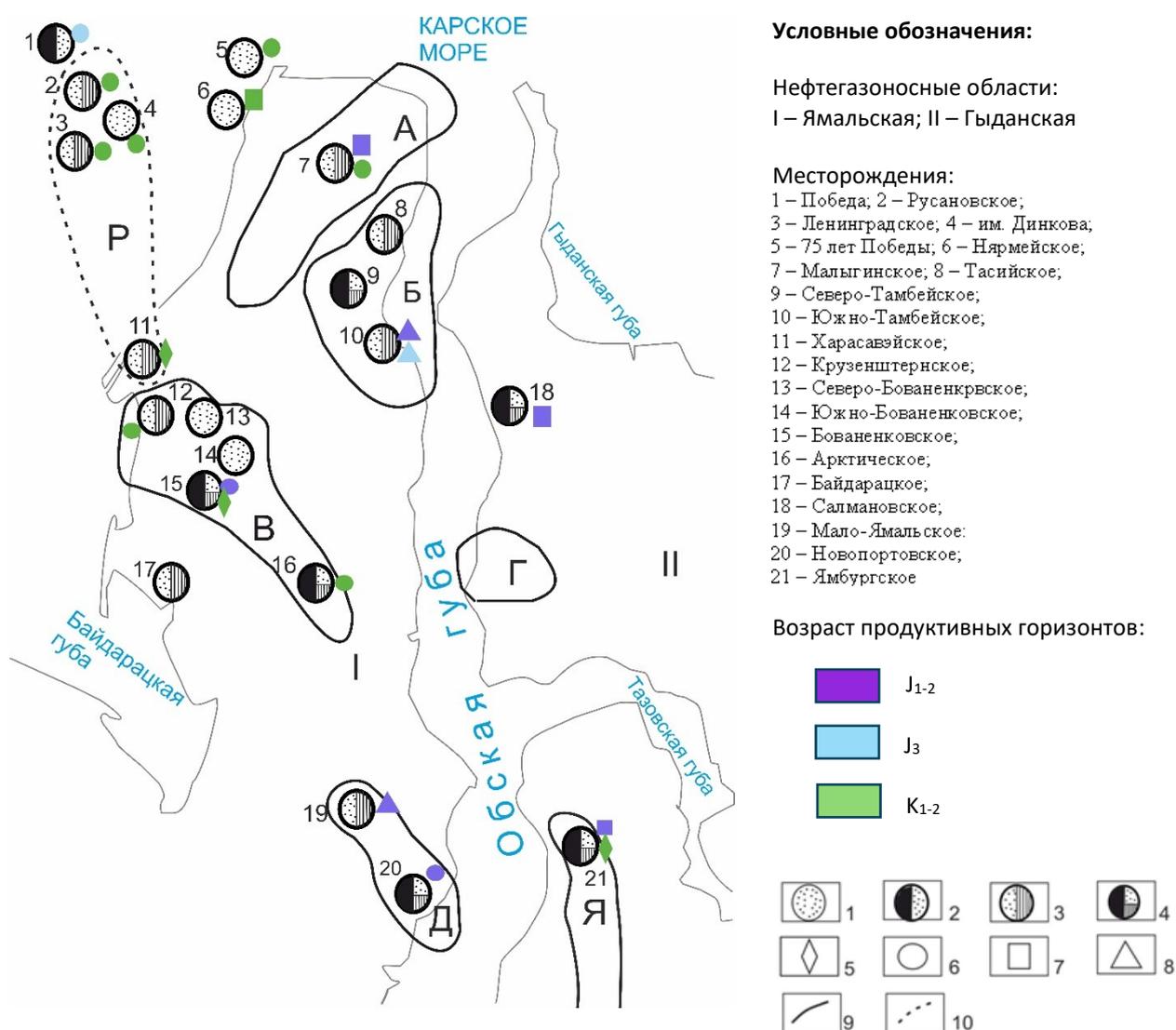
Масштабность скоплений мезозойских отложений в связи с тектоническим строением и зонами нефтегазонакопления

На схематической карте-схеме (рис. 1) показана масштабность скоплений УВ мезозойских комплексов. На карте-схеме указана соответствующим знаком крупность скоплений УВ в нижне-среднеюрском, верхнеюрском и меловом

(верхний продуктивный комплекс) НГК с учетом тектонических элементов и зон нефтегазонакопления. Выделены гиганты, уникальные и крупные месторождения⁴. Велика роль тектонических критериев, формирующих зоны нефтегазонакопления, в распределении класса запасов УВ севера Западно-Сибирского НГБ. При выделении тектонических зон были использованы материалы [8] и др.

Как было нами показано ранее в исследованиях [9, 10], результаты которых соответствуют, подтверждают и дополняют выводы других авторов, можно констатировать автономность, оригинальность скоплений УВ в каждом НГК как юрского возраста (нижнесреднеюрского и верхнеюрского), так и мелового (апт, альб, сеноман). В юрских НГК крупные и уникальные по геологическим запасам месторождения локализованы на положительных структурах 1-го порядка (мегавалы) и 2-го порядка (мезовалы). Эти тектонические структуры и являются зонами нефтегазонакопления, определяющими общность процессов нефтегазогенерации в их пределах.

⁴ В соответствии с классификацией запасов, (Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 № 30943, вступил в силу 01.01.2016) по величине начальных запасов (тыс. т) месторождения расчленяются на 4 группы: I – мелкие (от менее 5000 до 15000), II – средние (15000–60000), III – крупные (60000–300000) и IV – уникальные (более 300000). Залежи с запасами более 1 млрд т условного топлива относятся к гигантским скоплениям (Классификация ОАО «Газпром», использована в исследовании только для месторождений верхнего мела на суше).



Месторождения по фазовому состоянию (по данным гос. балансов за 2022 г. без указания возраста продуктивных горизонтов): 1 – газовые; 2 – нефтегазовые; 3 – газоконденсатные; 4 – нефтегазоконденсатные; по масштабности скоплений юрских и мелового НГК (геологические запасы): 5 – гиганты; 6 – уникальные; 7 – крупные; 8 – средние

Зоны нефтегазоаккумуляции (структурные элементы) и границы зон: 9 – установленные; 10 – прогнозируемые: А – Северо-Ямальский мегавал; Б – Средне-Ямальский мегавал; В – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал; Я – Ямбургский мезовал (Уренгойско-Ямбургская зона нефтегазоаккумуляции); Р – Русановский мегавал (прогнозируемая Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградская зона нефтегазоаккумуляции)

Рис. 1. Масштабность скоплений нефтегазоносных комплексов (юрских и мелового) северных территорий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Fig. 1. The scale of accumulations of oil and gas complexes (Jurassic and Cretaceous) in the northern territories of the West Siberian Oil and Gas Basin

Так, Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) (уникальное по запасам в J_{1-2}) находится на Новопортовском поднятии Южно-Ямальского мезовала (зона нефтегазонакопления); Бованенковское НГКМ (уникальное по запасам в J_{1-2}) приурочено к Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу (одноименная зона нефтегазонакопления); крупные по запасам месторождения в J_{1-2} открыты: Ямбургское НГКМ – на Ямбургском мезовалу (Ямбургско-Уренгойская зона нефтегазонакопления), а Мальгинское ГК – на Северо-Ямальском мегавалу.

На южной территории Западно-Сибирского НГБ крупные по масштабам месторождения установлены на структурах первого порядка – в зонах нефтегазонакопления: Новогоднее НГМ (крупное по запасам в J_3) – Вынгапуровском мегавалу, Уренгойское ГКМ (среднее по запасам в J_{1-2} и J_3) – на Центрально-Уренгойском мезовалу. Харампурское НГКМ (крупное по запасам в J_3) размещается в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Таким образом, анализ связи масштабности месторождений со структурными элементами выявил приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к зонам нефтегазонакопления, связанным с крупными положительными структурными элементами – мега- и мезовалами.

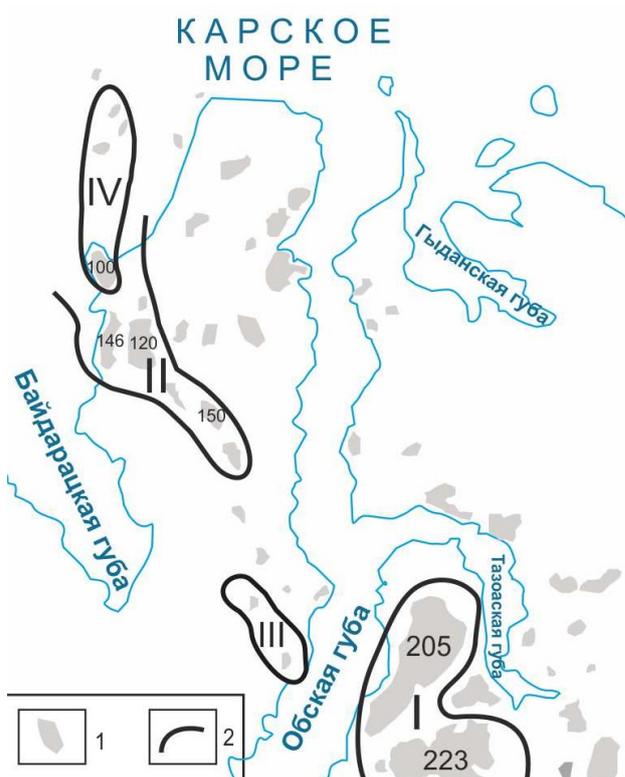
Месторождения-гиганты мелового возраста (верхний продуктивный комплекс, включающий апт-альб-сеноманские отложения) также приурочены к зонам нефтегазонакопления, одна из которых – Уренгойско-Ямбургская – расположена в осевой части Надым-Тазовской НГО (Уренгойское ГКМ, Ямбургское НГКМ, Медвежье НГКМ), а другая – на Ямале (Бованенковское НГКМ, Крузенштернское

ГКМ), приуроченная к Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу, – она протягивается в регион Южно-Карской впадины, образуя одноименную зону нефтегазонакопления, связанную с гигантскими меловыми месторождениями на континенте и на шельфе. Русановский мегавал с гигантскими и уникальными месторождениями меридионального простирания с Русановским, Ленинградским и Северо-Харасавэйским поднятиями, которые, по данным [1], отчетливо проявляются в рельефе меловых горизонтов, вероятно, можно считать Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградской зоной нефтегазонакопления. По данным [1], эта зона нефтегазонакопления возможно трассируется только по меловым отложениям, поскольку в рельефе кровли юры Русановское куполовидное поднятие находится к северу от Южно-Карской синеклизы, оконтурено на отметке -3420 м, а на расположенной южнее Ленинградской площади в рельефе кровли юры поднятие не выделяется и месторождению в плане отвечает северный моноклиальный борт депрессии. Также иная трактовка истории развития и строения Ленинградского и Русановского месторождений высказана в работе [11]. В ней автор отмечает различия в их «структурной выраженности» и говорит о различном генезисе образования газовых гигантов в этой части региона.

В вопросе о вычленении нефтегазоносных комплексов в регионе нет единства мнений, но тем не менее стоит привести данные результатов большого труда группы исследователей, охватывающие объем геолого-геохимических и геофизических изысканий, накопившихся за более вековой период истории изучения Западно-Сибирской Арктики [12].

Авторы выделяют не только зоны нефтегазонакопления, но и узлы нефтегазонакопления, что является более крупной иерархией в системе понятий о процессах нефтегазообразования, о процессах, выраженных в планетарном масштабе. Выделено пять узлов газонефтегазонакопления: Бованенковско-Харасавэйский газоконденсатный, Тамбейский газоконденсатнонефтяной, Новопортовский нефтегазоконденсатный, Центрально-Обский газоконденсатный и Русановско-Ленинградский газоконденсатный. По мнению авторов, вне этих узлов масштабность залежей УВ значительно снижается.

Причина высокой масштабности залежей (мегарезервуаров) верхнего продуктивного НГК севера Западной Сибири – гигантские и уникальные запасы УВ сырья – объясняется благоприятным сочетанием как геохимических, так и геологических особенностей региона [12], при этом большое влияние оказывают геодинамические процессы. Как показано в работе [13], образование месторождений-гигантов в этом регионе обусловлено наличием крупных и гигантских структурных ловушек и значительной высотой залежей, что хорошо отражается на схеме (рис. 2).



Условные обозначения:

- 1 – месторождения;
- 2 – границы зон нефтегазонакопления

Зоны нефтегазонакопления:
 I – Уренгойско-Ямбургская, высота ловушек более 200 м;
 II – Бованенковско-Нурминская, высота ловушек от 100 до 150 м;
 III – Южно-Ямальская, высота ловушек менее 50 м;
 IV – Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградская, прогнозируемая, высота ловушек более 100 м

Рис. 2. Схема зон нефтегазонакопления УВ скоплений в сеноманских отложениях с гигантскими запасами с указанием высот ловушек

Fig. 2. Diagram of oil and gas accumulation zones of hydrocarbon accumulations in Cenomanian deposits with gigantic reserves, indicating trap heights

На схеме достаточно четко обособливается зона месторождений (I) с максимальными высотами ловушек (более 200 м), к которой приурочены месторождения УВ с гигантскими и уникальными запасами (см. рис. 1) и связанная с Уренгойско-Ямбургской зоной нефтегазонакопления. Масштабность скоплений УВ увеличивается с увеличением высоты залежи и соответственно с увеличением высоты ловушки, что подтверждает значительное влияние на процесс увеличения запасов геодинамических процессов. Как явствует из рис. 2 – зоны, выделяемые по величинам высот ловушек (I, II, III), соответствуют в основных своих очертаниях зонам нефтегазонакопления. Интересно, но и спорно возможно выделение зоны с ловушками более 100 м в область Карского моря в прогнозируемой зоне нефтегазонакопления Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградской. Зона с высотами более 100 м открывается в виде расширяющегося «залива» в сторону Карского моря в западной и юго-западной частях Ямальской НГО. Это месторождения: Крузенштернское (146 м), Бованенковское (120 м) и Харасавэйское (100 м). Можно прогнозировать, что при наличии высокоамплитудных ловушек в этой части акватории Карского моря будут обнаружены залежи с $H > 150$ м, а возможно, даже и 200 м. Вероятнее всего, это будет зависеть только от наличия высокоамплитудных ловушек по кровле сеномана [13]. По данным [14], где анализируются высоты структур в Южно-Карском регионе и выделяются наиболее перспективные объекты, это предположение может иметь подтверждение, что, несомненно, увеличивает прогнозные оценки открытия дополнительных высоко-

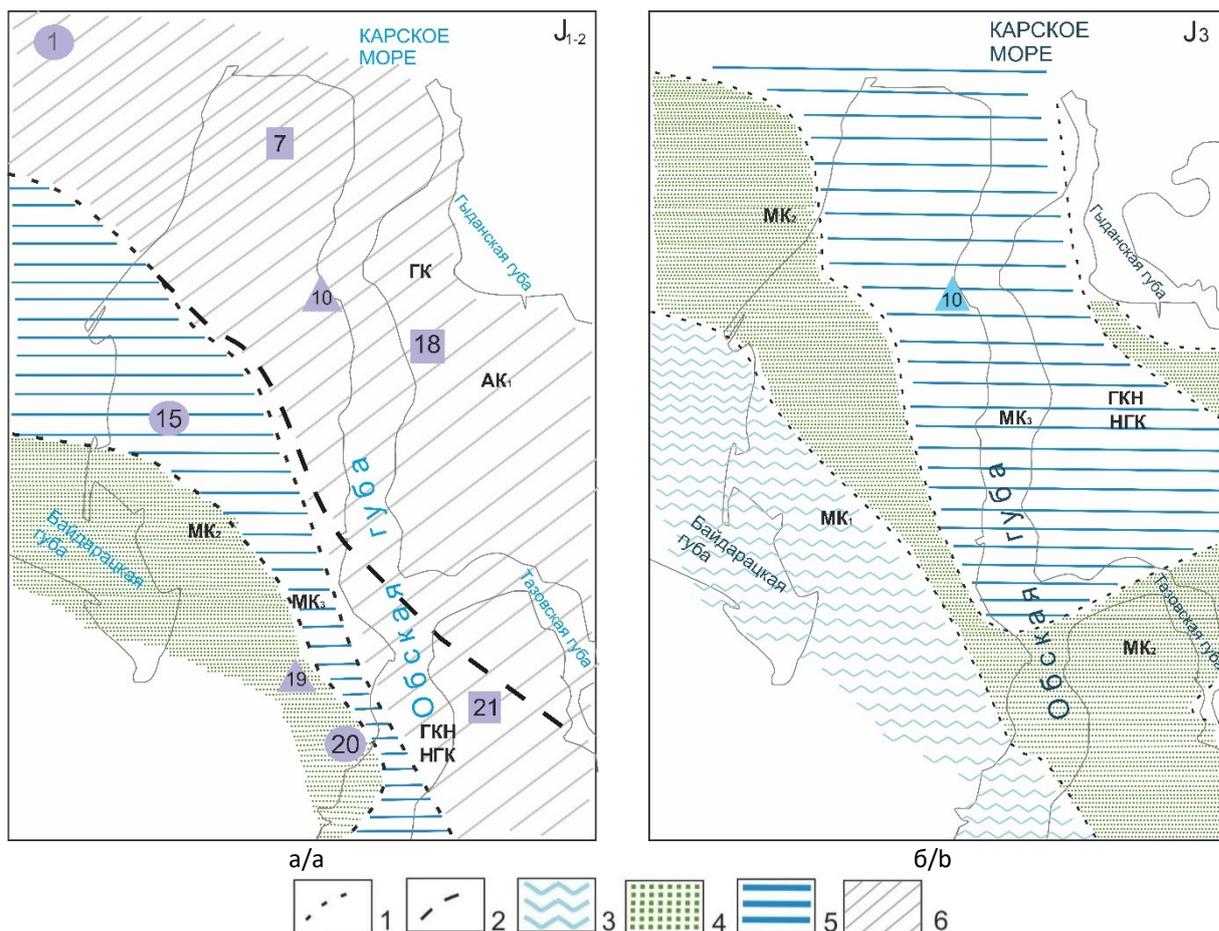
дебитных месторождений в шельфовом арктическом регионе Карского моря.

Стадийность катагенетических процессов в домеловых отложениях и фазовое состояние залежей

На рис. 3 показаны стадии катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) северных регионов Западной Сибири нижнесреднеюрского и верхнеюрского НГК. При построении схем по катагенезу ОВ за основу взята карта А.Н. Фомина и др. [15], а также результаты, опубликованные нами в предыдущих работах [9, 10, 14]. В представленном исследовании зоны различного катагенетического преобразования ОВ пород трассированы нами в область северных шельфовых месторождений.

На схемах выделены зоны распространения преобразованности ОВ различных стадий катагенеза и приведены границы зон скоплений УВ разного фазового состояния. Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ флюида – с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатнонефтяной, газоконденсатной и газовой.

В северной части Западно-Сибирского НГБ органическое вещество нижнеюрского НГК (базальных горизонтов юры) представлено тремя градациями катагенеза: стадиями МК₂, МК₃ и АК₁, т. е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом.



Условные обозначения:

Границы зон: 1 – градаций катагенеза; 2 – УВ скоплений различного фазового состояния

Градации катагенеза: 3 – МК₁ (R₀=0,5-0,85%) – слабого мезокатагенеза; 4 – МК₂ (R₀=0,85-1,15%) – умеренного мезокатагенеза; 5 – МК₃ (R₀=1,15-2,0%) – сильного мезокатагенеза; 6 – АК₁ (R₀>2,0%) – апокатагенеза

Месторождения: J₁₋₂: **уникальные**: 1 – Победа; 15 – Бованенковское; 20 – Новопортовское; **крупные**: 7 – Малыгинское; 18 – Салмановское; 21 – Ямбургское; **средние**: 10 – Южно-Тамбейское; 19 – Мало-Ямальское; J₃: **средние**: 10 – Южно-Тамбейское

Рис. 3. Схема стадийности катагенеза органического вещества юрских нефтегазоносных комплексов: а – нижнесреднеюрского; б – верхнеюрского

Fig. 3. Diagram of the stages of catagenesis of organic matter in Jurassic oil and gas complexes: а – Lower–Middle Jurassic; б – Upper Jurassic

Наибольшую площадь территории Ямальной и Гыданской НГО занимают регионы значительно преобразованного ОВ пород стадии АК₁, приуроченные к зонам нефтегазоаккумуляции с юга на север от Геофизического, Средне-Ямального и Северо-Ямального мегавалов и далее

протягивающиеся в область центральной части Карского моря в северо-западном направлении к Русановскому мегавалу. Это зона газоконденсатных месторождений. Здесь открыт целый ряд месторождений: Малыгинское, Салмановское, Южно-Тамбейское и др.

При этом можно прогнозировать в зоне апокатагенеза центральной части Карского моря по фазовому состоянию газоконденсатные скопления, возможно газовые. Зоны преобразования ОВ стадии МК₃ и МК₂ занимают меньшее пространство, располагаясь более узкой полосой к юго-западу от зоны АК₁ в районе зон нефтегазонакопления, приуроченных к Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу (стадия МК₃) и Южно-Ямальскому мезовалу (стадия МК₂). Здесь открыты газоконденсатнонефтяные скопления. В зоне МК₂ – месторождения Мало-Ямальское и Новопортовское, в зоне МК₃ – Бованенковское, Арктическое и др. На шельфе Карского моря и в зоне Байдарацкой губы прогнозируются стадии преобразования МК₁-МК₂ и возможно обнаружение газоконденсатнонефтяных и нефтегазоконденсатных скоплений.

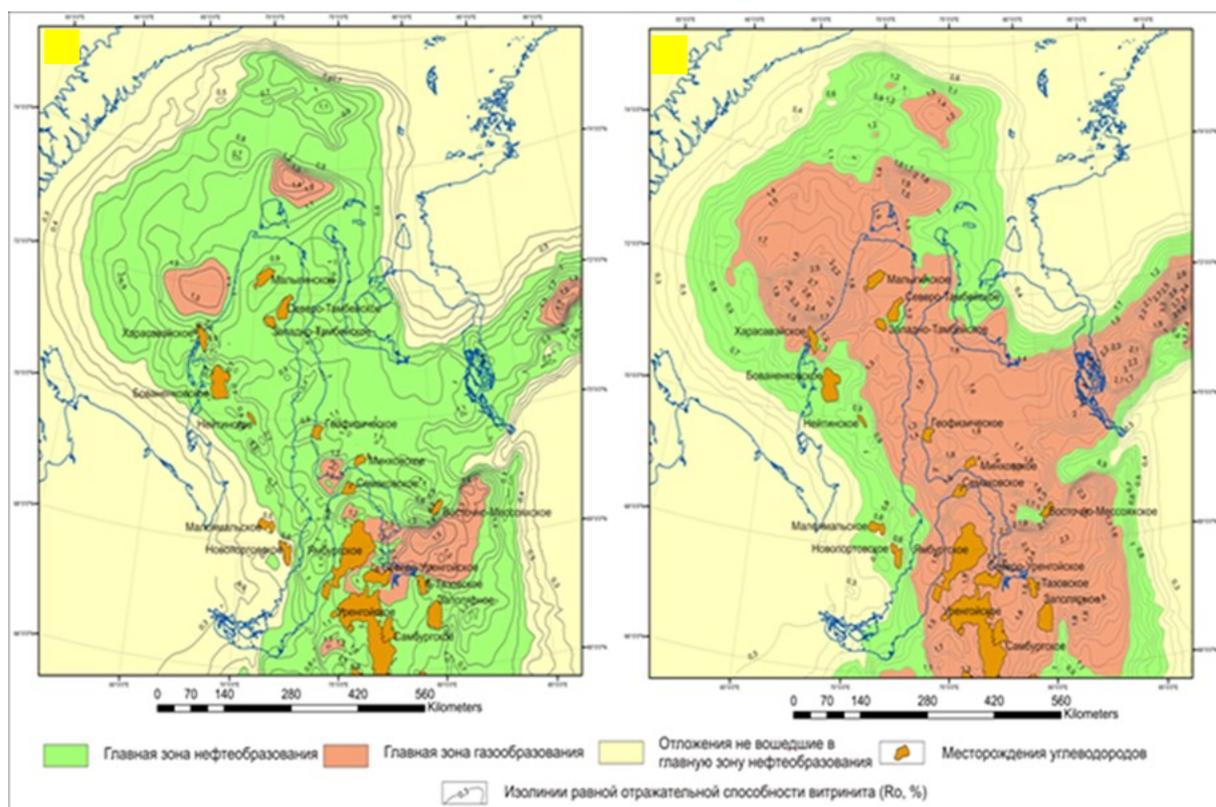
Таким образом, зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ базальных горизонтов юры отвечают определенные по фазовому состоянию типы УВ скоплений. Зоне умеренного катагенеза – нефтяные залежи (не показанные на карте – южнее исследуемой области), в зоне сильного мезокатагенеза преобладают газоконденсатнонефтяные залежи. Зона апокатагенеза – это область присутствия газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором.

ОВ верхнеюрских отложений преобразовано значительно меньше. Слабо преобразованное ОВ стадии ПК₃ ($R_0 < 0,5\%$) распространено ограниченно и фиксируется лишь на локальных участках на севере Западной Сибири. Основное развитие здесь имеют зоны мезокатагенетической стадии преобразо-

вания от слабого до сильного мезокатагенеза, т. е. от МК₁ до МК₃. Зона преобразования ОВ пород стадии МК₃ занимает наибольшую площадь, практически всю Гыданскую НГО, и протягивается значительно севернее в область Карского моря. ОВ на территории зон нефтегазонакопления Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала и Русановского преобразовано несколько ниже, до стадии МК₂. Здесь открыты нефтегазоконденсатные скопления.

Наши данные по степени катагенетической преобразованности ОВ юрских НГК коррелируются с исследованиями других авторов [16–18]. По данным [16], на карте-схеме, охватывающей южную часть Карского моря, практически всю территорию Южно-Карского НГБ (рис. 4), также отмечается значительная разница в степени прогретости кровельной и базальной частей разреза юрских НГК. Если верхнеюрские отложения на большей части территории находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), то в подошве нижнеюрских отложений прогретость ОВ значительно выше, и ОВ попадает в ГЗГ, где формируются газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные скопления, а за счет преобладания гумусовой органики возможно и формирование газовых скоплений. Из рис. 3 и 4 следует, что для всего юрского комплекса характерно существенное ослабление прогретости в юго-западном направлении и переход в зону более слабого мезокатагенеза.

В работах [17, 18] изучена стадийность катагенетических изменений ОВ юрского комплекса и приводится карта катагенеза ОВ с данными показателя отражательной способности витринита (R_0 , %) в кровле юрских отложений Южно-Карского региона.



а/а

б/б

Рис. 4. Карты катагенетической преобразованности:
а – в кровле; б – в подошве юрского комплекса

Fig. 4. Maps of catagenetic transformation:
а – at the roof; б – at the base of the Jurassic complex

Источник: [16]

Source: [16]

В центре Карского моря отмечена наибольшая стадийность катагенеза ОВ, при этом R_o может достигать величин 1,55% ($МК_3$), а на север, юг и юго-запад стадийность ОВ уменьшается до величин R_o 1,15% и ниже, до 0,65% ($МК_2$ - $МК_1$) на территории Байдарацкой губы и Припайхойско-Приновоземельской моноклизы. Подобная тенденция выявлена и в настоящем исследовании (см. рис. 3б). Стоит отметить, что, именно опираясь на данные [17, 18, 19], нами в работе [14] выделены наиболее перспективные объекты-ловушки для поисков залежей УВ и дан

прогноз фазового состояния ожидаемых скоплений по всему осадочному перспективному разрезу Южно-Карской впадины.

По данным [20] (рис. 5), верхнеюрские отложения, в частности породы баженовской свиты, также отвечают стадии мезокатагенеза, при этом степень зрелости увеличивается на север от $МК_1$ до $МК_4$. Тип ОВ преимущественно сапропелевый, что подтверждается так же – преобладанием низкомолекулярных гомологов на хроматограммах.

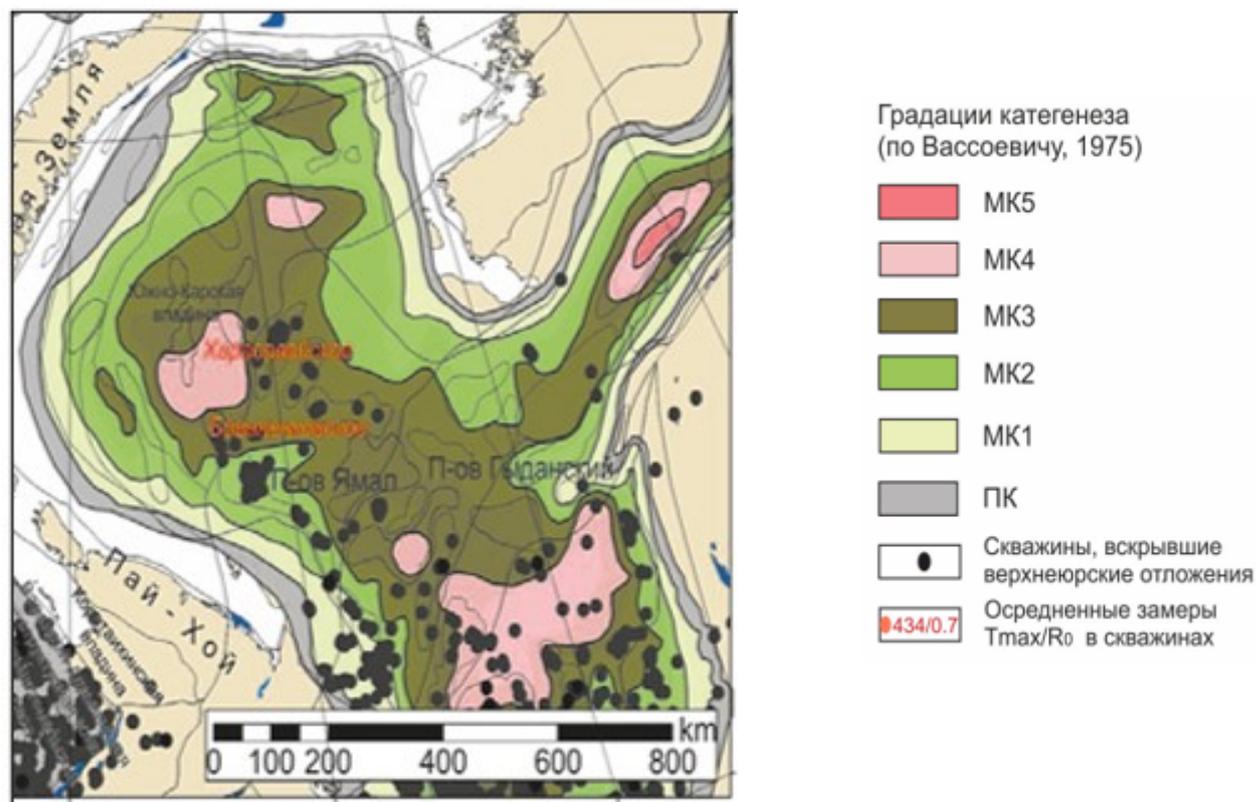


Рис. 5. Карта катагенетической зрелости верхнеюрской нефтегазоматеринской толщи Баренцева и Карского морей (приведена часть карты: Южно-Карский бассейн и север Западно-Сибирского НГБ)

Fig. 5. Map of the catagenetic maturity of the Upper Jurassic oil and gas source strata of the Barents and Kara seas (part of the map shown: South Kara Basin and northern West Siberian Oil and Gas Basin)

Источник: [20]

Source: [20]

Таким образом, юрский комплекс отложений Западно-Сибирского НГБ в пределах его северной части и далее на север в область шельфа Карского моря (в область Южно-Карской НГО) обладает высокими перспективами на обнаружение газоконденсатнонефтяных, газовых и, возможно, нефтегазоконденсатных скоплений, что подтверждается детальными исследованиями территории.

Заключение

Оценены масштабность скоплений УВ в зонах нефтегазонакопления, а также стадийность катагенетических процессов в домеловых отложениях шельфовых

территорий Южно-Карской НГО в Карском море и прогноз фазового состояния залежей.

Показаны результаты авторских исследований и проанализированы опубликованные данные по масштабности скоплений УВ меловых и юрских НГК северных территорий Западно-Сибирского НГБ, а также материалы по шельфовым районам Южно-Карской НГО. Обоснованы зоны нефтегазонакопления в континентальной части (Ямальская НГО), связанные со структурами первого порядка – валами и мегавалами, к которым приурочены месторождения УВ с большими запасами – уникальные и крупные.

Выделена также прогнозируемая зона нефтегазонакопления, протягивающаяся с территорий континентальной части Западной Сибири в акватории Карского моря на территории Южно-Карской НГО. Трассирование зон и их вычленение подтверждается высокой масштабностью скоплений УВ в этих зонах, а также эволюционной системной изменчивостью стадийности катагенеза ОВ, что обуславливает и определенную фазовую зональность УВ скоплений, чередуя зоны нефтегазоконденсатные, газоконденсатно-нефтяные, зоны газоконденсатных и газовых скоплений. Проведенные исследования свидетельствуют о преемственности процессов нефтегазообразования на территории всего Западно-Сибирского НГБ, от континентального шельфа до севера Арктики.

Исследования, представленные в настоящей работе, основанные на авторском материале и критическом анализе

фактических и опубликованных данных, направленные на изучение проводимых работ в области более северных арктических территорий на шельфе Карского моря, где в последние годы открыты уникальные и крупные по запасам месторождения УВ, являются актуальными и востребованными и имеют большое научное и практическое значение.

Системный и комплексный подход к проблеме типизации углеводородных флюидов месторождений юрских и мелового НГК северных регионов Западно-Сибирского НГБ с выходом в шельфовую зону по масштабности скоплений, выделения при этом зон преобразованности ОВ по стадийности катагенеза и, соответственно, по фазовому состоянию, способствует более эффективной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, что является необходимым условием при выработке методики разработки и эксплуатации залежей УВ.

Вклад авторов

С.А. Пунанова – концептуализация, методология, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

С.А. Добрынина – формальный анализ, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Конторович В.А., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М.* и др. Модели геологического строения, сейсмостратиграфия и тектоника осадочных бассейнов Карского моря // *Бурение и нефть*. 2023. № 12. С. 3–15. EDN: EJJQNT
2. *Суслова А.А., Мордасова А.В., Гилаев Р.М.* и др. История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности // *Георесурсы*. 2025. Т. 27, № 2. С. 74–92. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7>
3. *Извеков И.Б.* Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе) // *Вести газовой науки*. 2023. № 1(53). С. 82–97. EDN: THQZFI

4. *Прищепина О.М.* Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 2. С. 12. EDN: JUTGOV
5. *Синица Н.В., Прищепина О.М.* Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>
6. *Брод И.О.* Залежи нефти и газа (формирование и классификация). М.; Л.: Гостоптехиздат, 1951. 351 с.
7. *Бакиров А.А.* Зоны нефтегазонакопления – объект прогнозов и поисков. Закономерности формирования и размещения // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР: Сб. научных трудов. Л.: ВНИГРИ, 1985. С. 17–28.
8. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э.* и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845. EDN: USJNNL
9. *Пунанова С.А.* Масштабность скоплений углеводородов в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири и причины ее изменчивости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 7(391). С. 5–13. EDN: IGNROZ
10. *Пунанова С.А.* К вопросу о выборе наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений углеводородов на севере Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 323–337. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>
11. *Соборнов К.О., Смирнов О.А.* Актуализированное представление о глубинном строении севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2025. № 5(196). С. 4–17. EDN: ILGSXC
12. *Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А.* Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень: МНП «ГЕОДАТА», 2020. 462 с.
13. *Карогодин Ю.Н.* Пространственно-временные закономерности концентрации гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный подход) // Георесурсы. 2006. № 1(18). С. 28–30. EDN: KTYGTL
14. *Шустер В.Л., Пунанова С.А., Дзюбло А.Д., Агаджанянц И.Г.* Пути реализации поисково-разведочных работ на нефть и газ в юго-западной части Карского моря // Арктика: экология и экономика. 2024. Т. 14, № 4. С. 488–499. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2024-4-488-499>
15. *Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1875–1887. EDN: RXKIEN
16. *Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д.* и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7(662). С. 66–70. EDN: MKVEVD

17. *Богоявленский В.И., Полякова И.Д.* Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3(7), С. 92–103. EDN: PXDAFN

18. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Богоявленская О.В., Никонов Р.А.* Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамента Циркумарктического региона // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 5–20. EDN: YLJJXR

19. *Шустер В.Л., Дзюбло А.Д.* Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 1. С. 67–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8>

20. *Ступакова А.В., Большакова М.А., Сулова А.А. и др.* Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 6–25. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Информация об авторах

Светлана Александровна Пуанова – д-р геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3691-7142, <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>; e-mail: s_punanova@ipng.ru

Светлана Александровна Добрынина – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 2149-2353, <https://orcid.org/0000-0002-6506-7201>; e-mail: sdob@ipng.ru

Поступила в редакцию 12.10.2025

Принята к публикации 01.11.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

Features of the scale of hydrocarbon accumulations and oil and gas accumulation zones in the Arctic regions of Western Siberia

Svetlana A. Punanova ✉, Svetlana A. Dobrynina

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The work carried out in the northern Arctic territories on the Kara Sea shelf, where unique and large hydrocarbon deposits have been discovered in recent years, has generated the need for research based on the authors' personal material and a critical analysis of actual and published data aimed at their study. *Objective.* To substantiate and apply an integrated systems approach to assessing the prospects of the territory of northern Western Siberia and the Kara Sea shelf based on the analysis of the scale of accumulations in oil and gas accumulation zones, as well as the stages of catagenetic transformations of organic matter in rocks of Mesozoic oil and gas complexes. *Materials and methods.* A database of analytical and scientific data on the geological and geochemical features of hydrocarbon accumulations with different initial geological reserves. Analysis of the results on the stages of catagenetic transformations of organic matter in rocks of the northern regions of Western Siberia and the phase state of deposits. *Results.* The large-scale nature of hydrocarbon accumulations in oil and gas accumulation zones extending from the continental part of Western Siberia into the Kara Sea is confirmed, as is the uniform systemic variability of the organic matter catagenesis stages, which dictates the specific phase zoning of hydrocarbon accumulations. *Conclusions.* The classification of hydrocarbon fluids from deposits of the Jurassic and Cretaceous oil and gas complexes in the northern regions of the West Siberian Oil and Gas Basin, with the identification of organic matter transformation zones based on catagenesis stages and, accordingly, phase state, as well as the scale of accumulations, facilitates a more effective assessment of the territory's oil and gas potential and raw material quality, as well as the improvement of separate forecasting methods, which is a prerequisite for the development of hydrocarbon deposit development and exploitation methods.

Keywords: Arctic regions of Western Siberia, oil and gas fields, oil and gas accumulation zones, phase state of hydrocarbon accumulations, catagenesis of organic matter, oil and gas complexes

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125021302095-2).

For citation: Punanova S.A., Dobrynina S.A. Features of the scale of hydrocarbon accumulations and oil and gas accumulation zones in the Arctic regions of Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 372–390. (In Russ.).

✉ Svetlana A. Punanova, s_punanova@ipng.ru

© Punanova S.A., Dobrynina S.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Svetlana A. Punanova – conceptualization, methodology, writing – original draft, writing – review & editing.

Svetlana A. Dobrynina – formal analysis, validation, visualization, writing – original draft.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Ibragimova S.M. et al. Geologic structure models, seismic stratigraphy and tectonics of the sedimentary basins of the Kara sea. *Burenie i nefit'*. 2023. No. 12. P. 3–15. (In Russ.). EDN: EJQEHT
2. Suslova A.A., Mordasova A.V., Gilaev R.M. et al. Phanerozoic history of the Barents-Kara Region as the framework for petroleum potential assessment. *Georesursy*. 2025. Vol. 27, No. 2. P. 74–92. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7>
3. Izvekov I.B. State-of-the-art petroleum-and-gas geostatistics for Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions of Western Siberia (following prediction of new onshore and offshore discoveries). *Vestnigazovoy nauki*. 2023. No. 1(53). P. 82–97. (In Russ.).
4. Prishchepa O.M. Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008. Vol. 3, No. 2. P. 12. (In Russ.).
5. Sinita N.V., Prishchepa O.M. A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian Basin. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 1(40). P. 14–26. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>
6. Brod I.O. *Oil and Gas Deposits (Formation and Classification)*. Moscow; Leningrad: Gostoptekhizdat, 1951. 351 p. (In Russ.).
7. Bakirov A.A. Oil and gas accumulation zones – an object of forecasts and prospects. Regularities of formation and placement. *Regularities of Formation of Oil and Gas Accumulations in Platform Oil and Gas Provinces of the USSR: Collected Papers*. Leningrad: VNIGRI, 1985. P. 17–28. (In Russ.).
8. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. Tectonic structure and evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1740–1753.
9. Punanova S.A. The scale of hydrocarbon accumulations in the oil and gas-bearing sediments of the Western Siberia and the causes of its variability. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2024. No. 7(391). P. 5–13. (In Russ.).
10. Punanova S.A. On the issue of choosing the most effective types of research in forecasting and searching for large hydrocarbon accumulations in the north of Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 323–337. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>
11. Sobornov K.O., Smirnov O.A. Updated interpretation of the deep structure of the northern part of the West Siberian petroleum basin. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*. 2025. No. 5(196). P. 4–17. (In Russ.).

12. Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I., Skorobogatov V.A. *Oil and Gas Geology of the West Siberian Arctic*. Tyumen: MNP GEODATA, 2020. 462 p. (In Russ.).
13. Karogodin Yu.N. Spatio-temporal patterns of concentrations of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (systems approach). *Georesursy*. 2006. No. 1(18). P. 28–30. (In Russ.).
14. Shuster V.L., Punanova S.A., Dzyublo A.D., Agadzhanyants I.G. Implementation ways for oil and gas exploration in the southwestern part of the Kara Sea. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2024. Vol. 14, No. 4. P. 488–499. (In Russ.). <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2024-4-488-499>
15. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1783–1796.
16. Kiryukhina T.A., Ulyanov G.V., Dzyublo A.D. et al. Geochemical aspects of gas and oil potential of Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyslennost*. 2011. No. 7(662). P. 66–70. (In Russ.).
17. Bogoyavlensky V.I., Polyakova I.D. Prospects of oil-and-gas bearing deposits of deep sea in the South Kara Sea region. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2012, No. 3(7). P. 92–103. (In Russ.).
18. Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Bogoyavlenskaya O.V., Nikonov R.A. Oil and gas occurrence prospects of the Circum-Arctic sedimentation basins and basement. *Geologiya nefi i gaza*. 2017. No. 5. P. 5–20. (In Russ.).
19. Shuster V.L., Dzyublo A.D. Substantiation of the prospects to discover large oil and gas accumulations in the Jurassic and pre-Jurassic deposits on the Kara Sea shelf. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 1. P. 67–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8>
20. Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A. et al. Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks. *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 6–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Information about the authors

Svetlana A. Punanova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>; e-mail: s_punanova@ipng.ru

Svetlana A. Dobrynina – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6506-7201>; e-mail: sdob@ipng.ru

Received 12 October 2025

Accepted 1 November 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.27

EDN: GTJARA

Влияние детализации пустотного пространства керна на вычисление фильтрационных свойств по технологии «Цифровой керн»

С.В. Степанов ✉, О.Ю. Динариев, М.А. Загоровский

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Аннотация. *Актуальность.* Технология «Цифровой керн» открывает широкие возможности для исследования свойств горной породы. Однако практическая значимость результатов таких исследований может существенно зависеть от качества цифровой модели керна. В этой связи актуальным является понимание влияния различных факторов, в частности влияния детализации пустотного пространства керна на исследуемые свойства. *Цель работы.* Рассмотрение особенностей технологии «Цифровой керн» исходя из влияния детализации пустотного пространства на моделирование течения в порах как важнейшего процесса, который обуславливает корректность расчета абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости. *Материалы и методы.* Расчеты выполнены с использованием прямого метода моделирования по технологии «Цифровой керн» применительно к реальному образцу керна. *Результаты.* Приведены результаты расчетов абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости на цифровых моделях керна разной детализации. Для выяснения особенностей влияния детализации на многофазное течение даются примеры, иллюстрирующие капиллярные эффекты в пористой среде. В частности показано, что абсолютная проницаемость для более грубой модели может быть выше, чем для более детальной модели, однако при этом соответствие кривых относительной фазовой проницаемости может иметь противоположный характер, что связано со значительным влиянием детализации цифровой модели керна на выраженность капиллярных эффектов. *Выводы.* Показано, что от качества детализации пустотного пространства керна существенно зависят результаты расчетов фильтрационных свойств горной породы. Для решения этой проблемы может быть использовано многомасштабное моделирование.

Ключевые слова: цифровой керн, детализация цифровой модели, абсолютная проницаемость, относительная фазовая проницаемость

Финансирование: работа выполнена в рамках целевого инновационного проекта компании «Роснефть».

✉ Степанов Сергей Викторович, svstepanov@tnnc.rosneft.ru

© Степанов С.В., Динариев О.Ю., Загоровский М.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Степанов С.В., Динариев О.Ю., Загоровский М.А. Влияние детализации пустотного пространства керна на вычисление фильтрационных свойств по технологии «Цифровой керн» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 391–404. EDN: GTJARA

Введение

К настоящему времени технология «Цифровой керн» (ЦК) находит все большее применение для исследования свойств горных пород. Учитывая ее возможности по сравнению с традиционными лабораторными методами исследования керна, можно уверенно говорить о том, что широта применения технологии ЦК со временем будет только увеличиваться. При этом важно осознавать, что результат цифровых исследований керна, как и любой результат, полученный путем математического моделирования, имеет практическую ценность только в том случае, если на приемлемом уровне учтены различные аспекты создания цифровой модели керна (ЦМК) и моделирования процессов на уровне пор.

Определение по технологии ЦК фильтрационных свойств горной породы – абсолютной проницаемости (АП) и относительной фазовой проницаемости (ОФП), опирается, соответственно, на расчет однофазных или многофазных течений в пустотном пространстве керна. Для этого разработаны разные методы, которые можно разделить на группу методов прямого моделирования и на группу методов поро-сетевого моделирования. Принципиальное различие между этими группами в том, что в первом случае используется моделирование течений в воксельной геометрии пустотного пространства, а во втором – моделирование течений в поровой сети, т. е. в соприкосновении пор и соединяющих их капиллярных каналов, топология и характеристики которых определяются с помощью специальных методов, используя

изначально воксельное представление пустотного пространства. Учитывая, что поро-сетевое моделирование является более простым, по сравнению с прямым моделированием, оно требует меньших вычислительных ресурсов, поэтому такое моделирование можно характеризовать как экспресс-моделирование. С помощью поро-сетевого моделирования возможно решать существенно меньший перечень задач, чем с помощью прямого моделирования, поэтому, несмотря на значительную разницу в вычислительной ресурсоемкости, оба эти направления не вытеснили друг друга в сфере цифровых исследований керна.

Многофазное течение на уровне пор существенно более сложное, чем однофазное течение. Это связано с тем, что при многофазном течении могут реализовываться разные режимы течения. Формирование режима течения в порах обуславливается разными факторами, связанными как со свойствами флюидов, так и с топологией и конфигурацией пор и их смачиваемостью, скоростью потоков. Согласно [1], исследования, проведенные на устройстве для гидродинамической фокусировки потока, состоящей из капилляров квадратного течения, позволили получить карту из пяти типов течений, часть из которых можно отнести к классу струйных течений, а другую часть – к классу четочных течений. Под четочным течением будем понимать течение чередующихся элементов фаз, размер которых сопоставим с размером поровых каналов. При таком характере течения не исключается и течение пристеночных слоев смачивающей фазы.

Как правило, исследования особенностей многофазного течения в поровых каналах, например, по производству четок, проводятся путем физических экспериментов. Так, в работе [2] рассматриваются три варианта капиллярных устройств для генерации четок. Исследования в этом направлении проводятся и путем численных экспериментов. Например, в работе [3] даются результаты исследований по влиянию капиллярного числа и длины сужения на двухфазное течение в капилляре переменного поперечного сечения. Отмечается, что длина сужения (горловины) оказывает значительное влияние на эффект snap-off, т. е. на разрыв струйки и формирование четки.

При численном моделировании эффектов, связанных с формированием режимов течения в пористой среде, состоятельность результатов моделирования зависит среди прочих факторов и от детализации ЦМК. Детализация ЦМК, в свою очередь, во многом связана с разрешением компьютерной томографии (КТ) и с корректностью процедуры сегментации томографических данных, т. е. с выделением из КТ-изображений в оттенках серого пустот и твердой фазы. Современная КТ (точнее, компьютерная микро-томография) керна позволяет создавать трехмерные ЦМК с размером вокселя порядка 1 мкм и выше. Характерные размеры поровых каналов горных пород, особенно низкопроницаемых, на 1–2 порядка ниже. Использование совместно с КТ данных, полученных по растровой электронной микроскопии в том числе в комбинации с технологией фокусируемого ионного пучка, позволяет получить трехмерные модели микроструктуры породы с шагом дискретизации в несколько десятков нанометров. Корректность сегментации

данных КТ может быть обеспечена за счет использования разных методов [4].

Учитывая вышесказанное, целью проведенных исследований было изучение влияния детализации пустотного пространства керна на определение по технологии ЦК фильтрационных свойств горной породы – абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости. При этом не ставилась задача изучения этих свойств с позиции анизотропии – этот вопрос планируется исследовать в дальнейшем. Вычислительные эксперименты проведены с использованием программного комплекса «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН» [4] (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2023680850 от 05.10.2023 г.).

Материалы и методы

Исследование влияния детализации пустотного пространства на определение АП и ОФП выполнено на примере ЦМК одного образца высокопроницаемого терригенного коллектора. КТ на микро-томографе сделана для образца керна диаметром 10 мм и высотой 21 мм с разрешением 2,77 мкм/вокс. при силе тока 130 мкА, напряжении 70 кВ, с фильтром Al 0,5 мм. Из середины образца выделена ЦМК объемом 1000³ вокселей. Для сегментации томографических изображений использован метод сходящихся контуров. Коротко, суть этого метода заключается в том, что сегментация набора двумерных изображений происходит путем расширения заданных областей с указанными фазами (пора/твердое вещество) в соответствии с определенной функцией скорости. При этом для каждой фазы определяются пороги, в пределах которых воксель однозначно ставится в соответствие данной фазе.

Коэффициенты пористости (0,23 д.ед.) и газопроницаемости (2530 мД), определенные по ЦМК, отвечают лабораторным данным для 38-мм образцов в пределах относительной погрешности 6% и 1,9% соответственно, что является приемлемым показателем качества сегментации.

Для изучения влияния детализации пустотного пространства на расчет АП и ОФП из исходной ЦМК был выделен фрагмент размером 100x100x100 вокселей и коэффициентом пористости 0,21 д.ед., который затем был загрублен до размера 20x20x20 вокселей с сохранением физического объема и пористости. Это, соответственно – ЦМК-1 с высокой

детализацией (размер вокселя 2,77 мкм) и ЦМК-2 с низкой детализацией (размер вокселя 13,85 мкм). Процедура загрубления ЦМК-1 заключалась в ее разбиении на заданное количество ячеек и присвоении значения ячейке 0 или 1 по индексу вокселя, находящегося в центре полученной ячейки. На рис. 1 показаны эти ЦМК, причем черный цвет соответствует вокселям, формирующим пустотное пространство. Как видно, загрубление ЦМК привело к изменению конфигурации пустотного пространства, причем не только с позиции потери связности «узких» поровых каналов, но с позиции образования в модели шероховатости поверхности.

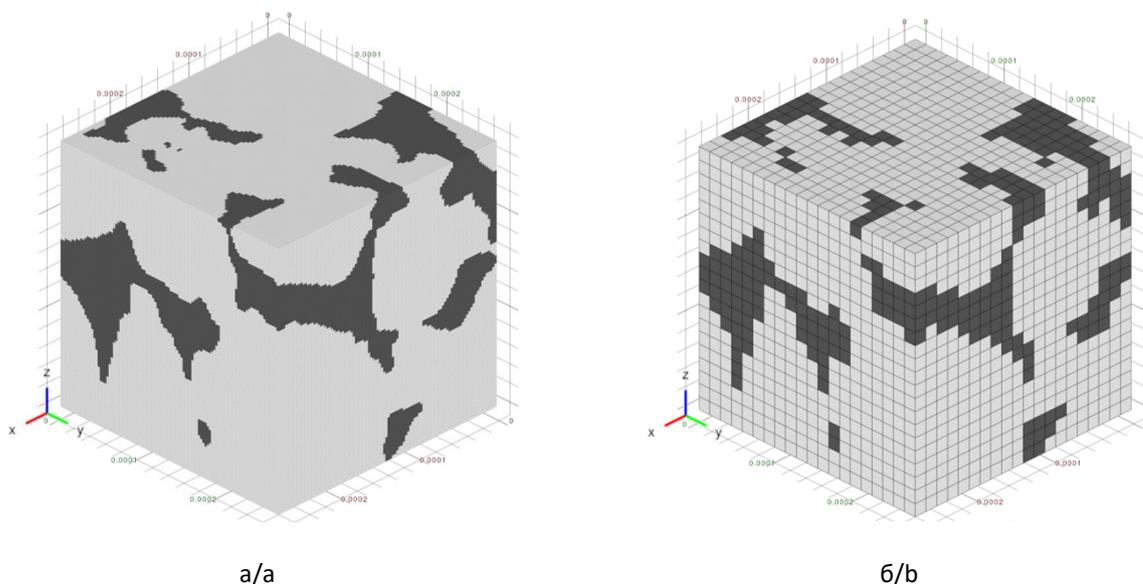


Рис. 1. Трехмерная бинарная воксельная модель фрагмента керна:
а – высокая детализация (ЦМК-1); б – низкая детализация (ЦМК-2)

Fig. 1. Three-dimensional binary voxel model of a core fragment:
a – high detail (Digital Core Model-1); b – low detail (Digital Core Model-2)

Результаты и обсуждение

Расчет однофазного и двухфазного течений на ЦМК-1 и ЦМК-2 выполнен в программном комплексе «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН» по прямому методу на основе квазигидродинамической модели с «диффузной границей» между фазами [5, 6]. При этом числа Рейнольдса были меньше единицы,

чтобы исключить влияние инерции. По результатам моделирования однофазного течения в направлении оси ОУ абсолютная проницаемость ЦМК-1 составила 1710 мД, а ЦМК-2 – 2507 мД. Различие абсолютных проницаемостей ЦМК-1 и исходной ЦМК той же детализации связано с фактором представительности.

Цели исследования этого фактора в рамках данной работы не ставилось, однако стоит отметить, что взаимосвязь представительности и детализации при цифровом моделировании ядра представляет собой важное направление для изучения особенностей технологии ЦК, в том числе с позиции законов распределения и с позиции структуры и типов пустотного пространства. Тот факт, что АП ЦМК-2 выше, чем АП ЦМК-1 обусловлен тем, что в процессе заглубления некоторые близко расположенные области вокселей пустотного пространства получили дополнительную связанность.

Для определения относительной фазовой проницаемости использовался метод вычислительного эксперимента по нестационарному вытеснению [7], в соответствии с которым ОФП рассчитываются непрерывно, т. е. в ходе вытеснения одной фазы другой фазой. Обратим внимание, что ОФП, получаемые по данному методу, могут иметь немонотонный вид, что обуславливается микрособытиями на уровне пор. Для выполненных исследований это принципиальный момент, поскольку микрособытия, как будет показано ниже, напрямую связаны с детализацией пустотного пространства.

Расчеты проводились при одинаковых начальных и граничных условиях, свойствах флюидов и прочих параметрах: межфазное натяжение – 4,7 мН/м; плотности нефти, воды – 800 кг/м³, 1000 кг/м³; динамические вязкости нефти, воды – 11,7 мПа·с, 1,3 мПа·с; угол смачивания – 90°. Начальное насыщение породы соответствовало 100%-му насыщению нефтью. На боковых границах образца в направлении втекания и вытекания вытесняющей фазы построены буферные зоны в количестве 30 вокселей и 5 вокселей, скопированных из первого и последнего слоев соответственно. Использование

буферных зон является частью методики проведения вычислительного эксперимента и необходимо для формирования поверхности раздела фаз вне исследуемого образца и установившегося течения вытесняемой фазы внутри образца.

На рис. 2 и рис. 3 представлены распределения вытесняемой фазы в ЦМК-1 и ЦМК-2 при равных значениях водонасыщенности (S_w), соответствующих последовательным этапам вытеснения. Цветовая градация на рисунках соответствует значению плотности вытесняемой фазы, причем оттенки зеленых цветов соответствуют плотности, близкой к 800 кг/м³, оттенки синих цветов – плотности вытесняемой фазы, близкой к 0, т. е. отсутствию вытесняемой фазы. Заметим, что видимые узкие переходные зоны соответствуют границам раздела фаз, при этом их ненулевая толщина является физическим эффектом используемой модели многофазного течения типа «диффузной границы», а не численным эффектом, как в моделях типа «четкой границы». На этих рисунках видно проявление характерных капиллярных явлений, а именно прощелкивание мениска вытесняющей фазы и формирование четкого течения с образованием и слиянием четок. Рассмотрим наблюдаемые эффекты более подробно. Интересующие места на рисунках обозначены стрелкой и цифрами.

В процессе закачки вытесняющей фазы через левую боковую поверхность образца ЦМК-1 граница раздела фаз продвигается неравномерно. Когда вытесняющая фаза достигает порового перешейка («1») происходит быстрое смещение мениска («2») из узкого горла поры в ее расширение («3»). В этом процессе скорость движения мениска при скачке превышает среднюю скорость вытеснения.

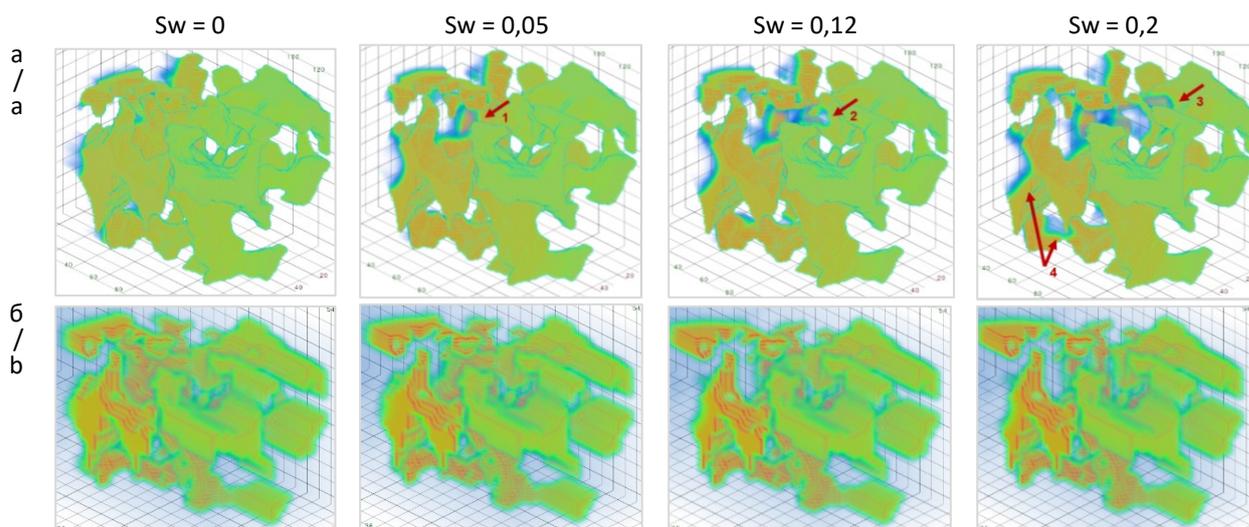


Рис. 2. Картины распределения вытесняемой фазы, демонстрирующие прощелкивание мениска вытесняющей фазы при разных значениях водонасыщенности: а – ЦМК-1; б – ЦМК-2

Fig. 2. Distribution patterns of the displacing phase demonstrating the shearing of the displacing phase meniscus at different water saturation values: а – Digital Core Model-1; б – Digital Core Model-2

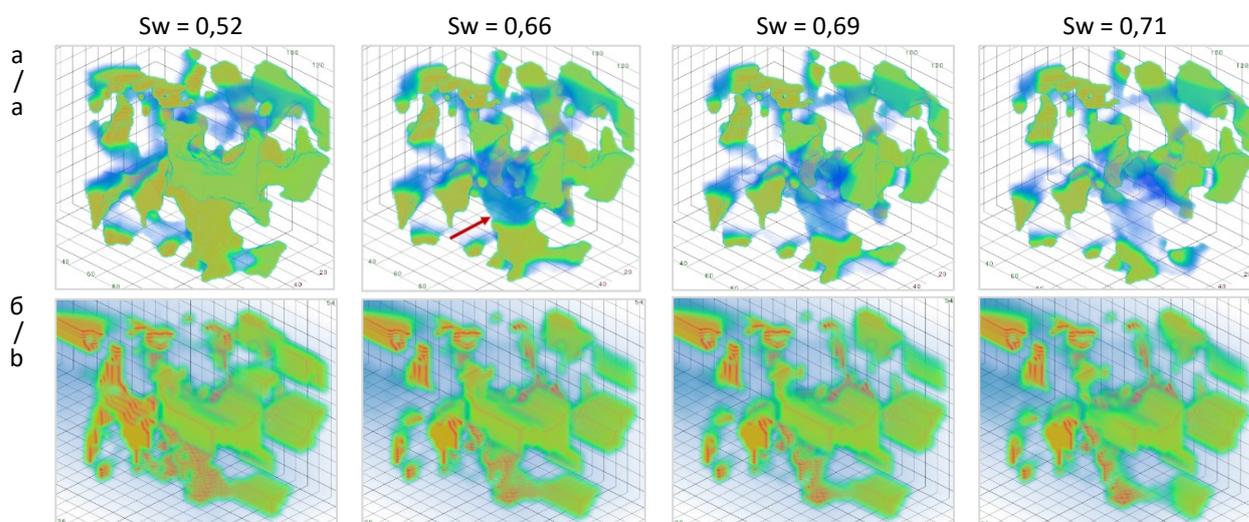


Рис. 3. Картины распределения вытесняемой фазы, демонстрирующие формирование четочного течения при разных значениях водонасыщенности: а – ЦМК-1; б – ЦМК-2

Fig. 3. Distribution patterns of the displaced phase demonstrating the formation of a slug flow at different water saturation values: а – Digital Core Model-1; б – Digital Core Model-2

Из рис. 2а видно, что при водонасыщенности пустотного пространства 0,2 д.ед. распределение фаз имеет неоднородный характер: наблюдается опережающее

продвижение воды в зоне скачка («3») и ее замедленное продвижение в других поровых каналах сопоставимого диаметра, например в нижней области образца («4»).

Дальнейшее развитие течения сопровождается формированием четочного течения нефти и воды в области, указанной стрелкой на рис. 3а. Переход от струйного течения к четочному происходит вследствие сообщаемости поровых каналов и соединения струйных потоков фаз, при этом движение четок нефти и воды сопровождается деформациями межфазных поверхностей.

Отчетливо видно, что уменьшение детализации ЦМК привело к искаженному описанию межфазного взаимодействия и капиллярных эффектов, наблюдаемых на ЦМК с высокой детализацией, а именно: невозпроизведению скачкообразного проселкивания мениска вытесняющей фазы

на начальных этапах развития течения и невозпроизведению формирования четочного течения в сообщающихся поровых каналах. Обозначенные эффекты напрямую определяют характер распределения фаз в поровом пространстве и величину потерь давления при фильтрации. Поэтому их воспроизводимость в цифровой модели коллектора важна с позиции получения физически обоснованных результатов численного моделирования.

Проявление обоих эффектов сопровождается скачкообразными изменениями компоненты скорости потока v_y и, как следствие, приводит к наличию немонотонности на кривых ОФП (рис. 4).

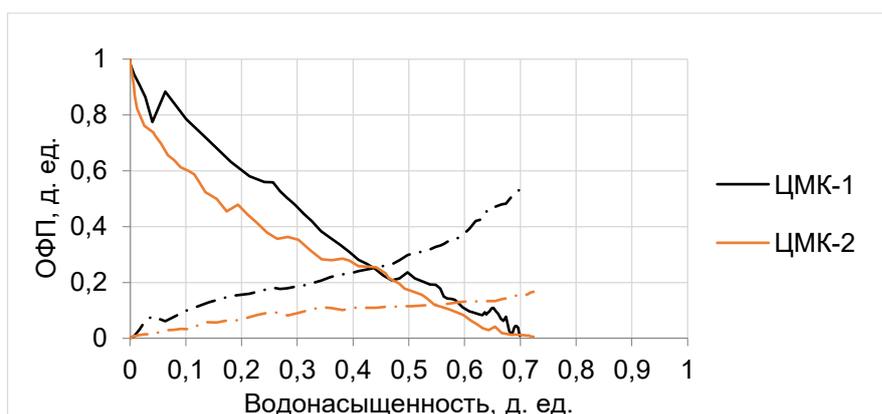


Рис. 4. Графики зависимостей расчетных ОФП нефти (сплошные линии) и воды (пунктирные линии) от водонасыщенности

Fig. 4. Graphs of the calculated relative phase permeability oil (solid lines) and water (dashed lines) dependences on water saturation

Видно, что кривые ОФП для ЦМК-1 и ЦМК-2 различаются достаточно существенно, причем кривые ОФП обеих фаз для более грубой модели (ЦМК-2) ниже и более гладкие, чем кривые ОФП для более детальной модели (ЦМК-1). При этом обращает на себя внимание тот факт, что такое соответствие кривых ОФП диссонирует с соответствием значений абсолютных проницаемостей ЦМК-1 и ЦМК-2. Поскольку, как было указано ранее, то, что АП ЦМК-2 выше, чем АП ЦМК-1, объясняется более высокой

связанностью пустотного пространства в грубой модели, тот факт, что ОФП для ЦМК-1 выше, чем для ЦМК-2, можно объяснить тем, что уровень выраженности капиллярных эффектов для более грубой модели настолько выше, чем для детальной модели, что он перекрывает эффект от различия АП. Заметим, что в рассматриваемых моделях диапазоны двухфазной фильтрации практически одинаковые, т. е. фактор детализации оказал преимущественное влияние на ОФП, а не на область определения этих функций.

Возможное решение проблемы детализации

Прямое моделирование на уровне пор является вычислительно ресурсоемким. Так, в рассматриваемых примерах с высокопроницаемым керном расчеты абсолютных проницаемостей и относительных фазовых проницаемостей выполнены на компьютере с 24-ядерным процессором и заняли для ЦМК-1, соответственно, 15 минут и 18 часов, а для ЦМК-2 – 12 секунд и 23 минуты. Понятно, что для ЦМК образцов керна с характерным размером 1 см, используемых при лабораторных исследованиях, обеспечение необходимой детализации ЦМК при условии длительности расчета за приемлемое время может быть в принципе невозможным. В связи с этим разрабатываются и применяются методы детализации ЦМК, уменьшающие ошибки моделирования посредством уточнения и корректировки физического содержания ЦМК. Как правило, это достигается в результате учета полного комплекса предварительных петрофизических исследований керна и насыщающих флюидов. Так, данные капиллярометрии могут использоваться для выбора необходимого разрешения сканирования (размеров вокселей), чтобы полученная детализация порового пространства соответствовала фактическому распределению пор по размерам. Далее приведем ряд практически значимых примеров уточнения и модификации ЦМК для более точного описания процессов на поровом уровне.

Первым критерием адекватности ЦМК является сравнение расчетных и экспериментальных значений абсолютной проницаемости. Достаточно хорошее соответствие между этими величинами является основанием для принятия решения по применимости построенной ЦМК с точки зрения отображения пустотного пространства породы. Наоборот, существ-

венное расхождение между этими величинами означает необходимость пересмотра ЦМК и невозможность использования этой ЦМК для моделирования процессов в порах. При достаточном разрешении порового пространства породы могут быть другие причины расхождения расчета и эксперимента.

Во-первых, ЦМК может оказаться непредставительной по отношению к исследуемому участку коллектора. Это означает необходимость выбора других областей породы для построения ЦМК. Во-вторых, ЦМК может содержать ошибки сегментации. Все существующие процедуры сегментации содержат неопределенности, так что возможны случаи неправильной классификации вокселей по признаку «поратвердая фаза». Из практики известно, что пересмотр результатов сегментации даже по небольшому числу вокселей может изменить расчетную АП в несколько раз. В-третьих, возможна ситуация, когда ЦМК правильно воспроизводит крупные поры, но последние не являются проточными, а проточными являются узкие поровые каналы, которые не отображаются при выбранном уровне детализации. В этом случае следует использовать многомасштабные модели, когда областям с неразрешенной пористостью в ЦМК приписываются фильтрационно-емкостные свойства, полученные в результате расчетов на моделях с более высоким разрешением.

При многомасштабном моделировании керна принципиально важно обеспечить физическую содержательность используемых ЦМК. Другими словами, должно быть подтверждение адекватности ЦМК для осуществления моделирования сложных процессов и явлений на поровом уровне. При этом может требоваться дальнейшая детализация физического содержания ЦМК.

Так, при моделировании двухфазных течений необходимо ассоциировать с граничными гранями численных ячеек на контакте «пора–твердая фаза» определенные условия смачиваемости. Поскольку пустотное пространство представляется в виде набора ячеек численной сетки с нерегулярной геометрией, невозможно непосредственно моделировать угол смачивания. Поэтому для решения этой проблемы используется подход на основе функции поверхностной энергии Гельмгольца, ассоциированной с граничными ячейками и зависящей от состава прилегающего флюида [8]. Этот подход является более общим и позволяет описывать все возможные условия смачиваемости, включая зависимость смачиваемости от минерального состава твердой фазы. В последнем случае с граничными гранями могут быть ассоциированы разные индивидуальные функции поверхностной энергии Гельмгольца.

Дальнейшая детализация физического содержания ЦМК может быть связана с учетом важных физико-химических явлений на границах порового пространства, которые могут иметь место на масштабах ниже используемого шага дискретизации. Так при адсорбции газа на поверхности «пора–твердая фаза» [9, 10] возникает дополнительный неподвижный слой, который уменьшает физический объем, доступный подвижным фазам. Для моделирования этого явления с граничными гранями ассоциируются значения физической площади поверхности «пора–твердая фаза», которые могут значительно отличаться от геометрической площади этих граней. На основе этих площадей может быть вычислен физический объем адсорбированного вещества для каждой

граничной ячейки. Посредством вычета этого объема из геометрического объема граничной ячейки определяется ее новый физический объем. Эти новые объемы ассоциируются с граничными ячейками в ЦМК и учитываются при моделировании процессов на поровом уровне.

Другим более сложным примером расширения физической содержательности ЦМК может быть случай присутствия в керне тонкого жидкого слоя в системе «вода–нефть»: слой воды в гидрофильном коллекторе или слой нефти в гидрофобном коллекторе. Отличие от адсорбированного слоя состоит в том, что жидкий слой может обладать существенно большей толщиной (хотя и меньше шага дискретизации) и быть подвижным, влияя на движение несмачивающей фазы. В этом случае, кроме модификации физического объема граничной ячейки, целесообразно численно моделировать течение слоя в двумерной постановке на граничных гранях [11]. В такой постановке с граничными гранями будут ассоциированы гидродинамические параметры жидкого слоя.

Для моделирования на поровом уровне более сложных пластовых систем и агентов воздействия [12–14] разрабатываются и применяются разные методы улучшения ЦМК для повышения эффективности технологии ЦК [15].

Заключение

В работе рассмотрены особенности технологии «Цифровой керн» с позиции влияния уровня детализации пустотного пространства породы на расчет фильтрационных свойств. Приведены примеры влияния детализации на результаты расчетов абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости.

Показано, что в рассмотренном примере реальной горной породы загрузка модели привело к увеличению абсолютной проницаемости за счет появления дополнительной связности пустотного пространства, но при этом относительная фазовая проницаемость для более грубой модели оказалась ниже, чем для более детальной модели. Это означает, что значимость капиллярных эффектов при многофазном течении в пористой среде

выше, чем эффект от дополнительной связности при однофазном течении. Учитывая высокую ресурсоемкость прямого моделирования на уровне пор, повышение надежности расчета фильтрационных свойств для решения проблемы недостаточной детализации может быть обеспечено за счет применения многомасштабных цифровых моделей ядра при условии обеспечения необходимой физической содержательности используемых моделей.

Вклад авторов

С.В. Степанов – концептуализация, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

О.Ю. Динариев – методология, создание рукописи и ее редактирование.

М.А. Загоровский – проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Cubaud T., Mason T.G.* Capillary threads and viscous droplets in square microchannels // *Physics of Fluids*. 2008. Vol. 20, No. 5. P. 053302. <https://doi.org/10.1063/1.2911716>
2. *Baroud C.N., Dangla R., Gallaire F.* Dynamics of microfluidic droplets // *Engineering, Physics, Lab on a Chip*. 2010. Vol. 10, No. 16. P. 2032–2045. <https://doi.org/10.1039/c001191f>
3. *Raeini A., Bijeljic B., Blunt M.* Numerical modelling of sub-pore scale events in two-phase flow through porous media // *Transport in Porous Media*. 2024. Vol. 101, No. 2. P. 191–213. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0239-6>
4. *Степанов С.В., Лапин К.Г., Загоровский М.А. и др.* Программный комплекс «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН»: особенности реализации и опыт применения // *Нефтяное хозяйство*. 2024. № 11. С. 32–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-11-32-37>
5. *Балашов В.А., Савенков Е.Б.* Применение квазигидродинамической системы уравнений для прямого моделирования течений в образцах ядра // *Доклады Академии наук*. 2016. Т. 467, № 5. С. 534–536. <https://doi.org/10.7868/S0869565216110098>
6. *Балашов В.А., Савенков Е.Б.* Квазигидродинамическая модель для описания течений многофазной жидкости с учетом межфазного взаимодействия // *Прикладная механика и техническая физика*. 2018. Т. 59, № 3(349). С. 57–68. <https://doi.org/10.15372/PMTF20180306>
7. *Raeini A.Q., Blunt M.J., Bijeljic B.* Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces // *Advances in Water Resources*. 2014. Vol. 74. P.116–126. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012>

8. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. М.: Физматлит, 2009. 312 с. EDN: UGLITZ
9. Gregg S.J., Sing K.S.W. Adsorption, Surface Area and Porosity. 2nd ed. London: Academic Press, 1982. 303 p.
10. Adamson A.W., Gast A.P. Physical Chemistry of Surfaces. 6th ed. New York: Wiley, 1997. 784 p.
11. Динариев О.Ю. Описание многокомпонентной смеси методом функционала плотности при наличии поверхностных фаз // Прикладная математика и механика. 2001. Т. 65, Вып. 3. С. 486–494.
12. Shandrygin A., Shelepov V., Ramazanov R. et al. Mechanism of oil displacement during polymer flooding in porous media with micro-inhomogeneities // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182037-MS. <https://doi.org/10.2118/182037-MS>
13. Manrique E., Delgadillo C., Maya G., Gelvis J. EOR screening methods assisted by digital rock analysis: A step forward // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual, 27–31 July 2020. Paper SPE-199107-MS. <https://doi.org/10.2118/199107-MS>
14. Han Y., Liu K. Integrated digital rock construction workflow for chemical enhanced oil recovery numerical simulation // Energy & Fuels. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14734–14745. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02301>
15. Dinariev O., Evseev N., Sidorenkov A. et al. Pore-scale modeling of CO₂ injection using density functional hydrodynamics // Transport in Porous Media. 2024. Vol. 151, No. 4. P. 753–771. <https://doi.org/10.1007/s11242-024-02064-1>

Информация об авторах

Сергей Викторович Степанов – д-р техн. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 4736-5201, <https://orcid.org/0000-0003-1272-2425>; e-mail: svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Олег Юрьевич Динариев – канд. физ.-мат. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0000-0003-4822-3302>; e-mail: OYu_Dinariev@tnnc.rosneft.ru

Михаил Алексеевич Загоровский – ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 8566-3357, <https://orcid.org/0009-0006-1196-312X>; e-mail: MAZagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 25.08.2025

Принята к публикации 01.10.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

The effect of core void space detailing on the calculation of filtration properties using Digital Core technology

Sergey V. Stepanov , Oleg Yu. Dinariev, Mikhail A. Zagorovskiy

Tyumen Petroleum Research Center LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

Abstract. *Background.* The Digital Core technology opens up broad opportunities for studying rock properties. However, the practical significance of the results of such studies may depend significantly on the quality of the digital core model. In this regard, it is important to understand the influence of various factors, particularly the impact of the detailing of the core void space on the properties being studied. *Objective.* To consider the features of the Digital Core technology from the perspective of the influence of the void space detailing on the modeling of flow in pores as an important process that determines the correctness of the calculation of absolute permeability and relative phase permeability. *Materials and methods.* The calculations were performed using the direct method of Digital Core technology applied to a real rock sample. *Results.* The results of calculations of absolute permeability and relative phase permeability on digital models of the core of different detail are presented. To clarify the features of the influence of detail on multiphase flow, examples illustrating capillary effects in a porous medium are given. In particular, it is shown that the absolute permeability for a coarser model may be higher than for a more detailed model, but the correspondence of the relative phase permeability curves may be opposite, which is due to the significant role of the digital core model's detail in the expression of capillary effects. *Conclusions.* It is shown that the results of calculations of the rock filtration properties significantly depend on the quality of the core void space detailing. Multiscale modeling can be used to solve this problem.

Keywords: digital core, digital model detailing, absolute permeability, relative phase permeability

Funding: the work was carried out as part of the targeted innovation project of Rosneft.

For citation: Stepanov S.V., Dinariev O.Yu., Zagorovskiy M.A. The effect of core void space detailing on the calculation of filtration properties using Digital Core technology. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 391–404. (In Russ.).

 Sergey V. Stepanov, svstepanov@tnnc.rosneft.ru

© Stepanov S.V., Dinariev O.Yu., Zagorovskiy M.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Sergey V. Stepanov – conceptualization, supervision, writing – review & editing.

Oleg Yu. Dinariev – methodology, writing – review & editing.

Mikhail A. Zagorovskiy – investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Cubaud T., Mason T.G. Capillary threads and viscous droplets in square microchannels. *Physics of Fluids*. 2008. Vol. 20, No. 5. P. 053302. <https://doi.org/10.1063/1.2911716>
2. Baroud C.N., Dangla R., Gallaire F. Dynamics of microfluidic droplets. *Engineering, Physics, Lab on a Chip*. 2010. Vol. 10, No. 16. P. 2032–2045. <https://doi.org/10.1039/c001191f>
3. Raeini A., Bijeljic B., Blunt M. Numerical modelling of sub-pore scale events in two-phase flow through porous media. *Transport in Porous Media*. 2024. Vol. 101, No. 2. P. 191–213. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0239-6>
4. Stepanov S.V., Lapin K.G., Zagorovskiy M.A. et al. The “RN-DIGITAL CORE” software package: implementation features and application experience. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2024. No. 11. P. 32–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-11-32-37>
5. Balashov V.A., Savenkov E.B. Direct pore-scale flow simulation using quasi-hydrodynamic equations. *Doklady Physics*. 2016. Vol. 61, No. 4. P. 192–194. <https://doi.org/10.1134/S1028335816040066>
6. Balashov V.A., Savenkov E.B. Quasi-hydrodynamic model of multiphase fluid flows taking into account phase interaction. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2018. Vol. 59, No. 3. P. 434–444. <https://doi.org/10.1134/S0021894418030069>
7. Raeini A.Q., Blunt M.J., Bijeljic B. Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces. *Advances in Water Resources*. 2014. Vol. 74. P. 116–126. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012>
8. Demianov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. *Introduction to the Density Functional Method in Hydrodynamics*. Moscow: Fizmatlit, 2009. 312 p. (In Russ.).
9. Gregg S.J., Sing K.S.W. *Adsorption, Surface Area and Porosity*. 2nd ed. London: Academic Press, 1982. 303 p.
10. Adamson A.W., Gast A.P. *Physical Chemistry of Surfaces*. 6th ed. New York: Wiley, 1997. 784 p.
11. Dinariev O.Yu. The description of a multicomponent mixture by the density functional method when there are surface phases present. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*. 2001. Vol. 65, No. 3. P. 471–478. [https://doi.org/10.1016/S0021-8928\(01\)00053-3](https://doi.org/10.1016/S0021-8928(01)00053-3)
12. Shandrygin A., Shelepov V., Ramazanov R. et al. Mechanism of oil displacement during polymer flooding in porous media with micro-inhomogeneities. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182037-MS. <https://doi.org/10.2118/182037-MS>

13. Manrique E., Delgadillo C., Maya G., Gelvis J. EOR screening methods assisted by digital rock analysis: A step forward. In: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual*, 27–31 July 2020. Paper SPE-199107-MS. <https://doi.org/10.2118/199107-MS>
14. Han Y., Liu K. Integrated digital rock construction workflow for chemical enhanced oil recovery numerical simulation. *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14734–14745. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02301>
15. Dinariev O., Evseev N., Sidorenkov A. et al. Pore-scale modeling of CO₂ injection using density functional hydrodynamics. *Transport in Porous Media*. 2024. Vol. 151, No. 4. P. 753–771. <https://doi.org/10.1007/s11242-024-02064-1>

Information about the authors

Sergey V. Stepanov – Dr. Sci. (Eng.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-1272-2425>; e-mail: svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Oleg Yu. Dinariev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4822-3302>; e-mail: OYu_Dinariev@tnnc.rosneft.ru

Mikhail A. Zagorovskiy – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-1196-312X>; e-mail: MAZagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Received 25 August 2025

Accepted 1 October 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья
УДК 553.262.4:552.12: 553.9
EDN: PADQJG

Особенности проявления конкреционных образований в высокоуглеродистых толщах

И.Ф. Юсупова, М.Е. Селиверстова ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Конкреционные тела – продукт постседиментационного перераспределения вещества – будучи составной частью породы, представляют интерес как источник информации при исследованиях, в том числе связанных с поисками залежей углеводородов. *Цель работы.* Определение связи конкреционных тел с органическим веществом вмещающих пород и возможности использования их в качестве индикатора высокоуглеродистых отложений на больших глубинах, выявление роли конкреций в образовании микротрещиноватости в прослоях с концентрированным органическим веществом. *Материалы и методы.* Проведен анализ литературных источников, содержащих данные о высокоуглеродистых отложениях и конкрециях, исследованиях керна, содержащего конкреционные тела, и достоверности описания кернового материала известных месторождений углеводородов и руд металлов Западной и Восточной Европы и Азии. *Результаты.* В результате исследования выявлена возможность использования конкреционных образований в качестве индикатора «бывших» высокоуглеродистых пород, утративших свое органическое вещество в ходе литогенеза. Установлено влияние конкреций на образование микротрещиноватости, возникающей на контакте конкреционных тел и вмещающих пород в ходе деформационной катагенной усадки и вносящей определенный вклад в обеспечение проницаемости и коллекторской емкости для образующихся углеводородов на больших глубинах в условиях всестороннего сжатия и бездренажности. *Выводы.* Сведения об образовании и запечатывании трещин в конкрециях, о появлении в них битумов и их фракционировании могут служить источником дополнительной информации о постседиментационных процессах в погружающейся толще.

Ключевые слова: высокоуглеродистые отложения, органическое вещество, конкреции, доманикоиды, микротрещиноватость, закрытые гидродинамические системы, Прикаспийская впадина, подсолевые отложения

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Для цитирования: Юсупова И.Ф., Селиверстова М.Е. Особенности проявления конкреционных образований в высокоуглеродистых толщах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 405–423. EDN: PADQJG

✉ Селиверстова Маргарита Евгеньевна, seliverstova@ipng.ru

© Юсупова И.Ф., Селиверстова М.Е., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Отличительной чертой высокоуглеродистых отложений (горючсланцевых, доманиковых, угленосных, черносланцевых и других) является широкое распространение в них конкреционных тел – стяжений, состоящих из аутигенных минералов (карбонатов, кремнезема, сульфатов и др.), отличающихся по составу от вмещающей породы и образующихся на всех стадиях литогенеза. В участках разгрузки углеводородных флюидов скопления аутигенных минералов нередко покрывают дно современных акваторий в виде стяжений и конкреций, иногда они встречаются в ассоциации с газогидратами.

Конкреционные образования – элемент многокомпонентной флюидопородной системы, продукт постседиментационного перераспределения вещества под воздействием широкого спектра процессов (сорбционных, диффузионных, электрогеохимических и других). Будучи составной частью породы, конкреции представляют интерес как источник информации при геологических исследованиях, таких как поиски и разведка некоторых видов полезных ископаемых, в качестве индикатора фациальных условий вмещающих пород, для реконструкции палеогеологических и палеотектонических обстановок, при выявлении конседиментационных тектонических структур при прогнозе нефтегазоносности [1, 2].

Конкреции известны своими парагенетическими связями с органическим веществом (ОВ), играющим важную роль в литогеоидрохимических процессах на больших глубинах, формировании зон

недоуплотнения и разуплотнения и других геологических событиях.

Изучение органического вещества и конкреционных тел активно проводилось во второй половине прошлого столетия, было описано в работах геологов Страхова Н.М., Юдовича Ю.Я., Кетриса М.П., Япаскурта О.В., Прасолова Э.М., Лохова К.И., Логвиной Е.А., Сахибгареева Р.С., Курьшева А.Д., Баженовой О.К., Кащенко С.А., Матухиной В.Г., Холодова В.Н., Гаврилина К.В., Озерского А.Ю., Дубины Г.А., Мельникова Ю.В., Воложа Ю.А., Антипова М.П., Парасыны В.С., Гаврилова Ю.Г., Нестерова И.И., Калмыкова Г.А., Балушкиной Н.С., Акулова Н.И., Бурлиной Ю.К., Соколова Б.А., Хаина В.Е., Капченко Л.Н., Абуковой Л.А., Абрамовой О.П., Газизова М.С., Abouelresh M.O., Slatt R.M., Цветкова Л.Д., Цветкова Д.Л., Киселевой Н.Л., Назаренко В.С., Кикнадзе З.Р., Богуша И.А., Курганова М.М., Труфанова В.Н., Дженчураевой Р.Д., Пак Н.Т., Ивлевой Е.А., Филиппова М.М., Лученко Е.И., Неручева С.Г., Чистякова В.Б., Рожковой К.Г., Карцева А.А., Буряковского Л.А., Деваншира Р.Д., Тагиева С.О., Белоновской Л.Г., Дмитриевского А.Н., Жемчуговой В.А., Макаровой Е.Ю., Наумчева Ю.В., Шестоперовой Л.В. и других и использовалось в настоящем исследовании.

Цель работы – проведение анализа постседиментационного этапа существования конкреционных тел, выявление связи конкреций с ОВ вмещающих пород, определение возможности использования их в качестве индикатора высокоуглеродистых отложений, а также оценка условий сохранности конкреционных образований на больших глубинах.

Материалы и методы

Проведен анализ литературных источников, содержащих данные о высокоуглеродистых отложениях и конкрециях, исследованиях керна, содержащего конкреционные тела, и достоверности описания кернового материала известных месторождений углеводородов и руд металлов Западной и Восточной Европы и Азии: баженовской свиты Западной Сибири, доманиковых отложений Восточно-Русской платформы, девонских глубоко-водных отложений Прикаспийской впадины, сланцев Прибалтийского бассейна, бокситов Южного Урала, месторождений Восточного Предкавказья, Северного Кавказа, Канско-Ачинского бассейна, Ферганской впадины, Кыргызстана; затронуты мегаконкреции оксфордских черных сланцев Центральной Англии.

Результаты и обсуждение

Общие сведения (морфология, размеры, постседиментационные изменения, рудоносность конкреций в высокоуглеродистых отложениях)

В высокоуглеродистых отложениях конкреционные образования могут быть представлены единичными конкрециями, конкреционными горизонтами, конкреционными конгломератами. Так, в разрезах баженовской свиты Северо-Сургутского и других районов Западной Сибири находится большое количество карбонатных конкреций толщиной 10–13 см диагенетической и катагенной природы [3]. Обилие известковых конкреций – характерная черта пород доманиковых фаций Восточно-Русской платформы, Южного Урала, Южного Тимана.

Данные об ОВ в конкреционных образованиях немногочисленны. Концент-

рация органического углерода (C_{org}) может колебаться от 1,6% до 5,2% при средних значениях 3,2% (баженовская свита, центральная часть Западной Сибири), в прибалтийских кукерситах – до 10%¹ [3]. Обнаружены конкреции с битум-содержащими трещинами [4].

Морфология конкреционных тел разнообразна, чаще эллипсоидная, шаровидная, пластообразная, иногда неправильной формы (желваковидная, ветвистая и др.). Уплотненные конкреции иногда переходят в конкреционные прослой.

Размеры конкреций колеблются. Выделяются микро-, макро- (собственно конкреции) и мегаконкреции. Например, в миоценовых отложениях Восточного Предкавказья диаметр сульфидных микроконкреций варьируют от 1 мм до 3–5 см. Конкреционные прослой обычно имеют толщину 5–10 см, иногда больше 1 м, а протяженность – больше нескольких десятков метров. В оксфордских черных сланцах (Центральная Англия) известны мегаконкреции «мельничные жернова» и «китовые камни» до 5 м в диаметре и 0,3–10 м мощности. В угленосной толще Канско-Ачинского бассейна обнаружены известковые конкреционные образования толщиной 0,5–1,0 м, до 20 м в поперечнике. Бокситовые залежи Южного Урала, возникшие на контакте рифогенных известняков с битуминозными и углисто-глинистыми сланцами, интерпретируются Г.А. Дубиной как образования, формирующиеся на участках скачков электрогеохимических потенциалов.

¹ Атлас конкреций / Под ред. А.В. Македонова, Н.Н. Предтеченского. Л.: Недра, 1988. 323 с. (Труды ВСЕГЕИ. Т. 340).

Распределение конкреционных тел в высокоуглеродистых отложениях отличается неравномерностью. Так, в меловых отложениях Северного Кавказа широко развиты карбонатные конкреции и мегаконкреции диаметром от 0,2–0,3 м в низах толщи и до 1,5–2,0 м в верхах. В хорошо изученных кукерситовых сланцах количество карбонатных конкреций тоже неравномерно, обычно увеличивается к верхней части слоя, реже – к основанию

(табл. 1). По результатам наблюдений в шахтных выработках длина этих образований – до 40–50 см, высота и ширина – до 10–15 см. Иногда конкреции образуют целые слои с извилистыми контактами. Реже отмечаются протыкающие слои конкреции неправильной формы (высота превышает длину и ширину). Местами конкреционные стяжения мелкие и многочисленные, имеют уплощенную форму, заполняют весь слой [5].

Табл. 1. Содержание конкреций в слоях промышленного пласта и в ложной кровле Прибалтийского сланцевого бассейна (Ленинградское месторождение)

Table 1. Concretion content in the layers of the industrial seam and in the false roof of the Baltic shale basin (Leningradskoye field)

Слой промышленного пласта	Содержание конкреций в выработках шахт, объемные проценты				
	Шахта им. С.М. Кирова	Шахта № 1	Шахта № 2	Шахта № 3	Среднее по месторождению
Ложная кровля	43,5	43,0	45,5	45,5	44,5
Первый	19,2	16,9	16,9	16,7	17,0
Второй	–	6,1	6,5	5,1	5,5

Источник: [5] / Source: [5]

Анализ современных публикаций показал, что в работах последних лет конкреционные образования упоминаются нечасто. Это объясняется тем, что исследование больших глубин ограничено лишь материалами бурения и керном небольшого диаметра. Наличие информативного и достоверного описания кернового материала – первичного источника данных о составе вскрываемых бурением пород – важная составляющая геологических исследований, но известно, что возможности исследования конкреций и других неоднородностей, превышающих диаметр керна, ограничены, они могут отождествляться со слоистостью (рис. 1).

О необходимости отличать конкреции от слоистости в каменном материале предупреждали в своих публикациях авторы монографии [6] и другие исследователи.

Имеются и положительные примеры: в монографии [7] отмечено, что при изучении керна из скважины Девон-3 (Прикаспийская впадина) в девонских известняках на глубинах 6103 – 6109 м и 6126 – 6133 м обнаружены и задокументированы карбонатные конкреции, а на глубине 6258 – 6264 м – карбонатно-сульфидные, размер конкреционных тел и диаметр керна не указаны.

Безусловный научный интерес представляют работы по исследованию конкреционных образований в баженовской свите Западной Сибири [3].



Рис. 1. Фрагмент керна (аргиллит с карбонатными конкрециями, свита C_2^6 , Донбасс):
а – диаметр керна 70 см; б – часть этого же керна, «извлеченная» колонковой трубой диаметром 12 см

Fig. 1. Core fragment (argillite with carbonate concretions, C_2^6 formation, Donbass):
а – core diameter of 70 cm; б – part of the same core, “extracted” by a core tube with a diameter of 12 cm

Источник: адаптировано из [6]
Source: adapted from [6]

Постседиментационное существование конкреционных тел мало изучено. Тем не менее, можно упомянуть несколько эпизодов. Так, например, исследователями Р.С. Сахибгареевым и А.Д. Курышевым установлено локальное замещение известковых конкреций кремнистыми в доманиковых отложениях Русской платформы еще в докатагенную стадию. Подчеркивается, что окремнению и разрушению подверглись самые обедненные органическим веществом участки.

В юрских отложениях Северного Кавказа система придонных палеотечений в бассейне седиментации была причиной размыва толщи осадков с диагенетическими сидеритовыми конкрециями, их скопления слагают пласты конкреционных конгломератов.

В баженовской свите и на границе ее с выше- и нижезалегающими отложениями, где некоторые прослои имеют конкреционное строение, существовали необходимые условия для формирования высоких фильтрационно-емкостных свойств пород. В Салымском районе частичное выщелачивание карбонатного конкрецион-

ного горизонта на контакте баженовской и абалакской свит привело к образованию каверн размером до 3–5 см, дроблению карбонатов и формированию трещинно-кавернозных коллекторов [8].

Определенный интерес представляет образование трещин в конкреционных телах. В качестве примера можно привести данные о карбонатных конкрециях из толщи граптолитовых сланцев на западе Сибирской платформы (обнажение на р. Курейка, силур, палеоглубины погружения 2500–2600 м, стадия катагенеза МК₂). При расколе конкреций в их пустотах и трещинах были обнаружены жидкие битумы. Трещины не имеют выхода к поверхности конкреции. Считается, что образование битумов в толще началось еще на стадии диагенеза; в дальнейшем в телах конкреций происходило фракционирование битумов и перемещение их легких миграционноспособных компонентов в свободное пустотное пространство в своеобразные микроловушки с образованием микроскоплений. Резкий запах керосина при расколе конкреций свидетельствует о поисковых возможностях таких образований [4].

В океане на больших глубинах эродирующая деятельность придонных течений предохраняет лежащие на поверхности дна ядра конкреций от захоронения, поддерживая условия «нулевой седиментации».

В истории формирования и существования конкреционных тел важны несколько этапов: седиментационный, диагенетический, катагенный, метаморфический. В ходе процессов катагенеза и метаморфизма происходит перераспределение вещества в самих конкрециях, изменение их свойств и появление в них новых минералов (гематит, магнетит, пирротин, силикаты и др.). Предполагается, что эти же процессы иногда приводят к исчезновению ранее образованных конкреций².

Рудоносность конкреционных образований. Конкреционные тела нередко содержат рудные компоненты, приобретенные ими в ходе диагенетической диффузионной мобилизации из донных осадков. Так, среди элементов-примесей в сульфидных конкрециях миоценовых отложений Восточного Предкавказья установлены никель, кобальт, свинец в заметных количествах. На месторождении Ташкумыр (Ферганская впадина) сферосидеритовые конкреции в отдельных слоях составляют 5–20% породы при мощности рудоносных линз 0,3–0,4 м и среднем содержании железа 3–40%. На некоторых участках этого месторождения встречаются сульфидные конкреции до 1–1,5 м. Здесь же, в слоях, обогащенных углистым веществом и растительным

детритом, отмечены караваеподобные конкреции «болотных руд» размером до 15–20 см. Конкреции целестина установлены в различных частях разрезов континентально-морских отложений мел-палеогенового возраста на Сузакском, Чангыр-Ташском и других рудопроявлениях Кыргызстана. Здесь конкреции размером от 2–3 до 20–30 см залегают в виде параллельных цепочек, которые иногда сливаются в единый прослой, они прослеживаются на сотни метров [9]. Крупные рудные конкреции сидеритов установлены в дельтовых отложениях юрского возраста Дагестана. Пирит – пирротиновые конкреции слагают рудные тела на колчеданных месторождениях Кизил-Дере, Филлизчай в пределах северного склона Большого Кавказа. Содержание железа в сидеритовых конкрециях отдельных месторождений бурогоугольного Канско-Ачинского бассейна достигает 33%. В начале XIX века конкреции этого бассейна использовались для выплавки чугуна кустарным способом.

На дне Мирового океана конкреционное оруденение считается самостоятельным видом минерального сырья. Ресурсы никеля в железомарганцевых конкрециях океана сопоставимы с наземными, ресурсы кобальта превышают наземные более чем в два раза.

Влияние конкреционных тел на формирование микротрещиноватости высокоуглеродистых отложений

Исследование керн глубоких скважин показало, что с глубиной, в связи с увеличением «стресса» и неравномерной нагрузки, увеличивается количество микротрещин.

² Там же.

Микротрещины вносят заметное разнообразие в структуру пустотного пространства локальных участков пород, снижают действие капиллярных сил, способствуют сообщаемости крупных пор. Большинство из них не выходят далеко за пределы участков их возникновения, раскрытость их непостоянна. На Салымском месторождении (Западная Сибирь) микротрещины, образовавшиеся в ходе катагенной трансформации ОВ, формируют коллектор, емкостное пространство которого заполнено продуктами такого преобразования.

Известно, что определенный вклад в образование трещиноватости вносит твердое органическое вещество вмещающих пород, особенно повышенные его концентрации. Реализации этого свойства способствуют породообразующие концентрации (обычно неравномерные), объемная значимость, флюидогенерационный потенциал концентрированного ОВ [10, 11].

Развитие дренирующих микротрещин по зонам наибольших содержаний ОВ обусловлено генерацией углеводородов (УВ) в условиях их неравномерного распределения. Причиной образования микротрещин может быть изменение градиента давления флюидов в поровом пространстве. Так микронеоднородность распределения ОВ в породе может привести к увеличению масштаба микротрещиноватости.

Именно на границах прослоев, богатых ОВ из-за повышенной генерации флюидов, происходят флюидоразрывы, количество последних нарастает лавинообразно, и породы здесь пронизываются системой микротрещин, часть из них могут впоследствии сомкнуться. При дальнейшем погружении пород флюидоразрывы возникают снова, появляется устойчивая система микротрещин. Одной из разно-

видностей неоднородностей, создающих локальный контакт пород с разным содержанием ОВ, являются конкреционные образования.

По периферии конкреций микротрещины возникают в результате неравномерного катагенного уплотнения и различной усадки контактирующих масс, возникновения дополнительных напряжений и микродислокаций. При отсутствии оттока образующихся продуктов прослой, богатые органическим веществом, в ходе дальнейшего погружения останутся недоуплотненными, с низкими значениями плотности и с повышенными значениями пустотности.

Такие особенности внутрипластового нахождения конкреций определяют своеобразие проявления микротрещин в пластах в ходе погружения их на большие глубины. В условиях закрытых систем микротрещиноватость формирует коллектор, емкостное пространство которого заполняется продуктами преобразования ОВ.

Конкреции – индикаторы обогащенности вмещающих пород органическим веществом

Многие исследователи подчеркивают связь конкреционных образований (особенно карбонатных) и повышенных содержаний ОВ в первичном автохтонном залегаании [3, 6]. Тем более интересны случаи, когда сингенетические конкреционные тела фиксируются в породах с невысоким содержанием ОВ.

В качестве примера можно привести нелитифицированные глинистые тела, закартированные в горных выработках Прибалтийского сланцевого бассейна, такие тела нередко содержат карбонатные конкреции.

Многочисленные исследования, в том числе и наши, показали, что нелитифицированные глинистые тела в сланцевых пластах являются эпигенетическими остаточными реликтами кукурситов, «бывшими» горючими сланцами, утратившими в определенных условиях свое ОВ и карбонаты.

Постседиментационная, эпигенетическая природа глинистых реликтов подтверждается разнообразными данными. Так, в глинах встречаются выщелоченные, измененные остатки фауны, свойственные только сланцевым слоям. Линейно-вытянутые конкреционные стяжения, широко распространенные в кукурситах, прослеживаются и в глинах. Наблюдается близость состава глин и терригенной части сланцев, а также близкие соотношения кварца, полевых шпатов и других минералов, некоторых металлов и т. д. В этих участках горючие сланцы утратили свой породообразующий компонент – ОВ и превратились в глинистые реликты. Конкреции являются свидетельством бывшей обогащенности таких реликтов органическим веществом. Это позволяет использовать конкреционные образования для картирования бывших горючих сланцев, утративших свой нефтегазоматеринский потенциал.

Возникает проблема отличия таких глинистых реликтов от неизменных нефтегазоматеринских пород в керновом материале, в том числе и с больших глубин. Предлагается использовать конкреционные образования в качестве индикатора бывших высокоуглеродистых пород, утративших свое органическое вещество.

Проявление конкреционных тел на больших глубинах

Известны как метаморфизованные, так и собственно метаморфические конкреционные образования. Сведений о них немного, тем не менее считается, что большинство конкреций осадочных пород изменяется

в процессе метоморфизма; например, приобретают зональное строение. Последнее предопределено различием химико-минералогического состава, их периферийных и центральных частей. Так, в первоначально карбонатных конкреционных образованиях в финских докембрийских сланцах центральная часть (светлоокрашенная) состоит из кварца, диопсида, гроссуляра и других минералов, а краевые зоны (темные) сложены кварцем, кальцитом, роговой обманкой, андезитом³.

Иногда источником оксидов для новых минеральных комплексов алюминия, кремния, железа, магния, для возникающих на месте старых конкреционных тел является нерастворимый остаток старых карбонатных конкреций, он состоит обычно из терригенного песчано-глинистого материала. Содержание нерастворимого остатка в карбонатных конкрециях достигает 50%, при этом содержание терригенной составляющей в них обычно к периферии больше, чем в центральной части.

Метасоматоз кремнистых конкреций начинается с диффузии внутрь них кальция из вмещающей породы – формируется кайма волластонита, центральная часть желваков на этой стадии состоит из халцедона.

Известно, что многие метаморфические породы содержат минералы, которые остались неизменными еще на ранних стадиях. Предполагается, что именно конкреционные тела, особенно крупные экземпляры, в центральных своих частях имеют шансы сохранить свой первоначальный минеральный состав, тем более интересны случаи, когда конкреции, образованные в стадию диагенеза, сохраняются на более поздних этапах литогенеза. Особую ценность приобретает упоминание об устойчивости карбонатных конкреций, фиксируемой в угленосных толщах.

³ Там же.

Таким образом, возникшая в стадию диагенеза контрастность (гетерогенность) состава конкреций и вмещающих их пород могут сохраняться в метаморфических толщах и в новых минеральных ассоциациях. Контуры и размеры конкреционных тел, их приуроченность к определенным литологическим разновидностям пород обычно сохраняются. Известны случаи повышенных содержаний конкреций в метаморфических породах. Так, количество конкреций в глинистых сланцах юго-восточной окраины Патомского нагорья (Восточная Сибирь) достигает иногда 60–70 % от общей массы породы. При этом размеры конкреций колеблются в широких пределах (от 1–30 см до 60–80 см, а в отдельных случаях до метра и более в поперечнике). В крупных стяжениях отмечаются прожилки и гнезда апатита, сульфидов, явно вторичные по отношению к конкрециям⁴.

В описании керна скв. Девон-3 (Прикаспийская впадина, гл. 6258–6264 м) среди микрослоистых аргиллитов и карбонатно-глинистых пород зафиксировано присутствие карбонатной конкреции с включениями пирита [7].

В сланцах Барнетт (Техас, США), вскрытых в интервале 2367,4–2435,3 м, конкреционные горизонты в качестве отдельной литофации составляют 2,9% от разреза; отдельные конкреции содержат трещины, заполненные кальцитом [12, 13].

Результаты изучения сульфидно-железистых конкреций на глубинах 3500–5100 м (Арзгирский прогиб) позволили обосновать высшую степень охранности

вероятных нефтегазовых скоплений от разрушения в этом регионе.

На медноколчеданном черносланцевом месторождении Кизил-Дере (юра, северный склон Большого Кавказа) диагенетические рудные скопления (в том числе сульфидные и сидеритовые конкреции) в стадии метагенеза и раннего метаморфизма сменились малосернистыми сульфидами (пирротин, халькопирит и др.); реликты диагенетических конкреций наблюдаются в «метагенетическом» рудном материале. Здесь рудные тела и вмещающие породы в равной степени затронуты региональным метаморфизмом. В настоящее время верхние части залежей выходят на дневную поверхность – таким образом, диагенетические конкреции, погружаясь вместе с вмещающей породой, пройдя дометаморфогенные глубины и смену разнообразных условий (в том числе дефицит сульфидной серы и т. д.), вновь оказались на близповерхностных глубинах, притом в другом качестве. Напротив, процессы катагенеза и регионального метаморфизма в ураноносных углеродисто-кремнистых сланцах (месторождение Сарыджаз, Срединный Тянь-Шань) не повлияли на концентрацию урана. Здесь диагенетическое перераспределение урана подчеркивается широким распространением различных по вещественному составу и структурно-текстурным особенностям конкреций (фосфатно-карбонатных, кремнистых и др.) с высоким содержанием урана; его содержание возрастает в тех участках пород, где имелось большое количество ОВ (до 60%), а также в прослоях, содержащих фосфатные конкреции [14].

⁴ Там же.

Интересны данные о заметных скоплениях конкреций анкерита в антраксолитах Нигозерского месторождения сланцев (Республика Карелия). Здесь отсутствие сульфидов и особенности изотопного состава углерода карбонатных конкреций объясняется незавершенным катагенезом органического вещества терригенного материала во время отложения битума. В бассейне Сычуань (Китай) «антраксолиты с шаровидными образованиями являются производными нефти, прошедшей стадии окисления, биодегградации и метаморфизма. Предполагается, что залежь нефти была сформирована в позднем силуре, образование твердых битумов происходило в девоне-карбоне, а термальные изменения и образование антраксолитов – при погружении отложений на глубину до 10 км при температуре» около 300 °С [15].

Все это свидетельствует о том, что изучение конкреционных образований может представлять определенный интерес при литологических исследованиях.

Оценка состава конкреций в геологических исследованиях

Результаты изучения конкреционных образований позволяют использовать их морфологические, текстурные, геохимические, петрофизические особенности в литолого-фациальном анализе, стратиграфическом расчленении разреза, корреляции осадочных отложений и других исследованиях. Хорошая сохранность остатков фауны и флоры в некоторых конкрециях повышают значимость последних при фациальных исследованиях.

Особый интерес представляют конкреционные тела, связанные со скоплениями углеводородов, при обнаружении древних водонефтяных контактов (ВНК), установлении времени заполнения ловушек нефтью, прослеживании изменения коллек-

торских свойств в продуктивной и водоносной частях пласта. Установлено, что локальная цементация пластов на Астраханском месторождении (Прикаспийская впадина) в ходе стабилизации древних ВНК осуществлялась по принципу конкреционных стяжений. При прогнозировании ловушек выклинивания на некоторых месторождениях Западной Сибири возникла необходимость картировать зоны высокой конкреционной карбонатности, именно они являются латеральным экраном⁵.

Известен опыт применения конкреционного анализа при палеогидрогеологических реконструкциях в пределах Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области. В комплексе с другими методами он использовался для предварительной оценки нефтематеринского потенциала вмещающих отложений, выявления участков древнеинфильтрационных вод, более обоснованного выделения зон для постановки поисково-разведочных работ.

Анализ геологических характеристик конкреций, обогащенных рудными элементами, использовался при поисковых работах, когда обычное литогеохимическое опробование было неэффективно.

Использование раннеконкреционных образований в качестве индикатора закрытости гидрохимических систем

Использование раннеконкреционных образований в качестве индикатора закрытости гидрохимических систем было предложено О.В. Япаскуртом. Анализ разнообразной, нередко противоречивой и фрагментарной информации позволяет сделать предположение о существовании таких предпосылок.

⁵ Там же.

Известно, что существование закрытых систем сопровождается широким спектром взаимосвязанных и взаимообусловленных процессов и явлений, таких как генерация флюидов, затрудненные эмиграция и миграция образующихся углеводородов, закрытость недр, локальное возрастание давлений, торможение полноты реализации нефтегазоматеринского потенциала пород в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), возникновение зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и трещин флюидоразрыва, сдвиг генерации УВ в сторону жидких продуктов, затягивание начала и максимума образования микронепти в область больших глубин, смещение ГЗН в условиях АВПД на значительные глубины [16].

Предполагаемый механизм развития АВПД в баженовской свите объясняется возникновением дополнительного давления, обусловленного генерацией углеводородов в данной нефтематеринской толще и затрудненностью их эмиграции [17].

Поинтервальное опробование баженовской свиты показало, что на Салымском месторождении (пример закрытой системы) могут иметь место самостоятельные залежи нефти, изолированные и по латерали, и по вертикали, они отличаются пластовыми давлениями и составом УВ. Пространственное положение таких скоплений не контролируется современным структурным планом, не связано с повышенной трещиноватостью.

Закрытые флюидогенерирующие системы высокоуглеродистых отложений можно считать примером совмещения генератора УВ и их аккумулятора. Специфика седиментогенеза таких толщ обусловлена их высокой обогащенностью органическим веществом и возможностью

образования трещин, достаточных для обеспечения проницаемости и коллекторской емкости. Примером таких толщ являются доманикоиды, в том числе баженовская свита Западной Сибири.

Наличие концентрированного органического вещества (КОВ) является одним из условий существования закрытых систем. Объемная значимость ОВ, неравномерность его концентрации в породе определяют анизотропность плотностных и прочностных свойств высокоуглеродистой породы, ее литификационную неоднородность. Все это делает ОВ важным фактором как недоуплотнения, так и разуплотнения породных масс, вмещающих КОВ в условиях закрытых систем.

По представлениям многих современных исследователей органическое вещество во многом определяет существование закрытых систем. Своеобразие многих высокоуглеродистых отложений, в том числе и доманиковых, – раннее образование битумов и ранняя их миграция, еще в осадке. Происходит ранняя гидрофобизация поверхности мелких частиц осадка (глинистых, кальцитовых), и тормозит процессы кристаллизации и литификации мергелей и глин. С «превращением основной части высокомолекулярных гидрофобизирующих полярных компонентов этого ОВ в углеводороды и с удалением основной части последних, породы становятся гидрофильными, наступает возможность для перекристаллизации и литификации кальцитовых частиц, мергельных осадков. Битумы, не успевшие эмигрировать, консервируются. Часть осадков в пласте может оставаться достаточно рыхлой, а пласт – неравномерно литифицированным» [11].

Слаболитифицированный материал доманикового пласта в локальных местах оставался рыхлым и на значительных глубинах (при герметичности ниже- и вышележащих пород). Оставшиеся нефтепроизводящие возможности доманиковых отложений могут реализоваться только в жестких термобарических условиях на глубинах 3000 м и более.

Катагенные преобразования самого ОВ протекают в «открытых» и «закрытых» разрезах с различной скоростью, при режиме затрудненного оттока шкала катагенеза растягивается, и породы низкой степени преобразованности погружаются на большие глубины, не испытывая заметных изменений. Так, в Южно-Каспийской впадине породы продуктивной толщи среднего миоцена на глубине около 9 км не достигли даже главной фазы генерации нефти, а в выбросах грязевых вулканов с глубины 8 км зафиксированы обломки горючих сланцев. Формы присутствия ОВ в нефтегазогенерирующих высокоуглеродистых отложениях становятся более разнообразными. Например, в отложениях баженовской свиты одновременно присутствуют кероген, углеводородные соединения двух видов: физически связанные с керогеном или минеральной матрицей и свободные, образующие подвижные и запечатанные скопления [8].

В конечном счете, фациальная изменчивость и последующие катагенные изменения пород, образование избыточного давления внутри отдельных участков, препятствующее уплотнению пород при их литификации, приводят к гидродинамической разобщенности проницаемых участков внутри толщи.

Она способствует сохранности коллекторов и покрышек на больших глубинах в локальных зонах. Гидродинамическая разобщенность, возникающая в недрах, увеличивается с глубиной, что подтверждается, в частности, увеличением частоты встречаемости АВПД в погружающихся толщах.

Примером гидродинамической разобщенности высокопористых проницаемых тел внутри толщи является наличие линз сыпучих песков на глубине около 5800 м в пределах Уметовско-Ливенской депрессии (Прикаспийская впадина). Причем одновозрастные песчаники, вскрытые на меньших глубинах на других площадях, характеризуются в два раза меньшей пористостью [18].

В условиях закрытых систем возможна сохранность и конкреционных образований. В этом аспекте интересен факт устойчивости карбонатных конкреций в угленосных толщах к катагенным и раннеметаморфическим процессам, которые, тем не менее, сказываются на породах, вмещающих эти образования⁶. Это позволяет высказать предположения, что и здесь мы имеем дело с закрытыми системами. Важным условием их существования в этом случае является наличие концентрированного угольного ОВ.

Сохранность конкреционных тел дает возможность использования их как индикаторов таких систем.

В связи с этим встает проблема разработки методических приемов для получения соответствующих данных для определения закрытых систем.

⁶ Там же.

Важны следующие характеристики рассматриваемых толщ: состав, мощность, глубины залегания, наличие сингенетического автохтонного ОВ, его концентрированных форм, характер распределения в породе, качественное описание и результатов исследований конкреционных образований (цвет, размер, морфология, состав, первичность залегания, степень сохранности и др.), а также наличие участков недоуплотнения и разуплотнения.

Возможность выявления закрытых систем в конкретных регионах в самом общем виде можно оценить на примере подсолевых отложений Прикаспийской впадины.

Подсольевые отложения палеозойского (Pz) возраста вскрыты в разных районах прибортовых зон Прикаспия. Они «характеризуются сложным строением, резкой изменчивостью литологического состава, наличием многочисленным, зачастую длительных, перерывов в осадконакоплении, недостаточной освоенностью буровыми работами, все это затрудняет однозначную трактовку геологических» данных [11].

Результаты бурения семи параметрических скважин глубиной 6–7 км показали, что строение девонских отложений более сложное, чем предполагалось ранее. К тому же развиваются представления о существовании в нынешних границах Прикаспийской синеклизы в докунгурское время нескольких самостоятельных осадочных бассейнов, каждый из которых прошел свой путь развития. Перспективы нефтегазоносности региона оцениваются положительно, в отношении отложений старше башкирского возраста сегодня нет единого мнения [19].

О «благоприятной для генерации УВ ситуации в Прикаспийской впадине свидетельствуют: наличие на нескольких

стратиграфических уровнях глинисто-карбонатных отложений обогащенных ОВ, достаточно высокая степень их катагенеза, прохождение» [19] «нефтяного окна» и другие факторы.

Среди отложений, обогащенных ОВ, упоминаются горючие сланцы с «разнообразной фауной среднего девона, доманикоиды, битуминозно-кремнисто-карбонатно-глинистые пласты. Однако целостная картина распределения в подсольевых отложениях Прикаспийской впадины пород» [11] с высоким нефтегазоматеринским потенциалом отсутствует [19].

Для прогноза закрытой системы необходимо выявление участков недоуплотнения-разуплотнения пород с улучшенными коллекторскими свойствами, это требует разработки критериев для их выделения, так как возможности их нахождения на больших глубинах определяются разными причинами [18].

Повышенные коллекторские свойства на больших глубинах могут быть сохранившимися в результате недоуплотнения пород в участках гидродинамической разобщенности высокопористых и проницаемых тел внутри толщи (закрытая система). Разуплотненными (с вновь образованной пустотностью) породы могут стать в результате различных факторов, в том числе под воздействием внедрившихся агрессивных растворов и оттока флюидов с растворенными компонентами за пределы толщи (открытая система). Перечисленные (и другие) факторы появления участков недоуплотнения-разуплотнения требуют разработки критериев для их выделения. Тем более что в Прикаспийской впадине установлены разнообразные проявления таких участков от линз и сыпучих песков (Уметовско-Ливинская депрессия, гл. 5800 м) до обломков кавернозных известняков (Тенгизское месторождение, гл. 4000 м) [18].

К тому же в «скважине Г-1 (площадь Тасым, юго-восточная часть Прикаспийской впадины, забой 7050 м) вскрыты отложения карбонатно-терригенного состава. В интервалах 6907–6936 м, 6943–6970 м раннекаменноугольные отложения представлены неравномерным переслаиванием среднесцементированных песчаников, глин и плотных карбонатизированных разностей» [20].

Необходимо отметить, что участки/интервалы недоуплотнения-разуплотнения обычно сложены разнопрочными породами. Их бурение и отбор керна сопровождаются техническими трудностями – извлекаются более прочные разности, имеет место частичное истирание и разрушение керна, представительность его в таких участках снижена.

Заключение

Проведенные исследования конкреций баженовской свиты Западной Сибири, доманиковых отложений Восточно-Русской платформы, девонских глубоководных отложений Прикаспийской впадины, сланцев Прибалтийского бассейна, бокситов Южного Урала, месторождений Восточного Предкавказья, Северного Кавказа, Канско-Ачинского бассейна, Ферганской впадины, Кыргызстана, мегаконкреций оксфордских черных сланцев Центральной Англии показали высокую информационную значимость конкреционных образований в высокоуглеродистых толщах. Установлено широкое распространение конкреций в породах различной степени преобразованности.

Наличие сингенетических автохтонных конкреционных тел свидетельствует о

повышенных содержаниях органического вещества во вмещающих отложениях.

Будучи составной частью породы, конкреционные тела представляют интерес как источник информации о постседиментационных изменениях, испытываемых вмещающими отложениями в ходе литогенеза.

Особый интерес представляют конкреционные тела, связанные со скоплениями углеводородов, при обнаружении древних водонефтяных контактов (ВНК), установлении времени заполнения ловушек нефтью, прослеживании изменения коллекторских свойств в продуктивной и водоносной частях пласта. Конкреционное строение пород может создавать возможность для формирования емкостных и фильтрационных свойств в толще и на контакте с другими пластами.

Органическое вещество конкреционных тел на данном этапе исследований изучено слабо. Его первичные концентрации в этих образованиях обычно ниже, чем во вмещающих породах, вторичные миграционные проявления – наличие битуминозных и газовых компонентов в трещинном пространстве конкреций – отражают флюидогенерационные события в толще. Конкреционные образования могут трассировать участки «бывших» высокоуглеродистых пород, утративших ОВ и свой нефтегазоматеринский потенциал.

Рассматривается возможность использования конкреционных тел в качестве индикатора закрытости гидрохимических автоклавных систем и пространственного совмещения (локализации) процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Вклад авторов

И.Ф. Юсупова – концептуализация, администрирование данных, методология, проведение исследования, создание черновика рукописи.

М.Е. Селиверстова – администрирование данных, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Шадрин С.В., Редина А.А., Романов Е.А.* К вопросу о природе углеводородов в серпентинитах // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2023. № 4-1(56). С. 63–76. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2023-4a-63-76>
2. *Тугарова М.А.* Индикаторные признаки карбонатных микробиолитов черносланцевых формаций: изотопный состав и биомаркеры // Вестник геонаук. 2021. № 11(323). С. 55–61. <https://doi.org/10.19110/geov.2021.11.5>
3. *Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю.* и др. Новые данные о литологии органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
4. *Баженова Т.К., Кащенко С.А., Матухина В.Г.* О битумопроявлениях в карбонатных конкрециях граптолитовых сланцев реки Курейки // Доклады Академии наук СССР. 1966. Т. 167, № 2. С. 420–422.
5. Горногеологическое значение карста на Ленинградском месторождении горючих сланцев: Сб. научных статей / Под ред. А.И. Короткова, Н.И. Толстихина. Л.: Ленинградский горный институт им. Г.В. Плеханова, 1973. 181 с.
6. Методы изучения осадочных пород: В 2 т. / Отв. ред. Н.М. Страхов. М.: Госгеолтехиздат, 1957. Т. 1. 611 с.
7. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
8. *Калмыков Г.А., Балущкина Н.С.* Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 2017. 247 с.
9. Геодинамика и оруденение Тянь-Шаня (Кыргызстан) / Отв. ред. А.Б. Бакиров; ред. Н.Т. Пак. Бишкек: Илим, 2014. 280 с.
10. *Юсупова И.Ф.* Роль органического вещества в формировании свойств сланцевой залежи // Доклады Академии наук. 2019. Т. 484, № 2. С. 220–223. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524842220-223>
11. *Юсупова И.Ф.* Некоторые особенности литогенеза концентрированных форм органического вещества подсолевых отложений Прикаспийской впадины и сопредельных территорий // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 57–63. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-57-63>

12. *Abouelresh M.O., Slatt R.M.* Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas // *AAPG Bulletin*. 2012. Vol. 96, No. 1. P. 1–22. <https://doi.org/10.1306/04261110116>
13. *Цветков Л.Д., Киселева Н.Л., Цветков Д.Л.* Нефтегазоматеринские толщи мира. Ярославль: Аверс Плюс, 2015. 492 с.
14. *Дженчураева Р.Д., Пак Н.Т., Ивлева Е.А.* и др. Металлогения углеродистых отложений Тянь-Шаня. Бишкек: Илим, 2015. 204 с.
15. *Филиппов М.М.* Антракосолиты. СПб.: ВНИГРИ, 2013. 296 с.
16. *Абукова Л.А., Волож Ю.А.* Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // *Геология и геофизика*. 2021. Т. 62, № 8. С 1069–1080. <https://doi.org/10.15372/GiG2021132>
17. *Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А.* и др. Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне // *Георесурсы*. 2019. Т. 21, № 2. С. 203–212. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>
18. *Белоновская Л.Г.* Формирование «зон разуплотнения» пород на больших глубинах // *Методы оценки сложных коллекторов: Сб. научных трудов / Отв. ред. М.Х. Булач. Л.: ВНИГРИ, 1988. С. 16–25.*
19. *Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В.* и др. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы // *Георесурсы*. 2017. № 5. С. 194–207. <https://doi.org/10.18599/grs.19.20>
20. *Абилхасимов Х.Б.* Седиментационные модели подсолевых комплексов южного борта Прикаспийского осадочного бассейна в позднем палеозое // *Нефть и Газ*. 2021. № 5(125). С. 12–33. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-5.01>

Информация об авторах

Искра Фаиковна Юсупова – канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3058-8959, <https://orcid.org/0009-0007-2659-6657>; e-mail: yusupova-if@mail.ru

Маргарита Евгеньевна Селиверстова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва; <https://orcid.org/0009-0003-7131-8120>; e-mail: seliverstova@ipng.ru

Поступила в редакцию 04.10.2025

Принята к публикации 06.11.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

Features of concretion formations in high-carbon strata

Iskra F. Yusupova, Margarita E. Seliverstova ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract *Background.* Concretionary bodies are the product of postsedimentary redistribution of matter; as a component of rock, they are of interest as a source of information in various studies, including those related to oil and gas geology. *Objective.* To establish a connection between concretionary bodies and the organic matter of the host rocks, to determine the possibility of using them as an indicator of high-carbon deposits at great depths, and to reveal the role of concretions in the formation of microfractures in interlayers with concentrated organic matter. *Materials and methods.* The analysis of literature sources containing data on high-carbon deposits and concretions, studies of the core containing concretionary bodies and the reliability of the description of core material from known hydrocarbon deposits and metal ores in Western and Eastern Europe and Asia is carried out. *Results.* The study revealed the possibility of using concretion formations as an indicator of “former” high-carbon rocks that lost their organic matter during lithogenesis. The impact of concretions on the formation of microfractures was established; it occurs at the contact between concretion bodies and bodies and host rocks during deformation-induced catagenetic shrinkage, contributing to the permeability and reservoir capacity for hydrocarbons forming at great depths under conditions of comprehensive compression and lack of drainage. *Conclusions.* Information about the formation and sealing of fractures in the concretions themselves, about the appearance of bitumens in them and their fractionation, can serve as a source of additional information about the processes in the sinking strata.

Keywords: high-carbon deposits, organic matter, concretions, domanicoids, microfracturing, closed hydrodynamic systems, Caspian Depression, subsalt deposits

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125021302095-2).

For citation: Yusupova I.F., Seliverstova M.E. Features of concretion formations in high-carbon strata. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 405–423. (In Russ.).

✉ Margarita E. Seliverstova, seliverstova@ipng.ru

© Yusupova I.F., Seliverstova M.E., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Iskra F. Yusupova – conceptualization, data curation, methodology, investigation, writing – original draft.

Margarita E. Seliverstova – data curation, investigation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Shadrina S.V., Redina A.A., Romanov E.A. On the nature of hydrocarbons in serpentinites. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2023. No. 4-1(56). P. 63–76. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2023-4a-63-76>
2. Tugarova M.A. Indicator signs of carbonate microbialites in black shale formations: isotopic composition and biomarkers. *Vestnik of Geosciences*. 2021. No. 11(323). P. 55–61. (In Russ.). <https://doi.org/10.19110/geov.2021.11.5>
3. Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu. et al. New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 2. P. 129–142. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
4. Bazhenova T.K., Kashchenko S.A., Matukhina V.G. On bitumen occurrences in carbonate concretions of graptolite shales of the Kureika River. *Doklady Akademii nauk SSSR*. 1966. Vol. 167, No. 2. P. 420–422. (In Russ.).
5. Korotkov A.I., Tolstikhin N.I., eds. *Mining and Geological Significance of Karst in the Leningrad Oil Shale Deposit: Collected Papers*. Leningrad: Plekhanov Leningrad Mining Institute, 1973. 181 p. (In Russ.).
6. Strakhov N.M., ed. *Methods for Studying Sedimentary Rocks*. Vol. 1. Moscow: Gosgeoltekhizdat, 1957. 611 p. (In Russ.).
7. Volozh Yu.A., Parasyina V.S., eds. *Astrakhan Carbonate Massif: Structure and Its Oil and Gas Perspectives*. Moscow: Nauchnyi mir, 2008. 221 p. (In Russ.).
8. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. *Model of Oil Saturation of the Pore Space of the Bazhenov Formation Rocks of Western Siberia and Its Use for Assessing Resource Potential*. Moscow: GEOS, 2017. 247 p. (In Russ.).
9. Bakirov A.B., Pak N.T., eds. *Geodynamics and Mineralization of the Tien Shan (Kyrgyzstan)*. Bishkek: Ilim, 2014. 280 p. (In Russ.).
10. Yusupova I.F. The role of organic matter in formation of the properties of a shale deposit. *Doklady Earth Sciences*. 2019. Vol. 484, No. 1. P. 89–91. <https://doi.org/10.1134/S1028334X19010161>
11. Yusupova I.F. Some features of lithogenesis of concentrated forms of organic matter in subsalt deposits of the Pre-Caspian depression and adjacent territories. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 6(107). P. 57–63. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-57-63>
12. Abouelresh M.O., Slatt R.M. Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*. 2012. Vol. 96, No. 1. P. 1–22. <https://doi.org/10.1306/04261110116>

13. Tsvetkov L.D., Tsvetkov D.L., Kiseleva N.L. *Oil and Gas Source Rocks of the World*. Yaroslavl: Avers Plus, 2015. 492 p. (In Russ.).
14. Djenchuraeva R.D., Pak N.T., Ivleva E.A. et al. *Metallogeny of Carbonaceous Deposits in the Tien Shan*. Bishkek: Ilim, 2015. 204 p. (In Russ.).
15. Filippov M.M. *Anthraxolites*. St. Petersburg: VNIGRI, 2013. 296 p. (In Russ.).
16. Abukova L.A., Volozh Yu.A. Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins // *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 62, No. 8. P. 878–886. <https://doi.org/10.2113/RGG20214348>
17. Sannikova I.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A. et al. Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov formation in the West Siberian Basin. *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 2. P. 203–212. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>
18. Belonovskaya L.G. Formation of “decompaction zones” in rocks at great depths. In: Bulach M.Kh., ed. *Methods for Evaluation of Complex Reservoirs: Collected Papers*. Leningrad: VNIGRI, 1988. P. 16–25. (In Russ.).
19. Zhemchugova V.A., Makarova E.Yu., Naumchev Yu.V. et al. Carbonate reservoirs of subsalt deposits of the Caspian syncline. *Georesursy*. 2017. No. S. P. 194–207. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.19.20>
20. Abilkhasimov Kh.B. Sedimentation models of subsalt complexes of the southern board of the Pre-Caspian sedimentary basin in the Late Paleozoic. *Oil and Gas*. 2021. No. 5(125). P. 12–33. (In Russ.). <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-5.01>

Information about the authors

Iskra F. Yusupova – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-2659-6657>; e-mail: yusupova@ipng.ru

Margarita E. Seliverstova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-7131-8120>; e-mail: seliverstova@ipng.ru

Received 4 October 2025

Accepted 6 November 2025

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276

EDN: HRYRYQ

Комплексный подход к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления на примере зрелого газонефтяного месторождения

Т.П. Популова , Д.Г. Афонин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Аннотация. *Актуальность.* На поздней стадии разработки зрелых газонефтяных месторождений критически важной задачей является оптимизация системы поддержания пластового давления для максимизации нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. *Цель работы.* Разработка и апробация комплексного подхода к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления, направленного на решение ключевых проблем. *Материалы и методы.* На примере зрелого газонефтяного месторождения рассмотрено комплексное использование методов, включающих экспертный анализ, CRM-моделирование, нейросетевое моделирование для прогнозирования и оптимизации режимов закачки, а также технологические решения: циклическое заводнение, ввод водозаборных скважин и шурфовых установок. *Результаты.* Выделены три направления вероятных осложнений в управлении эффективным заводнением на пласте АВ1(1-2): наличие непроизводительной закачки; неоднородность геологических условий, влияющая на эффективность закачки; недостижение требуемого давления закачки для целевых приемистостей. Для решения этих проблем предложены методы, которые включают остановку нагнетательных скважин с непроизводительной закачкой, применение циклического заводнения, улучшение эффективной закачки с использованием адресной закачки, а также ввод водозаборных скважин и шурфов. *Выводы.* Анализ результатов применения предложенной стратегии показал значительный эффект: реализованные мероприятия обеспечили дополнительную добычу нефти в объеме 71,1 тыс. т.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, зрелое месторождение, система заводнения, газонефтяное месторождение, эффективная закачка

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Популова Т.П., Афонин Д.Г. Комплексный подход к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления на примере зрелого газонефтяного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 424–440. EDN: HRYRYQ

 Популова Татьяна Павловна, TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

© Популова Т.П., Афонин Д.Г., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Зрелое месторождение находится на 4-й стадии [1] разработки. Характеризуется сформированной сеткой скважин и применением комплексного подхода к управлению заводнением. На завершающей стадии разработки пласта необходимо совершенствовать процесс заводнения с целью максимизации добычи запасов. Таким образом, актуальным становится вопрос об оптимизации заводнения и расширении его границ с целью повышения коэффициента заводнения и увеличения добычи нефти путем совершенствования системы поддержания пластового давления (ППД) для максимизации нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Объект АВ1(1-2) является наиболее литологически изменчивым на рассматриваемом месторождении. Пласт представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин [2]. Характерной особенностью пласта является беспорядочное волнисто-линзовидное чередование песчано-алевролитовых пород с глинистыми породами, которые отличаются своеобразными структурно-текстурными признаками, а также неравномерным распределением глинистого цемента. Формирование отложений пласта происходило в условиях постепенного углубления морского бассейна, сопровождавшегося снижением динамики процессов седиментации. Такие застойные условия и привели к образованию пород с характерной текстурой типа «рябчик», давшей название всему пласту АВ1(1-2) [3].

По соотношению в разрезе пласта типов коллекторов и средней проводимости (высоко-, средне-, низкопроводимые)

выделено 9 зон (рис. 1¹). Преобладают низкопроводимые алевролитовые и глинистые коллекторы (52%) (зоны 3, 5 и 9); наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) характеризуется зона 8 (высокопроводимые коллекторы), наихудшими – зона 2; основная доля текущих извлекаемых запасов приходится на зону 3 (высоко- и средне-проводные коллекторы), зону 1 и зону 5 с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Каждая зона обладает общими характерными особенностями. Хаотическое чередование коллекторов с тонкослоистой текстурой осложняет процесс фильтрации в пласте и способствует образованию многочисленных застойных и тупиковых зон скопления нефти. Более сложные условия для выработки запасов из коллекторов с тонкослоистой текстурой создаются, когда в продуктивной толще эти коллекторы залегают совместно с массивными коллекторами, в этом случае они хуже охвачены выработкой.

Наиболее массивные высокопористые коллекторы залегают в восточной части месторождения. Здесь они распределены по всей толщине пласта или тяготеют к его кровле и середине. Однако коллекторы с массивной текстурой содержат лишь 4% нефтенасыщенного объема пласта.

Тонкослоистый тип коллектора или «рябчиковые» песчаники занимают большую часть площади пласта АВ1(1-2) в пределах лицензионного участка. В коллекторах данного типа содержится 41,6% от общих начальных геологических запасов нефти. Процессы фильтрации в глинистых «рябчиковых» песчаниках имеют очень сложный и до конца не изученный характер.

¹ Рис. 1 разработан с помощью корпоративного программного комплекса «РН-КИН» компании «Роснефть».

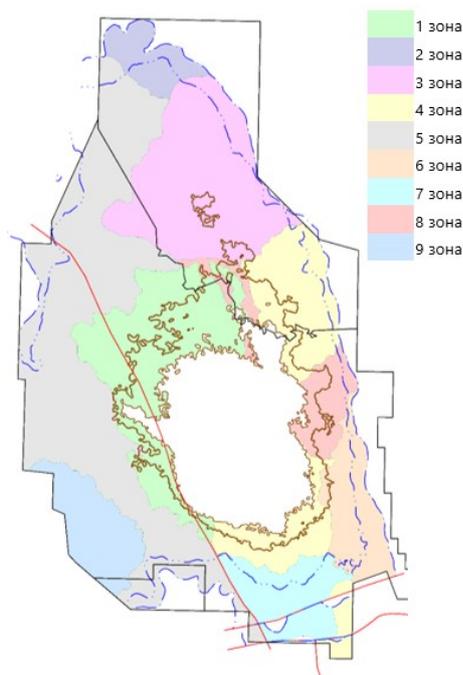


Рис. 1. Схема пласта АВ1(1-2) с выделенными зонами коллекторов (1–9)

Fig. 1. Reservoir section AV1(1-2) with delineated reservoir zones (1–9)

В результате проведенного анализа установлено, что различия в абсолютных величинах таких показателей как песчанность, расчлененность, пористость и проницаемость значительны. Эти показатели, характеризующие степень прерывистости и особенности внутреннего строения пород-коллекторов, чрезвычайно важны, так как в значительной степени влияют на характер заводнения и выработку запасов.

Таким образом, исходя из работы нагнетательных скважин, геологического строения пласта и инфраструктурных ограничений по ряду площадных объектов, выявлены вероятные проблемы при управлении эффективным заводнением на пласте зрелого месторождения:

1. Наличие непроизводительной закачки.
2. Неоднородность геологических условий, влияющая на эффективность закачки.
3. Недостижение требуемых значений давления нагнетания для обеспечения целевых значений приемистости.

Целью работы является разработка и практическая реализация комплексного подхода к анализу и оптимизации системы ППД на зрелом газонефтяном месторождении, направленного на преодоление ключевых проблем для максимизации дебита нефти.

Материалы и методы

В качестве объекта исследования выступил зрелый газонефтяной объект – пласт АВ1(1-2), характеризующийся сложным литологическим строением. Для анализа и оптимизации системы ППД был применен комплексный подход:

1. Использование CRM-моделей на основе уравнений материального баланса и Дарси для оперативной оптимизации приемистостей нагнетательных скважин.
2. Нейросетевое моделирование для установления зависимостей между параметрами добычи, закачки и проведения ГТМ.

3. Гидродинамические методы воздействия на пласт: циклическое заводнение для создания нестационарных режимов фильтрации и перераспределения фильтрационных потоков.

Основной инструмент при решении этих задач – экспертный анализ, который является трудозатратным для рассматриваемого месторождения (большой фонд), поэтому для распределения закачки в последнее время активно используют дополнительные инструменты: CRM-моделирование и нейросетевое моделирование.

CRM – модель на основе аналитического решения уравнения материального баланса и уравнения Дарси [8, 9]. Используется как самостоятельный инструмент для оперативного управления системой заводнения и как вспомогательный инструмент при решении задачи подбора оптимальных приемистостей с использованием ГДМ. Основная цель инструмента – это определение оптимальной приемистости с целью максимизации добычи жидкости. Основное ограничение по нагнетательным скважинам – это давление авто-ГРП. Выбор участка CRM-моделирования определяется по наличию потенциала по увеличению закачки и высокой ценности закачки.

Нейросетевое моделирование – это модель искусственных нейронных сетей для управления закачкой на нефтяных месторождениях [10–12]. Инструмент базируется на модели пьезопроводности. Используется для управления разработкой с помощью установления функциональных зависимостей между суточными показателями добычи, закачки, забойного давления, частоты электроцентробежных насосов и проведением геолого-технических мероприятий. Основная цель инструмента – это определение оптимальных уровней закачки на каждой нагнетательной скважине и

прогнозирование добычи нефти по реагирующим добывающим скважинам.

Описанные инструменты для принятия решений по оптимизации системы ППД также позволяют определить участки, где необходимы вводы ВДЗ или шурфов, на основе анализа потенциала по увеличению закачки.

Результаты и обсуждение

Способы решения

Для оптимизации комплексного подхода к управлению ППД на зрелом месторождении были предложены и реализованы следующие мероприятия:

1. Остановка непроизводительных скважин.
2. Циклическое заводнение.
3. Адресная целевая закачка.
4. Технологическое усиление системы ППД.

Кустовая насосная станция (КНС) – основная технологическая часть в системе поддержания пластового давления². Основная ее задача – это нагнетание подготовленной жидкости в продуктивные нефтяные пласты. Линейное давление зависит от давления в КНС, а буферное давление не может превышать линейное, что оказывает прямое влияние на уровень закачки в пласт. На «рябчике» текущий уровень давления на КНС значительно ниже максимально разрешенного, что привело к снижению средней приемистости нагнетательных скважин на 12 м³/сут. за последние полгода.

² Поддержание пластового давления (ППД) на нефтяных залежах. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331582-podderzhanie-plastovogo-davleniya-ppd-na-neftyanykh-zalezakh/> (дата обращения: 09.09.2025).

На удаленных участках из-за аварийности и гидравлических сопротивлений давление закачки ниже проектных значений.

Для восстановления проектных параметров закачки применяются:

- водозаборные скважины (ВДЗ) – для увеличения давления в линии на удаленных участках;

- шурфовые установки – для подачи воды в пласт при аварийности водовода.

Эти меры обеспечивают повышение давления для оптимизации режимов закачки.

Рассмотрим случай неэффективности элемента ППД на примере реагирующей добывающей скв. № 1.

11.07.2023 скв. № 3 была переведена в ППД со среднесуточной закачкой 80 м³/сут., по скв. № 1 наблюдается снижение суточной добычи нефти за счет роста обводненности (рис. 2). Данная

динамика характерна при прорыве закачиваемой воды, после остановки нагнетательной скважины добыча нефти была восстановлена. Очевиден прорыв закачиваемой воды по трещинам гидроразрыва пласта (ГРП). Скв. № 3 остановлена 16.05.2024, как результат – дебит нефти по скв. № 1 начал стабилизироваться (параллельно со снижением обводненности).

Низкая эффективность работы нагнетательных скважин может быть связана с высокой расчлененностью и резкой прерывистостью по площади и разрезу, что свойственно для «рябчика». Наличие таких участков приводит к низкой приемистости нагнетательных скважин, частичному или полному отсутствию взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами, что в результате ограничивает распространение влияния закачки на отдельные участки коллектора [4].

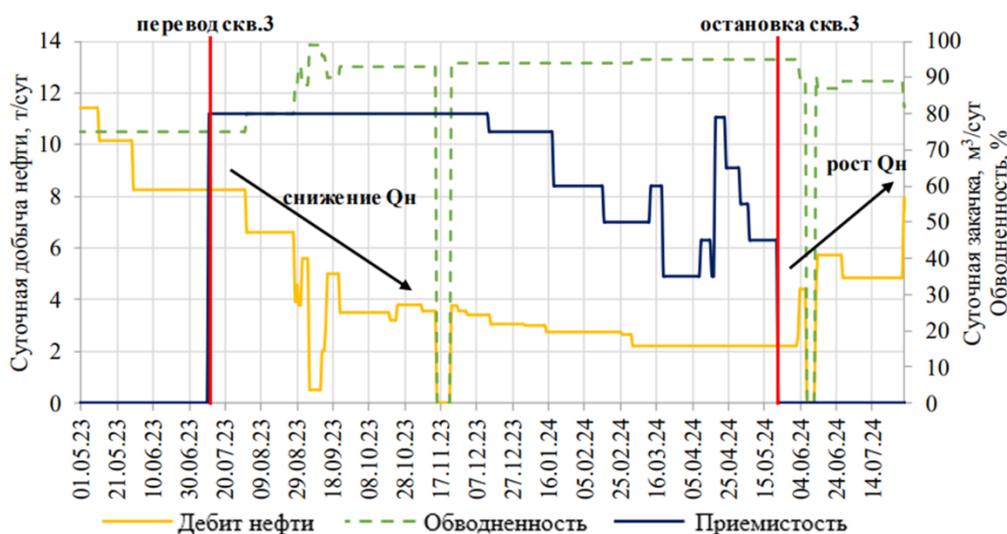


Рис. 2. Динамика показателей по добывающей скв. № 1 и нагнетательной скв. № 3

Fig. 2. Trends in performance for producing well No. 1 and injection well No. 3

Источник: адаптировано из [1]

Source: adapted from [1]

Для решения этой проблемы на зрелом месторождении применяют различные вариации и модификации методов гидродинамического воздействия. Один из них – это циклическое воздействие. Оно основано на периодическом изменении условий воздействия на пласт, при котором создается нестационарное распределение пластового давления [4].

Циклическая закачка [5–7] приводит к возникновению перепадов давления между низко- и высокопроницаемыми пропластками или зонами. На этапе остановки закачки нефть перетекает из низкопроницаемой в высокопроницаемую часть пласта, а затем вытесняется к добывающим скважинам. Проведение циклического заводнения для оптимизации управления системой ППД эффективно в неоднородных по разрезу пластах, характеризующихся переслаиванием песчаных и алевролитовых пропластков. На пласте АВ1(1-2) такое строение свойственно всем фациям, кроме фации 8, особенность которой также заключается в низкой продуктивности и в высоких рисках потерь от снижения закачки.

Второй гидродинамический метод – изменение фильтрационных потоков. Основное отличие от циклического воздействие – это распределение закачки по пласту с помощью:

- 1) перераспределения объемов нагнетания по группам нагнетательных скважин;
- 2) перевода добывающих скважин под нагнетание;
- 3) увеличения закачки по отдельным нагнетательным скважинами.

Технологические решения

За период с 2022 г. по 2024 г. давление на КНС было снижено на 21 атм, поэтому для достижения целевого давления

формируют дополнительные ВДЗ или вводят шурфы.

Для выявления областей установки ВДЗ и шурфов было проведено сравнение текущей карты давлений в линии и карты целевых давлений в линии.

На ряде удаленных участков состояние водоводов не позволяет увеличить давление закачки из-за аварийности и наличия гидравлических сопротивлений. По этой причине на части фонда ППД давление закачки ниже проектных показателей. На таких объектах вводят ВДЗ, т. е. скважины, предназначенные для отбора воды из водонапорного горизонта с целью нагнетания ее в продуктивные пласты и использования для других нужд при разработке [13].

При использовании шурфа закачиваемая жидкость подается от высоконапорного водовода в затрубное пространство шурфа – сначала она поступает на прием насоса, далее под давлением на вход водораспределительной гребенки [14].

Анализ результатов и полученный эффект

При совершенствовании системы ППД за апрель-май 2024 г. было остановлено 35 нагнетательных скважин с суммарной приемистостью 15382 м³/сут. по причине прорыва к добывающим скважинам (27 скв.) и низкоэффективной закачки (8 скв.). Дополнительная добыча нефти составила в результате остановки скважин 17,4 тыс. т (+7%) по 93 нагнетательным скважинам.

Также для повышения эффективности работы системы ППД и включения в разработку всех пропластков «рябчика» выбрано три участка (рис. 3³) со сложным строением по следующим критериям:

³ Рис. 3 разработан с помощью корпоративного программного комплекса «РН-КИН» компании «Роснефть».

1. Неоднородность коллектора по проницаемости: чем больше коэффициент неоднородности, тем приоритетнее выбор кандидата.

2. Плотность остаточных извлекаемых запасов по ячейке: чем больше плотность

остаточных запасов приходится на ячейку, тем приоритетней выбор кандидата.

3. Количество реагирующих скважин и суммарный дебит по жидкости: высокая продуктивность реагирующих скважин увеличивает потенциал дополнительной добычи нефти.

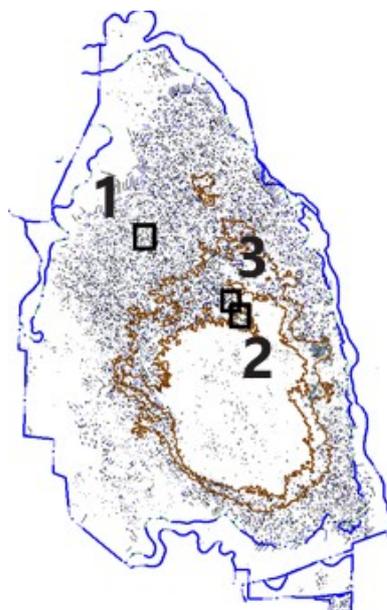


Рис. 3. Схема размещения участков для проведения нестационарного заводнения

Fig. 3. Schematic of pilot block placement for conducting cyclic waterflooding

Определение длительности полуциклов снижения расхода нагнетаемой воды осуществлялось по формуле М.Л. Сургучева [15]. По расчетам среднее значение минимального времени остановки нагнетательной скважины составило 6,5 сут.

Суммарный ожидаемый эффект за май–октябрь 2024 г. – 1,5 тыс. т нефти. По результатам опытно-промышленных работ (ОПР) дополнительная добыча нефти (ДДН) за этот период составила 2,9 тыс. т (+16%), см. рис. 4.

Для повышения эффективности закачки с помощью экспертного анализа производится мониторинг влияния отдельных нагнетательных скважин на добывающие. В связи с большим действующим фондом такой анализ не всегда эффективен

и трудозатратен, потому для оптимизации управления заводнением применяют дополнительные инструменты, направленные на адресную целевую закачку, например, CRM-моделирование.

При выборе участка ОПР для CRM-моделирования провели ранжирование геологических зон, где выполнялось сравнение двух основных критериев для выбора участка: потенциальная закачка (объем закачки, который может находиться в пласте и от которого ожидается полезная работа) и ценность закачки (отношение объема закачиваемой в пласт жидкости за определенный период к объему вытесненной нефти за этот период – чем ниже данный коэффициент, тем эффективнее работа системы ППД), см. табл. 1.

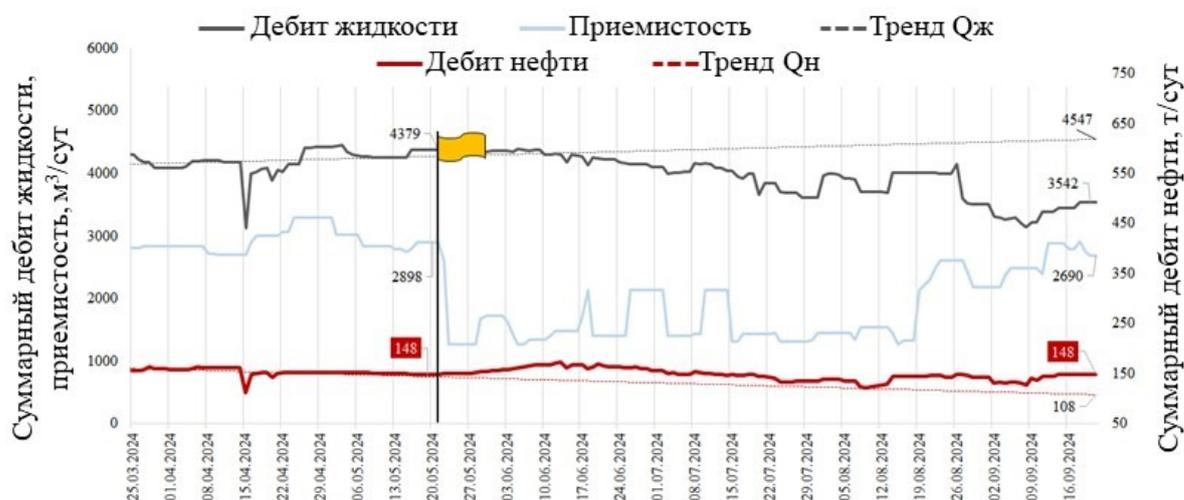


Рис. 4. Суммарные показатели за май–октябрь по результатам циклического заводнения

Fig. 4. Total performance indicators for May–October following cyclic flooding

Табл. 1. Показатели системы ППД по участкам с различными геологическими условиями

Table 1. Pressure maintenance system performance metrics for areas with different geological settings

Участок	Количество нагнетательных скважин с оптимизированными показателями по закачке воды	Текущие расходы закачиваемой жидкости	Потенциальные расходы закачиваемой жидкости	Ценность закачки
№ зоны	ед.	м³/сут	м³/сут	м³/т
1 зона	624	54 666	89 487	8
2 зона	12	754	828	15
3 зона	528	38 453	52 835	16
4 зона	345	37 304	44 570	18
5 зона	290	15 615	24 154	19
6 зона	143	19 607	24 635	23
7 зона	47	3 425	4 104	23
8 зона	81	43 204	44 011	23
9 зона	33	1 651	1 978	28

Потенциальная закачка – это объем воды, закачанной в пласт, который используется для вытеснения нефти (не уходит в перетоки в другие зоны пласта).

Ценность закачки – показатель, характеризующий эффективность системы ППД, рассчитываемый как отношение объема закачанной в пласт жидкости (в м³) к объему добытой нефти (в тоннах)

за определенный период. Чем ниже значение этого коэффициента, тем выше эффективность закачки, так как меньший объем жидкости требуется для добычи большего количества нефти.

Оптимальный участок по регулированию закачки – зона 1. Он обладает самой высокой ценностью закачки (8 м³/т) и наибольшей потенциальной закачкой (89487 м³/сут), см. табл. 1.

По результатам расчета рекомендовано увеличить закачку по 206 нагнетательным

скважинам. В итоге приемистость скважин увеличена на 6648 м³/сут (рис. 5).

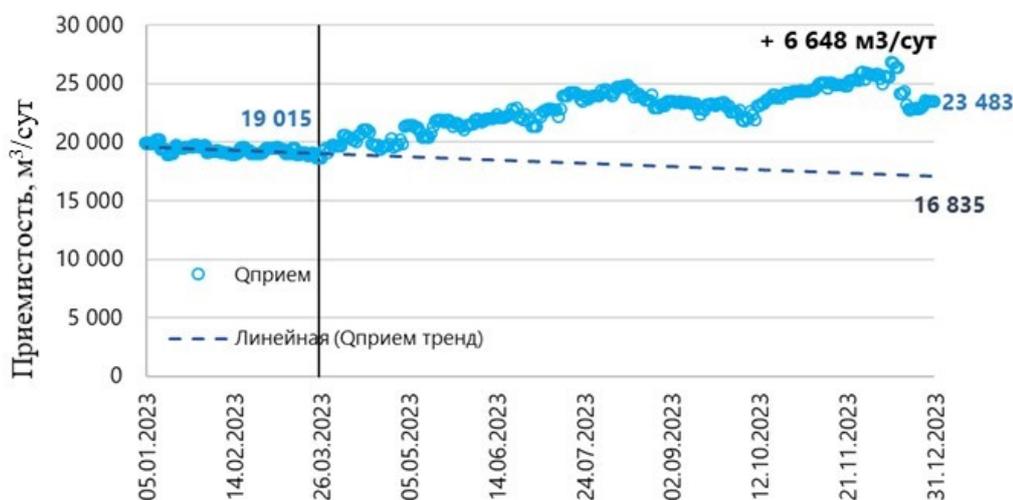


Рис. 5. Суммарная приемистость по 206 нагнетательным скважинам во время проведения ОПР за период 26.03.2023–31.12.2023

Fig. 5. Cumulative injection volume for 206 injection wells during the field pilot from 26 March 2023 to 31 December 2023

В результате увеличения закачки по итогам расчета CRM-моделирования дополнительная добыча жидкости составила 9,2 тыс. м³, нефти – 4 тыс. т (+2%), см. рис. 6. Стоит отметить, что затраты на увеличение объема закачки могут

оказаться существенными по сравнению с полученным эффектом в виде дополнительной нефти. При объемах закачки, равных 1070 тыс. м³, стоимость энергии и эксплуатации может значительно возрасти.

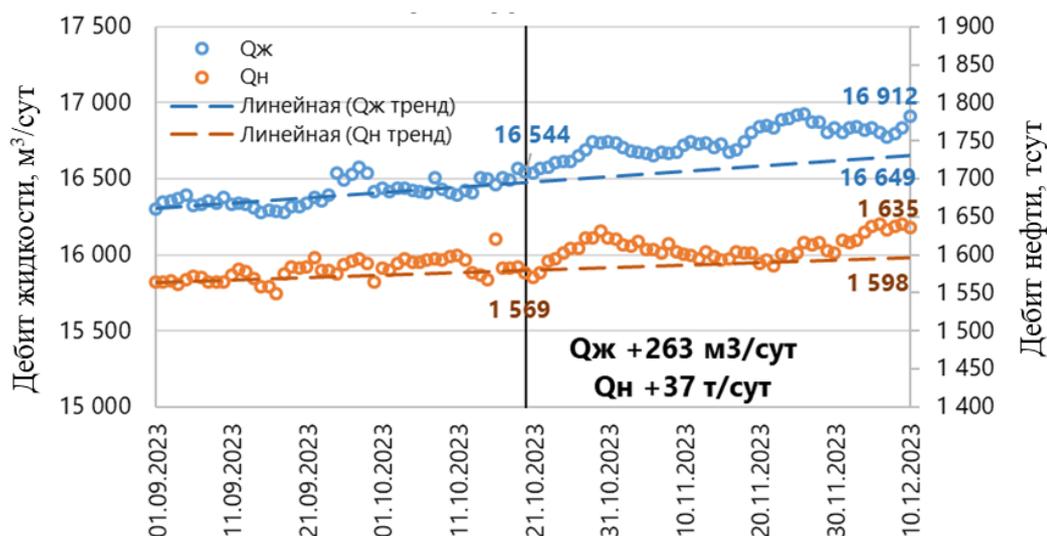


Рис. 6. Суммарные показатели добычи жидкости и нефти в результате увеличения закачки по результатам расчета CRM-моделирования

Fig. 6. Total liquid and oil production resulting from increased injection, based on CRM modeling results

Экономическая эффективность данного подхода должна оцениваться через соотношение дополнительных затрат и доходов. Если общие затраты на закачку превышают доход от продажи 4 тыс. т нефти, то ОПР нецелесообразно с экономической точки зрения. В данном случае чистая прибыль от проведения мероприятия составила более 100 млн руб., что свидетельствует о рентабельности данных мероприятий по увеличению закачки.

При определении участка ОПР для нейросетевого моделирования основными критериями выбора являются: достоверная замеряемость добывающего и нагнетательного фонда (замеры с датчиков и предоставленные замеры промысловых геологов по дебитам и закачке равны с допустимой разницей в 10%), сформированная система разработки, участок, относящийся к одной КНС, и наличие потенциала от регулирования ППД по участку.

По «рябчику» первым делом был выполнен анализ на достоверную замеряемость нагнетательного фонда. Для качественного прогноза нейронных сетей необходим исторический период в два года для обучения. Чем лучше данные для обучения,

тем точнее прогноз и решение оптимизационной задачи [7–8]. По итогам анализа был выбран участок, характеризующийся наличием высокопроницаемых пропластков и потенциалом для улучшения характеристики выработки запасов. Также оценен потенциал по увеличению закачки (расштуриванию) нагнетательных скважин. По результатам ручного анализа отмечается хорошая гидродинамическая связь нагнетательных и добывающих скважин. В результате расчета по 6 нагнетательным скважинам из 11 рекомендовано увеличение закачки в сумме на 549 м³/сут. с увеличением типоразмера штуцера и по одной нагнетательной скважине рекомендовано уменьшение закачки на 65 м³/сут. с уменьшением типоразмера штуцера.

В ходе реализации работ количество реагирующих скважин оставалось неизменным на уровне 8 добывающих. Реализация ОПР по результатам нейросетевого моделирования началась 15 марта 2024 г. На исторических данных с 1 января 2024 г. построен тренд, описывающий закономерное поведение добычи. На основе тренда посчитана дополнительная добыча нефти и жидкости (рис. 7).

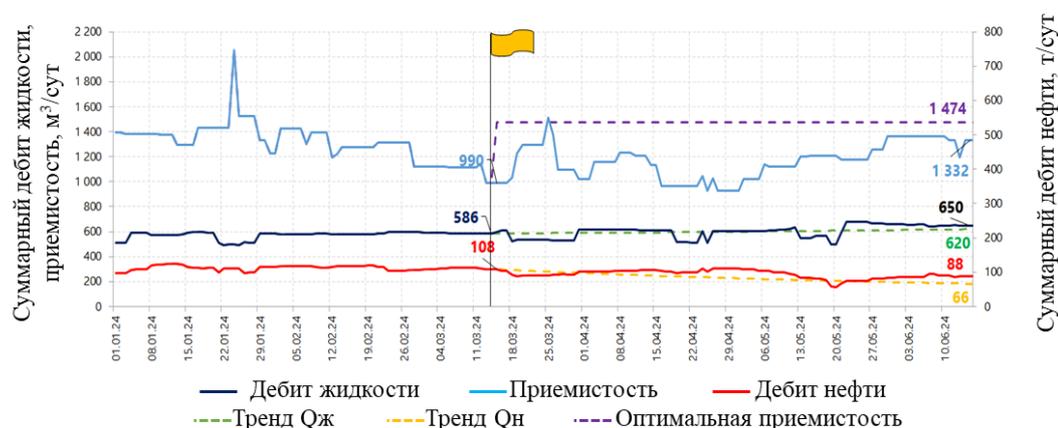


Рис. 7. Суммарные показатели добычи и закачки во время проведения ОПР по результатам нейросетевого моделирования с 15.03.2024 по 15.06.2024

Fig. 7. Cumulative production and injection volumes achieved during the pilot operation, as predicted by neural network modeling from 15 March 2024 to 15 June 2024

Оптимальная приемистость (см. рис. 7) – это приемистость, которая даст максимальный прирост по добыче нефти, по результатам расчета. За 3 месяца проведения мероприятия с 990 м³/сут суточная закачка выросла до 1332 м³/сут. Недостижение целевой – 138 м³/сут, что является приемлемым отклонением. Дополнительная добыча нефти за указанный период по участку составляет 0,9 тыс. т (+12%).

Для достижения целевых приемистостей не всегда линейное давление достаточно, тогда устанавливают ВДЗ и шурфы.

Начало реализации мероприятий по вводу шурфов на рассматриваемом пласте

выполняется с конца апреля 2024 г. За 2 месяца ввели 3 шурфа, расположенные в северной, центральной и южной частях месторождения на участках с пониженным линейным давлением. В целом за период с января 2023 г. по май 2024 г. введено 10 ВДЗ.

Из рис. 8 видно, что при введении шурфов приемистость по нагнетательным скважинам растет. Оценочно средний суммарный рост суточной закачки по 11 нагнетательным скважинам составил 543 м³/сут. Эффект наблюдается по 29 добывающим скважинам с приростом суточной добычи нефти 8,1 т/сут, ДДН – 0,43 тыс. т (+11%). Отмечается увеличение среднего линейного давления на 59 атм.

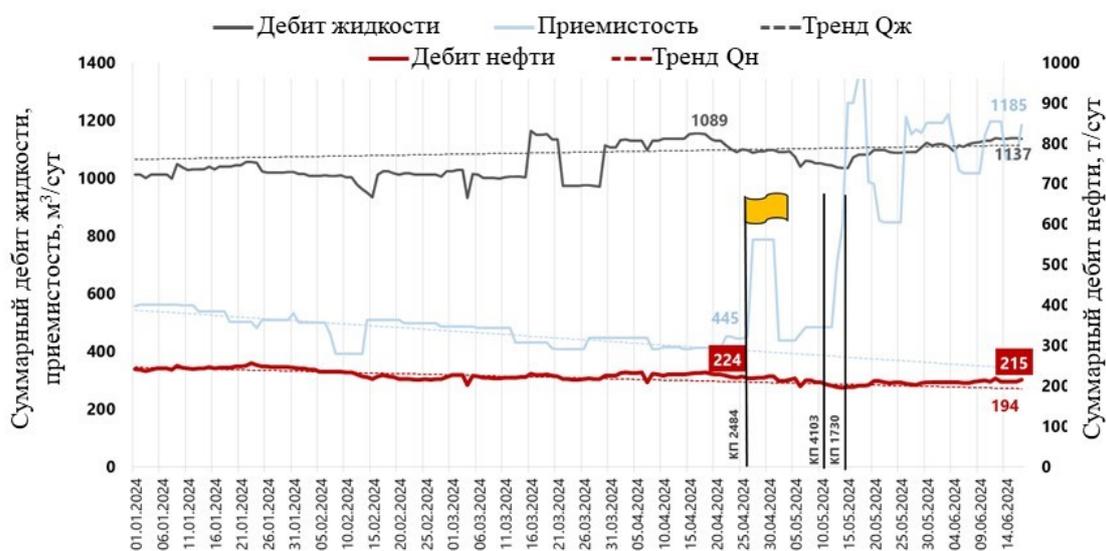


Рис. 8. Суммарные суточные показатели добычи и закачки по результатам введения шурфовых насосных установок

Fig. 8. Cumulative daily production and injection volumes achieved after installing beam pumping units

При введении ВДЗ обеспечен суммарный прирост суточной закачки на пласте АВ1(1-2) по 67 нагнетательным скважинам на 1300 м³/сут. Суммарный прирост суточной добычи нефти составил 110 т/сут, эффект наблюдается по 102 реагирующим добывающим скважинам.

Дополнительная добыча нефти на май 2023 г. – июнь 2024 г. составила 54,5 тыс. т (+32%), см. рис. 9. Ввод ВДЗ также положительно сказался на увеличении давления по направлению кустовых площадок, «отсеченных» от общей системы закачки с КНС.

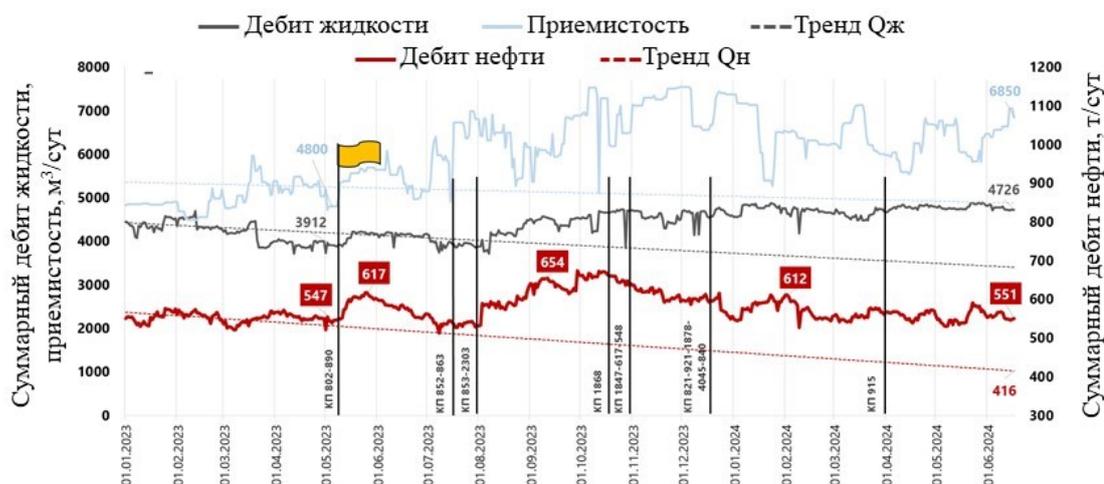


Рис. 9. Суммарные суточные показатели добычи и закачки в результате введения водозаборных скважин

Fig. 9. Cumulative daily production and injection volumes achieved after installing water intake wells

В результате проведения мероприятий для улучшения комплексного подхода к управлению системой ППД получены следующие результаты:

1. Остановка 35 непроизводительных нагнетательных скважин обеспечила эффект по 93 реагирующим скважинам. Дополнительная добыча нефти составила 17,4 тыс. т (+7%); сокращение затрат на закачку в размере 46 млн руб. за период с 15.04.2024 по 14.06.2024 (30 дн.).

2. Циклическое заводнение проведено на 3 участка ОПР. Дополнительная добыча составила 2,9 тыс. т нефти (+16%); сокращение затрат на закачку в размере 18,7 млн руб. за период с 22.05.2024 по 22.09.2024 (123 дн.).

3. За счет оптимизации технологических режимов по 126 нагнетательным скважинам с использованием CRM-моделирования дополнительная добыча нефти составила 4 тыс. т (+2%) за период с 26.03.2024 по 31.12.2024 (280 дней).

4. За счет оптимизации технологических режимов по 11 нагнетательным скважинам с использованием нейросетевого моделирования дополнительная добыча

нефти – 0,9 тыс. т (+12%) за период с 15.03.2024 по 15.06.2024 (92 дн.).

5. Ввод 3 шурфовых насосных установок обеспечил прирост по 29 реагирующим добывающим скважинам на 0,43 тыс. т (+11%) за период с 22.05.2024 по 19.06.2024 (28 дн.).

6. Введение 10 водозаборных скважин обеспечило прирост по 102 реагирующим добывающим скважинам 45,5 тыс. т (+32%) за период с 26.04.2024 по 18.06.2024 (53 дн.).

7. Итого в среднем комплекс мероприятий позволил получить +13% ДДН по 379 добывающим скважинам и сократить 9% затрат на неэффективную закачку.

Заключение

При комплексном подходе к анализу системы ППД на зрелых месторождениях можно выделить следующие ключевые факторы, влияющие на ее эффективность: наличие непроизводительной закачки; неоднородность геологических условий, влияющая на эффективность закачки; недостижение давления закачки для целевых приемистостей.

Основными инструментами и мероприятиями для решения задач оптимизации при комплексном подходе к управлению системой ППД, могут служить:

1. Остановка нагнетательных скважин с непроизводительной закачкой.
2. Циклическое заводнение.
3. Повышение эффективности закачки путем адресной целевой закачки, в том числе с помощью CRM-моделирования и нейросетевого моделирования.

4. Ввод ВДЗ и шурфов.

Реализация сформированной стратегии оптимизации управления системой ППД позволила оптимизировать объемы закачки рассматриваемого участка, что обеспечило 71,1 тыс. т. дополнительной добычи нефти на фонде 379 добывающих скважин или снижение потерь по базовой добыче на 2% за 5 месяцев 2024 г. (14%) относительно 5 месяцев 2023 г. (16%).

Вклад авторов

Т.П. Популова – концептуализация, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Д.Г. Афонин – администрирование проекта, руководство исследованием, создание черновика рукописи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Популова Т.П.* Выявление причин снижения дебита нефти за счет роста обводненности на зрелом месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 6(152). С. 42–58. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2024-6-42-58>
2. *Чусовитин А.А., Тимчук А.С., Грачев С.И.* Исследование геолого-технологической модели сложнопостроенного коллектора нефтегазовой залежи Самотлорского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15, № 20. С. 246–260. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2016.20.5>
3. *Смирнов Д.С., Савченко И.В., Дрейман В.А.* и др. Эволюция проектных решений по разработке краевых зон пласта АВ₁¹⁻² «Рябчик» Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 7(607). С. 5–12. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7\(607\)-5-12](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7(607)-5-12)
4. *Анкудинов А.А., Ваганов Л.А.* Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 9. С. 19–24. EDN: RCBLFD
5. *Liu L., Liu Y., Yao J., Huang Z.* Mechanistic study of cyclic water injection to enhance oil recovery in tight reservoirs with fracture deformation hysteresis // Fuel. 2020. Vol. 271. P. 117677. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117677>
6. *Meng X., Zhang Q., Dai X.* et al. Experimental and simulation investigations of cyclic water injection in low-permeability reservoir // *Arabian Journal of Geosciences*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 791. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07129-9>

7. *Медведев К.Ю.* Перспективы применения нестационарного заводнения с целью повышения выработки запасов нефти // Наука. Инновации. Технологии. 2017. № 2. С. 147–158. EDN: YZIKWP
8. *Бекман А.Д., Степанов С.В., Ручкин А.А., Зеленин Д.В.* Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Т. 5, № 3. С. 164–185. EDN: NBKRTR
9. *Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В.* Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6, № 1(21). С. 192–207. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
10. *Пономарев Р.Ю., Зуазев Р.Р., Леценко А.А.* и др. Алгоритмы оперативного управления заводнением с применением физико-информированных нейронных сетей // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2024. № 6(150). С. 42–51. EDN: WCHBCS
11. *Hashemi Fath A., Pouranfard A., Foroughizadeh P.* Development of an artificial neural network model for prediction of bubble point pressure of crude oils // Petroleum. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 281–291. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.009>
12. *Artun E.* Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models // SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 23–26 May 2016. Paper SPE-180488-MS. <https://doi.org/10.2118/180488-MS>
13. *Ахунов Ш.М.* Применение подземных минерализованных вод для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях // Недропользование XXI век. 2024. № 1(102). С. 43–47. EDN: KPUIRY
14. *Шестаков А.А.* Опыт применения насосных установок малой производительности в системе ППД ООО «Лукойл-Пермь» // Инженерная практика. 2013. № 6–7. С. 132–139.
15. *Сургучев М.Л.* Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1965. № 3. С. 52–57.

Информация об авторах

Татьяна Павловна Популова – ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 2397-8138, <https://orcid.org/0009-0008-4416-955X>; e-mail: TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

Денис Геннадьевич Афонин – канд. техн. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5193-8631, <https://orcid.org/0009-0003-1096-5332>; e-mail: dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 02.06.2025

Принята к публикации 30.09.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

An integrated approach to analyzing the effectiveness and optimization of the reservoir pressure maintenance system using the case of a mature gas and oil field

Tatyana P. Populova , Denis G. Afonin

Tyumen Petroleum Research Center LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

Abstract. *Background.* At the late stage of development of mature gas and oil fields, optimizing the reservoir pressure maintenance system is a critical task for maximizing oil recovery and involving hard-to-recover reserves in development. *Objective.* To develop and test a comprehensive approach to analyzing the effectiveness and optimizing the reservoir pressure maintenance system, aimed at solving key problems. *Materials and methods.* By the case study of a mature gas and oil field, an integrated use of methods is considered, including expert analysis, CRM modeling and neural network modeling for predicting and optimizing injection rates, as well as technological solutions: cyclic flooding, the introduction of water intake wells and beam pumping units. *Results.* Three potential complications in managing effective flooding in reservoir AV1(1-2) were identified: nonproductive injection; heterogeneity of geological conditions affecting injection efficiency; and failure to achieve the required injection pressure for target injection rates. To solve these problems, methods are proposed that include shutting down injection wells with nonproductive injection, applying cyclic flooding, improving effective injection using targeted injection, as well as introducing water intake wells and beam pumps. *Conclusions.* The analysis of the results of applying the proposed strategy showed a significant effect: the implemented measures ensured additional oil production of 71.1 thousand t.

Keywords: reservoir pressure maintenance, mature field, flooding system, oil and gas field, efficient injection

Funding: the work received no funding.

For citation: Populova T.P., Afonin D.G. An integrated approach to analyzing the effectiveness and optimization of the reservoir pressure maintenance system using the case of a mature gas and oil field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 424-440. (In Russ.).

 Tatyana P. Populova, TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

© Populova T.P., Afonin D.G., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Tatyana P. Populova – conceptualization, investigation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Denis G. Afonin – project administration, supervision, writing – original draft.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Populova T.P. Identification of causes for decline in oil production due to increased water cut in mature fields. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2024. No. 6(152). P. 42–58. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2024-6-42-58>
2. Chusovitin A.A., Timchuk A.S., Grachev S.I. Study of geological and technological model of complex reservoirs of Smotlor field oil and gas deposits. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*. 2016. Vol. 15, No. 20. P. 246–260. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2016.20.5>
3. Smirnov D.S., Savchenko I.V., Dreiman V.A. et al. Evolution of design solutions for development the edge zone of layer AV₁¹⁻² of the Samotlorskoe field. *Oilfield Engineering*. 2019. No. 7(607). P. 5–12. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7\(607\)-5-12](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7(607)-5-12)
4. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. Method of distribution of injected water volumes along the square of an oil field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2013. No. 9. P. 19–24. (In Russ.).
5. Liu L., Liu Y., Yao J., Huang Z. Mechanistic study of cyclic water injection to enhance oil recovery in tight reservoirs with fracture deformation hysteresis. *Fuel*. 2020. Vol. 271. P. 117677. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117677>
6. Meng X., Zhang Q., Dai X. et al. Experimental and simulation investigations of cyclic water injection in low-permeability reservoir. *Arabian Journal of Geosciences*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 791. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07129-9>
7. Medvedev K.Yu. Prospects for the application of non-stationary waterflooding to increase the production of oil reserves. *Science. Innovations. Technologies*. 2017. No. 2. P. 147–158. (In Russ.).
8. Bekman A.D., Stepanov S.V., Ruchkin A.A., Zelenin D.V. A new algorithm for finding CRM-model coefficients. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2019. Vol. 5, No. 3. P. 164–185. (In Russ.).
9. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2020. Vol. 16, No. 1(21). P. 192–207. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
10. Ponomarev R.Yu., Ziazev R.R., Leshchenko A.A. et al. Algorithms for operational control of flooding with the use of physics-informed neural networks. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2024. No. 6(150). P. 42–51. (In Russ.).

11. Hashemi Fath A., Pouranfard A., Foroughizadeh P. Development of an artificial neural network model for prediction of bubble point pressure of crude oils. *Petroleum*. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 281–291. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.009>
12. Artun E. Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models. In: *SPE Western Regional Meeting*, Anchorage, Alaska, USA, 23–26 May 2016. Paper SPE-180488-MS. <https://doi.org/10.2118/180488-MS>
13. Akhunov Sh.M. Application of underground mineralised water to maintain reservoir pressure at oil fields. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2024. No. 1(102). P. 43–47. (In Russ.).
14. Shestakov A.A. Experience in using low-capacity pumping units in the reservoir pressure maintenance system of LUKOIL-Perm LLC. *Inzhenernaya praktika*. 2013. No. 6–7. P. 132–139. (In Russ.).
15. Surguchev M.L. Impulse (cyclic) impact to the reservoir to improve oil production. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 1965. No. 3. P. 52–57. (In Russ.).

Information about the authors

Tatyana P. Populova – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-4416-955X>; e-mail: TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

Denis G. Afonin – Senior Expert, Cand. Sci. (Eng.), Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-1096-5332>; e-mail: dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Received 2 June 2025

Accepted 30 September 2025

ENERGY RESOURCES OF THE EARTH'S CRUST: CHALLENGES OF THE MODERN ECONOMY

Original article

Demonstration of the importance of preprocessing the text fields of bibliometric records to identify promising research tasks: Case study of Scopus data on Petroleum Reservoir Engineering

Boris N. Chigarev ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* Nowadays, bibliometric analysis of data from abstract databases is often used to identify relevant research tasks in order to rationalize the use of financial and other resources. *Objective.* To demonstrate the importance of preprocessing the text fields of bibliometric records to build a network of co-occurrence of terms and the possibility of subsequent use of Scimago Graphica for detailed study of different slices of clustering results in order to identify relevant research topics. *Materials and methods.* A total of 8,051 records exported from Scopus and matching the filter: (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Petroleum Reservoir Engineering")) for the last ten years were used. VOSviewer and Scimago Graphica programs have been applied for bibliometric analysis. *Results.* The study showed the relevance of using the filter "LIMIT-TO EXACTKEYWORD" in the query to Scopus; the expediency of disclosing abbreviations in the text fields of records and preliminary clarification of texts; the effectiveness of using filters in the program Scimago Graphica to build a network of conjugation of terms in order to identify promising research topics. *Conclusions.* The promising research topics identified by the analysis can be described by the following terms: 1) nanopores, shale oil, pore size, molecular; 2) nanoparticles and nanofluids; 3) methane hydrate, hydrate saturation, hydrate bearing sediments. It is observed that in some cases, terms occurring in the same cluster are not the best choice for querying to expand the collection of publications on a given topic. Therefore, a separate study is proposed for this purpose using Apriori class algorithms.

Keywords: terms co-occurrence, text preprocessing, abbreviations, promising research tasks, VOSviewer, Scimago Graphica

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125021302095-2).

For citation: Chigarev B.N. Demonstration of the importance of preprocessing the text fields of bibliometric records to identify promising research tasks: Case study of Scopus data on Petroleum Reservoir Engineering. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 441–465.

✉ Boris. N. Chigarev, bchigarev@ipng.ru

© Chigarev B.N., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Introduction

Assessment of the significance of tasks within a given theme can contribute to the rational use of financial, human and other resources necessary for scientific research. Bibliometric analysis of data from abstract databases can serve as a basis for such assessments.

As an example of publications that reflect the above, the following works can be cited.

The paper [1] argues that peer review decisions provide >95% of the funding for academic medical research, so it is important to understand the effectiveness of peer review and how it can be improved.

The allocation of research funding relies on peer review, which can be biased. A study [2] analyzes interventions in peer review and decision-making to improve research funding practices.

Recently, funding agencies have begun to call for more research into improving funding allocation processes and seeking effective mechanisms for allocating research funds [3].

Currently, VOSviewer is the most widely used program for bibliometric research [4]. For example, according to a query to The Lens open abstract database, for the period from 1 January 2020 to 4 January 2025, the number of scholarly works in which the term VOSviewer appears in the “Title”, “Abstract”, “Keyword” or “Field of Study” fields was 15,526, while CiteSpace appears in 8,105 and Bibliometrix in 3,122 works.

However, the number of publications dealing with preprocessing of text fields, such as “Author Keywords” or “Abstracts”, is quite rare.

For example, if we add the term “lemmatization” to the previous query about VOSviewer, we find only one book chapter [5] and one article [6], in which the authors analyze bibliometric data from Scopus and Web of

Science on digital transformation, cleaned by lemmatization and stemming, and the article by the author of the present paper [7].

This is not to say that a more detailed search in more abstract databases will not find such publications, but only to point out that the use of VOSviewer in combination with text field preprocessing is rare and can be considered an underappreciated but important task. On the other hand, the preprocessing of texts is a classic task in text analysis [8].

In this paper, bibliometric data are sequentially analyzed using VOSviewer and Scimago Graphica to identify relevant research problems. No publications by other authors were found in which the parameters obtained from VOSviewer were used to filter the data and construct coordinate axes in Scimago Graphica program.

The above has defined the objectives of this study related to using VOSviewer for bibliometric analysis, which are to:

- Analyze some features of the fields “Author Keywords” and “Index Keywords”, which are valuable for clustering of terms based on their co-occurrence.

- Show the importance of disclosing abbreviations in text preparation before keyword clustering.

- Show the importance of preprocessing the text fields of bibliometric records.

- Provide an example of the usefulness and benefits of using abstract texts to identify topical issues through the case study of Petroleum Reservoir Engineering research in comparison to the Author keywords.

- Demonstrate the possibilities of using the Scimago Graphica program for detailed examination in the coordinates “average time of publication” – “average citation” of different slices of clustering results in order to identify relevant research topics.

Materials and methods

The Scopus data (8,051 records) corresponding to the query: (SUBJAREA(ENER) AND PUBYEAR > 2013 AND PUBYEAR < 2025 AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Petroleum Reservoir Engineering"))) AND (LIMIT-TO (DOCTYPE, "ar")) AND (LIMIT-TO (LANGUAGE, "English")) current as of 16 November 2024, was used as a basis for the analysis to identify relevant research challenges and to demonstrate some features of the bibliometric records that are useful to consider in doing so¹.

Key characteristics of the sample

If we use the field "Author Keywords" for term clustering, it should be noted that in the sample under consideration this field is not filled in 1,470 cases out of a total of 8,051 records.

At the same time, all records of the "Index Keywords" field are filled, and each record is assigned from 20 to 30 tags.

In the query used, the term "Petroleum Reservoir Engineering" was specified in the "Keywords" field. A direct search in the data exported from Scopus showed that this term occurs in all entries of the "Index Keywords" field, once in the "Author Keywords" field and 5 times in the "Abstract" field.

According to Scopus Support Center, "Indexed keywords are chosen by Scopus and are standardized to vocabularies derived from thesauri that Elsevier owns or licenses. Unlike author keywords, indexed keywords take into account synonyms, various spellings, and plurals"².

"Standardized vocabularies" actually determines what labels Scopus assigns to a given bibliometric record in the "Index Keywords" field.

Thus, by using LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Petroleum Reservoir Engineering") in the query, we significantly expand the output of records classified by Scopus on the topic of interest. This is important when there is an interest in enhancing the context of the topic of interest, allowing us to analyze what knowledge can be used to extend the topic under study. A promising topic should have a broad research area that can be exploited as a resource.

However, while expanding the sample, it is desirable to ensure that it remains relevant to the topic under study, so below are some characteristics of the sample used in the paper to demonstrate its appropriateness to the stated topic "Petroleum Reservoir Engineering".

The most frequent values of the SUBJECT AREA field from the file Scopus_exported_refine_values.csv are the following: Energy (8,051), Earth and Planetary Sciences (4,475), Chemical Engineering (1,854), Engineering (1,375), Chemistry (1,043), Mathematics (779), Environmental Science (463).

The most frequent values of the SOURCE TITLE field from the file Scopus_exported_refine_values.csv are the following: Journal of Petroleum Science and Engineering (1,627), Energy and Fuels (669), Fuel (588), Energies (581), Journal of Natural Gas Science and Engineering (475), Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (358), Petroleum Science and Technology (283), Geoenergy Science and Engineering (254), SPE Journal (238), Energy (173), International Journal of Greenhouse Gas Control (150), Energy Sources Part A Recovery Utilization and Environmental Effects (148).

¹ Supplementary materials for this article are available via Figshare:
<https://doi.org/10.6084/m9.figshare.28524263.v1>

² Scopus Support Center. URL:
https://service.elsevier.com/app/answers/detail/a_id/21730/supporthub/scopus/kw/index+keywords+field/ (accessed 20 February 2025).

The most frequent values of the KEYWORD field from the file Scopus_exported_refine_values.csv are the following: Petroleum Reservoir Engineering (8,051), Petroleum Reservoirs (3,941), Hydrocarbon Reservoir (1,965), Oil Well Flooding (1,588), Permeability (1,536), Fracture (1,485), Enhanced Recovery (1,379), Carbon Dioxide (1,266), Crude Oil (1,252), Enhanced Oil Recovery (1,237), Gases (1,180), Low Permeability Reservoirs (1,139), Porosity (1,084), Reservoirs (water) (1,070).

The above field values are in good agreement with the Petroleum Reservoir Engineering theme. This indicates the adequacy of the sample used for the analysis.

Although the term “Petroleum Reservoir Engineering” rarely appears in the text fields of the articles themselves (Title, Abstract, Author Keywords), the tags (Index Keywords) assigned to the articles by Scopus can be used to create queries to the database.

The most frequent values of the COUNTRY field from the file Scopus_exported_refine_values.csv are the following: China (4,359), United States (1496), Iran (754), Canada (593), United Kingdom (358), Australia (348), Saudi Arabia (226), Russian Federation (191), Brazil (169), India (150), Norway (131), France (121), Germany (117).

The publications of Russian researchers are underrepresented in international journals; for example, Iran has been under sanctions for a long time, but has much more international publications. Certainly, Russia has many high-quality journals on oil and gas, but English-language publications also fulfill a marketing role to promote the interests of research groups. For example, China, with 4,359 publications, is comparable to the sum of the publications of the other countries in this list – 4,654.

To participate in international projects, not only scientific but also industrial, it is crucial to promote the country’s technologies and competencies and to establish contacts. The identification of technological capabilities of advanced competencies is largely based on the analysis of scientific literature [9], which determines the importance of publications in international journals.

Scientific publications play a vital role in promoting and ensuring energy security by providing critical insights, frameworks and data that inform policy decisions [10].

This study is limited by the use of author keywords and text abstracts to identify relevant research tasks related to the topic “Petroleum Reservoir Engineering” and the importance of preprocessing the text fields.

Methods and programs in use

The following programs were used for bibliometric analysis: VOSviewer [4] and Scimago Graphica [11].

In preparing the data for analysis, a list of abbreviations occurring in the author keywords was compiled. The 80 most frequent abbreviations were expanded to their full names.

When creating a list of abbreviations, there may be ambiguous abbreviations that were not considered in our case, e.g., ES → effective stress, effective simulation.

Identified author keywords differing only in plural or singular are reduced to singular. Keywords distinguished by the presence or absence of a hyphen or short dash were reduced to the form containing only spaces. Some spellings have been replaced, such as “huff ’n’ puff” to “huff and puff”. Bracketed terms, including markup tags, have been removed. All terms have been lower-cased in the preparatory materials and figures. For brevity, we will use the term “normalization” to refer to such preprocessing of terms.

The importance of normalization can be seen by the fact that the total number of unique author keywords reduced to lowercase only was 16,102 and 15,215 after the normalization procedure.

Examples of meaningful substitutions are the abbreviations EOR → enhanced oil recovery, CO₂ → carbon dioxide, CBM → coalbed methane, the plural reservoirs → reservoir, storages → storage, a term containing a hyphen two-phase flow → two phase flow, a keyword containing an abbreviation in parentheses enhanced oil recovery (EOR) → enhanced oil recovery.

Without normalization of the abstract texts and taking all 16,102 unique author keywords in their original spelling, only 9,502 of them occur in 8,051 abstract texts ($9,502 \cdot 100 / 16,102 = 59\%$).

This means that only 59% of the author keywords occur at least once in the abstract texts in their original spelling.

This can be an issue when selecting keywords to build queries for literature searches – experts select the articles they are looking for by their titles and abstracts. Also, the “Author Keyword” field may be less populated than the “Abstract” field in abstract databases.

Indexed keywords are not used in this paper, but for reference we note that despite the fact that there are more such words in each entry than author keywords and all entries are populated, unlike author keywords, their occurrence in the abstract texts is somewhat lower, amounting to about 51%.

When constructing the overall landscape of term co-occurrence using the VOSviewer program, the difference between the network of key terms in the original spelling and the normalized one is visually not very striking and requires a more detailed examination of the json files (available in supplementary materials) at

app.vosviewer.com. When analyzing particular network slices with the Scimago Graphica program, the difference is more noticeable.

Results and discussion

Comparison of author keywords clustering with and without term normalization

The easiest way to compare the clustering of author keywords with and without term normalization is to use the VOSviewer program and construct a co-occurrence network of author keywords for both cases.

The co-occurrence network of author keywords using the original values of the “Author Keywords” field and constructed using the following parameters: the total number of author keywords defined by the program is 16,102, of which 966 occur five or more times. Using 400 keywords with the highest overall strength of connections and a minimum cluster size of 50, five clusters were obtained, a fragment of which is shown in Fig. 1.

The issue of lack of keyword normalization is visible, for example, “enhanced oil recovery” and “EOR” are both found in the blue cluster, while “coalbed methane” and “CMB” are found in the green cluster.

For detailed review of this network, the file `AuKWsGrt4Top400Min50.json` placed in supplementary materials can be used at <https://app.vosviewer.com/>.

The network of co-occurrence of author keywords during normalization of terms of the “Author Keywords” field is constructed under the following parameters: the total number of normalized author keywords defined by the program is 15,215, of which 969 occur five or more times. Using 400 keywords with the greatest total link strength and minimum cluster size = 50, five clusters were obtained, a fragment of which is shown in Fig. 2.

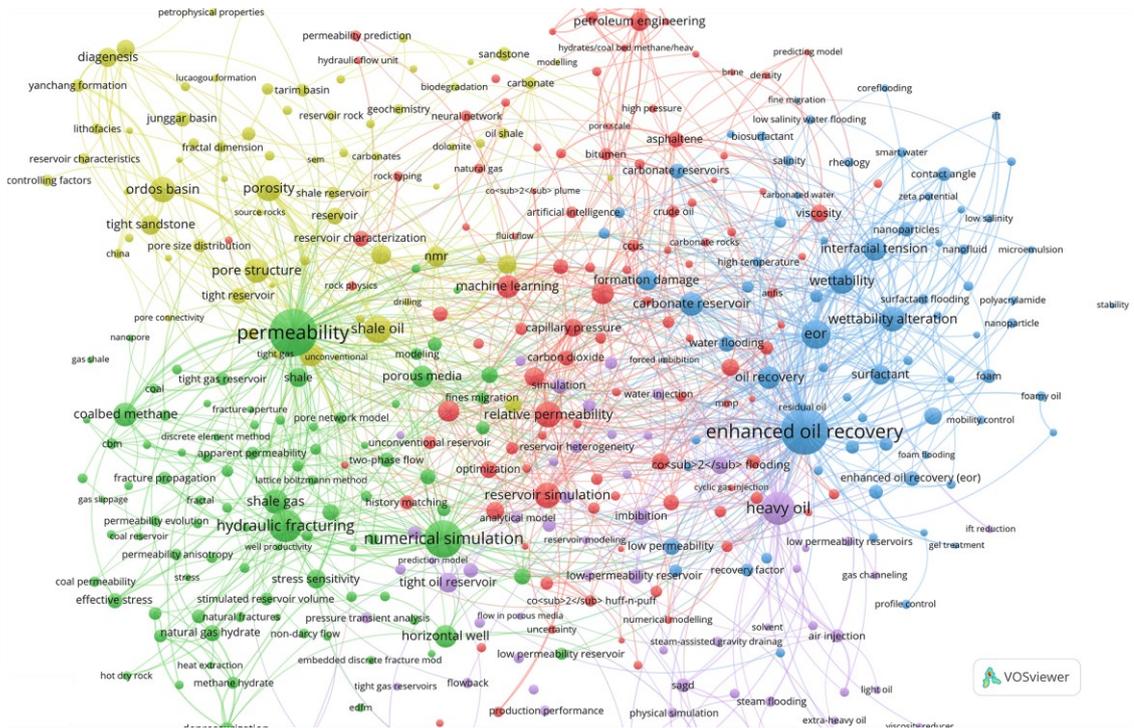


Fig. 1. Fragment of the co-occurrence network of the original author keywords

Рис. 1. Фрагмент сети совместной встречаемости исходных авторских ключевых слов

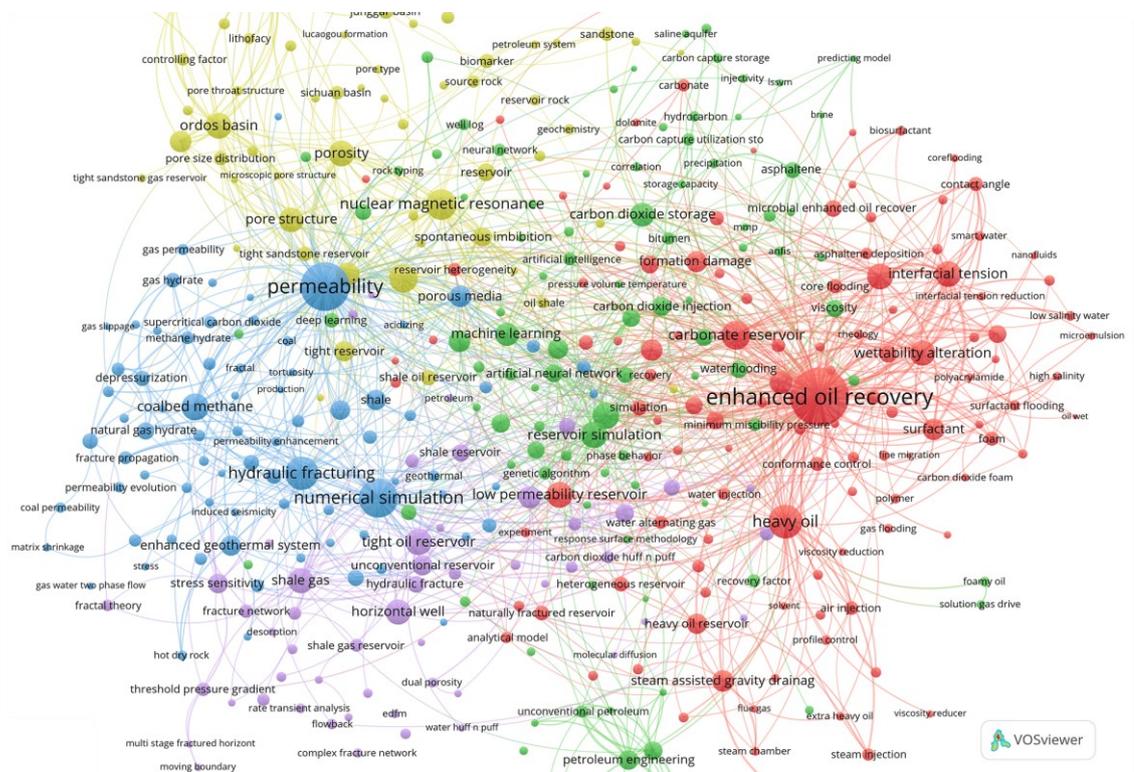


Fig. 2. Fragment of the co-occurrence network of normalized author keywords

Рис. 2. Фрагмент сети совместной встречаемости нормализованных авторских ключевых слов

There are notable similarities between Figs. 1 and 2. For example, the most commonly used terms “enhanced oil recovery”, “permeability” could still serve as the names of their clusters, but the term “heavy oil” got into the red cluster during normalization, while in the first figure it is in the purple cluster.

For detailed review of this network, the file `AuKWsGrt4Top400Min50norm.json` placed in supplementary materials can be used at <https://app.vosviewer.com/>.

Table 1 presents the terms in closely related clusters of author keywords obtained by the above two methods.

Table 1. Comparison of two clusters, conventionally labeled as “permeability”

Табл. 1. Сравнение двух кластеров, условно обозначенных как «permeability»

Normalized author keywords	Occurrence	Original author keywords	Occurrence
permeability	392	permeability	392
numerical simulation	250	numerical simulation	245
hydraulic fracturing	187	hydraulic fracturing	187
coalbed methane	125	shale gas	104
porous media	80	coalbed methane	99
enhanced geothermal system	71	horizontal well	88
shale	69	porous media	80
fracture	66	shale	63
natural gas hydrate	51	stress sensitivity	63
two phase flow	44	fracture	48
natural fracture	42	natural gas hydrate	48
tight gas reservoir	42	adsorption	45
depressurization	41	tight oil reservoirs	45
effective stress	40	depressurization	41
gas hydrate	38	effective stress	40
geothermal energy	35	hydraulic fracture	40
temperature	32	two-phase flow	37
mathematical model	31	geothermal energy	35
stimulated reservoir volume	30	enhanced geothermal system	34
finest migration	29	temperature	32
fracture propagation	29	mathematical model	31
gas production	28	apparent permeability	29
methane hydrate	28	finest migration	29
fracturing fluid	27	tight gas reservoir	29
pore network model	27	fracture propagation	28
coalbed methane reservoir	26	gas hydrate	28
modeling	26	gas production	28
supercritical carbon dioxide	26	stimulated reservoir volume	28
finite element method	25	low permeability reservoir	27
permeability anisotropy	24	methane hydrate	26

The terms “permeability”, “numerical simulation”, “hydraulic fracturing” having the same spelling occur in both columns with the same frequency. But already “coalbed methane”

occurs 125 times in the left column and 99 times in the right column. Similarly, “two-phase flow” – 44 and “two-phase flow” – 37 times and so on.

Table 2 presents the terms “reservoir simulation,” “relative permeability,” “machine learning” and “heterogeneity,” which consistently reflect a specific topic.

Normalization led to a change in the frequency of occurrence of the terms, but the topic they describe remained unchanged.

Table 2. Comparison of two clusters, conventionally labeled as “reservoir simulation”

Табл. 2. Сравнение двух кластеров, условно обозначенных как «reservoir simulation»

Normalized author keywords	Occurrence	Original author keywords	Occurrence
reservoir simulation	120	relative permeability	116
relative permeability	116	reservoir simulation	115
carbon dioxide storage	96	machine learning	90
machine learning	91	CO2 storage	85
heterogeneity	79	heterogeneity	79
carbon dioxide sequestration	72	CO2 sequestration	66
petroleum engineering	65	petroleum engineering	65
carbon dioxide injection	61	oil/gas reservoirs	58
oil/gas reservoir	58	sensitivity analysis	57
sensitivity analysis	57	capillary pressure	55
artificial neural network	55	viscosity	52
capillary pressure	55	waterflooding	52
carbon dioxide enhanced oil recovery	52	CO2 injection	50
viscosity	52	optimization	50
waterflooding	52	asphaltene	44
optimization	50	gas injection	43
asphaltene	45	reservoir characterization	43
in situ combustion	43	artificial neural network	41
reservoir characterization	43	carbon dioxide	40
history matching	40	deep learning	38
deep learning	38	history matching	35
recovery factor	29	CO2	32
artificial intelligence	28	asphaltene precipitation	31
genetic algorithm	28	unconventional reservoir	31
minimum miscibility pressure	28	tight reservoirs	28
bitumen	27	bitumen	27
carbon capture utilization storage	27	CCUS	27
numerical modeling	27	numerical modeling	27
unconventional petroleum	27	oil recovery factor	27
crude oil	26	unconventional petroleum	27

In the original records, the term “reservoir simulation” was referred to in both singular and plural, which caused the observed difference in the data columns; even more frequently, the term “artificial neural network” appears in both singular and plural.

On the other hand, terms with the single spelling “heterogeneity”, “viscosity”, “deep

learning”, “numerical modeling” and “bitumen” occur the same number of times in both columns.

An example of a significant difference in occurrence is the term “gas injection”, which appears on the right side of Table 2 and on the left side of Table 4.

The term “tight reservoir” does not appear in the cluster of normalized keywords, but it appears in the right-hand column in the plural “tight reservoirs”.

The term “waterflooding” appears 52 times in both columns of this table and in the spelling “water flooding” in Table 3. This term was not normalized in the process of preparing the author keywords.

Table 3. Comparison of two clusters, conventionally labeled as “enhanced oil recovery”

Табл. 3. Сравнение двух кластеров, условно обозначенных как «enhanced oil recovery»

Normalized author keywords	Occurrence	Original author keywords	Occurrence
enhanced oil recovery	563	enhanced oil recovery	384
heavy oil	194	EOR	147
carbonate reservoir	139	wettability	112
interfacial tension	115	wettability alteration	108
low permeability reservoir	114	carbonate reservoir	99
wettability	112	interfacial tension	92
wettability alteration	109	oil recovery	89
oil recovery	89	formation damage	73
steam assisted gravity drainage	78	surfactant	68
surfactant	78	polymer flooding	52
carbon dioxide	77	low permeability	50
formation damage	73	water flooding	47
heavy oil reservoir	68	carbonate reservoirs	40
carbon dioxide flooding	54	enhanced oil recovery (eor)	39
nanoparticle	54	nanoparticles	36
polymer flooding	52	foam	35
water flooding	50	conformance control	34
imbibition	49	contact angle	34
microbial enhanced oil recovery	47	improved oil recovery	32
simulation	41	sweep efficiency	31
naturally fractured reservoir	37	core flooding	30
heterogeneous reservoir	36	low-permeability reservoirs	29
foam	35	recovery factor	29
oil reservoir	35	microbial enhanced oil recovery	25
carbonate rock	34	asphaltene deposition	23
conformance control	34	heavy oil reservoirs	22
contact angle	34	carbonate rock	21
core flooding	34	permeability reduction	21
air injection	32	nanofluid	20
asphaltene precipitation	31	salinity	20

In the right part of the table there are different spellings of the term: “enhanced oil recovery”, “EOR”, and “enhanced oil recovery (EOR)”, which can significantly affect the clustering results due to the wide use of this term.

The importance of writing the term with and without hyphen can be seen in this table. “low-permeability reservoir” occurs 114 times in the left column and “low-permeability reservoirs” occurs 29 times in the right column, while ‘low-permeability reservoir’ occurs 27 times but already in Table 1.

The term “heavy oil reservoir” appears 68 times in the left column of Table 3 and 44 times in the right column of Table 4. In the right column of Table 3, this term appears 22 times in the plural form. This is an example of how refusing to normalize terms can lead to the same term appearing in different clusters in singular or plural form. The importance of normalization

to the singular is also shown by the fact that “nanoparticle” occurs 54 times on the left side, and “nanoparticles” 36 times on the right side of the Table 3.

The normalized and original terms presented in Table 4 differ slightly in their frequency of occurrence, similarly describing the topic of “tight oil reservoir”.

Table 4. Comparison of two clusters, conventionally labeled as “tight oil reservoir”

Табл. 4. Сравнение двух кластеров, условно обозначенных как «tight oil reservoir»

Normalized author keywords	Occurrence	Original author keywords	Occurrence
tight oil reservoir	116	heavy oil	192
horizontal well	107	tight oil reservoir	69
shale gas	107	CO2 flooding	52
fractured reservoir	81	imbibition	49
unconventional reservoir	69	heavy oil reservoir	44
stress sensitivity	66	simulation	41
low permeability	58	low-permeability reservoir	40
shale reservoir	52	unconventional reservoirs	38
hydraulic fracture	48	SAGD	34
adsorption	45	air injection	32
gas injection	43	geomechanics	32
improved oil recovery	33	fractured reservoirs	30
geomechanic	32	reservoir heterogeneity	30
fracture network	31	threshold pressure gradient	30
threshold pressure gradient	31	multiphase flow	29
shale gas reservoir	30	oil reservoir	28
apparent permeability	29	recovery	26
multiphase flow	29	steam injection	25
carbon dioxide huff n puff	27	water injection	24
diffusion	25	fractal theory	23
pressure transient analysis	25	analytical model	22
fractal theory	23	pressure transient analysis	22
huff n puff	23	heat transfer	20
flowback	19	steam flooding	20
production performance	19	flowback	19
dual porosity	18	numerical model	19
gas condensate	18	production performance	19
non darcy flow	18	thermal recovery	19
flow regime	16	water cut	19
rate transient analysis	16	water saturation	19

The most important thing to note in this table is that the term “heavy oil” is the most frequent term in the right column, but it appears in the left column in Table 3.

The terms “fractured reservoir” and “unconventional reservoir” occur in the singular in the left column, but in the plural in the right column.

The term “shale gas reservoir” does not appear in the right column.

In Table 5, the terms “shale oil” and ‘porosity’ occur with equal frequency in the left

and right columns. However, the normalized value “nuclear magnetic resonance” occurs more frequently than the original, where it may appear as the abbreviation NMR.

Table 5. Comparison of two clusters, conventionally labeled as “shale oil” and “porosity”

Табл. 5. Сравнение двух кластеров, условно обозначенных как «shale oil» and «porosity»

Normalized author keywords	Occurrence	Original author keywords	Occurrence
nuclear magnetic resonance	156	shale oil	137
shale oil	137	porosity	114
porosity	114	Ordos Basin	113
Ordos Basin	113	pore structure	101
pore structure	101	tight oil	92
tight oil	94	NMR	74
tight sandstone	77	tight sandstone	70
tight reservoir	70	nuclear magnetic resonance	69
diagenesis	66	diagenesis	66
spontaneous imbibition	62	spontaneous imbibition	61
reservoir quality	58	reservoir quality	58
reservoir	56	fractured reservoir	51
shale oil reservoir	41	reservoir	50
Junggar Basin	40	tight reservoir	42
tight sandstone reservoir	37	Junggar Basin	40
sandstone	34	sandstone	33
biomarker	33	pore size distribution	31
pore size distribution	33	Sichuan Basin	31
Sichuan Basin	31	Tarim Basin	28
Tarim Basin	28	Yanchang Formation	28
Yanchang Formation	28	shale reservoir	27
controlling factor	27	carbonate	26
source rock	26	shale oil reservoir	24
oil shale	23	tight sandstone reservoir	24
lithofacy	22	controlling factors	23
reservoir rock	22	oil shale	22
fractal dimension	21	fractal dimension	21
reservoir characteristic	21	lithofacies	21
sandstone reservoir	21	reservoir characteristics	21
Songliao Basin	20	reservoir rock	20

This table is interesting because the lack of disclosure of abbreviations (NMR→nuclear magnetic resonance) can cause that the most frequently occurring term is different on the left and right side of the table.

This table lists the names of the basins “Ordos Basin”, “Junggar Basin”, “Sichuan Basin”, “Tarim Basin”, “Songliao Basin” – all

these basins are located in China. This is consistent with the large number of Chinese publications in the studied sample of bibliometric records.

It should be noted that the above tables only summarize the 30 most frequent terms from the full keyword occurrence tables, so the term occurrence amounts may not match.

The comparison of the terms in the tables above helped to illustrate the importance of term normalization on the results of term clustering.

The importance of term normalization will become even more evident in the next section.

Using the Scimago Graphica program to identify promising research tasks

Within the framework of this article, the promising research tasks are assumed to be described by the author keywords that occur more often in new publications that have a high citation rate and connection with other terms. Technically, this can be visualized as a slice of the network of co-occurrence of terms represented in the coordinates “Average publication year of the documents in which a keyword occurs” (avg. pub. year) and “Average normalized number of citations” (avg. norm. citations).

Let's explain the concepts used by quoting from the VOSviewer manual: “Avg. norm. citations. The average normalized number of citations received by the documents in which a keyword or a term occurs... The normalized number of citations of a document equals the number of citations of the document divided by the average number of citations of all documents published in the same year and included in the data that is provided to VOSviewer”³.

For a better understanding of the content of the publications selected as examples, their titles and my abbreviated version of the abstract are given in the body of the paper; they are enclosed in quotation marks to emphasize that this is not plagiarism but citation.

³ van Eck N.J., Waltman L. Manual for VOSviewer version 1.6.20. URL: https://www.vosviewer.com/documentation/Manual_VOSviewer_1.6.20.pdf (accessed 20 February 2025).

Fig. 3 shows the graph of the term co-occurrence network constructed for author keywords taking into account their normalization. The following constraints were used to construct the graph in Scimago Graphica software: clusters 1, 2, 3 out of five obtained for normalized author keywords by VOSviewer software; total link strength ≥ 44 ; avg. norm. citations ≥ 1 ; degree ≥ 25 . Degree was calculated for the prebuilt network, then the data from this network was exported, the co-occurrence network was re-built using the exported data, and then the degree ≥ 25 filter was implemented to limit the number of terms displayed in the graph. This filter leaves only terms that are well related to other terms in the graph, which is important for identifying a local topic described by a number of co-occurring terms. An analogous result can be obtained by applying the “link strength” and “total link strength” filters to the original graph, but all these parameters are calculated for the network in question, so the resulting values may differ. In this case, the capabilities of Scimago Graphica were demonstrated. Filters are used to display only the terms most relevant to the analysis being performed to improve the readability of the graph in the publication.

The degree of a node is defined as the number of links it has with other nodes in the network.

According to the VOSviewer manual, “Total link strength attribute indicates the /total strength of the links of an item with other items”⁴.

⁴ Ibid.

Short summary of the abstract: “Exposure of various nanofluids from zirconium dioxide (ZrO₂), calcium carbonate (CaCO₃), titanium dioxide (TiO₂), silicon dioxide (SiO₂), magnesium oxide (MgO), aluminium oxide (Al₂O₃), cerium oxide (CeO₂) and carbon nanotubes (CNT) on the wettability of carbonate rocks were investigated for enhanced oil recovery from oil reservoirs. The results of

spontaneous imbibition tests and core flooding experiments confirm the active role of CaCO₃ and SiO₂ nanoparticles in enhanced oil recovery. It is shown that both irreducible water saturation and inlet capillary pressure increased after treatment with CaCO₃ nanofluid.”

Fig. 4 shows a graph constructed under the same conditions as the previous one, but for the original author keywords.

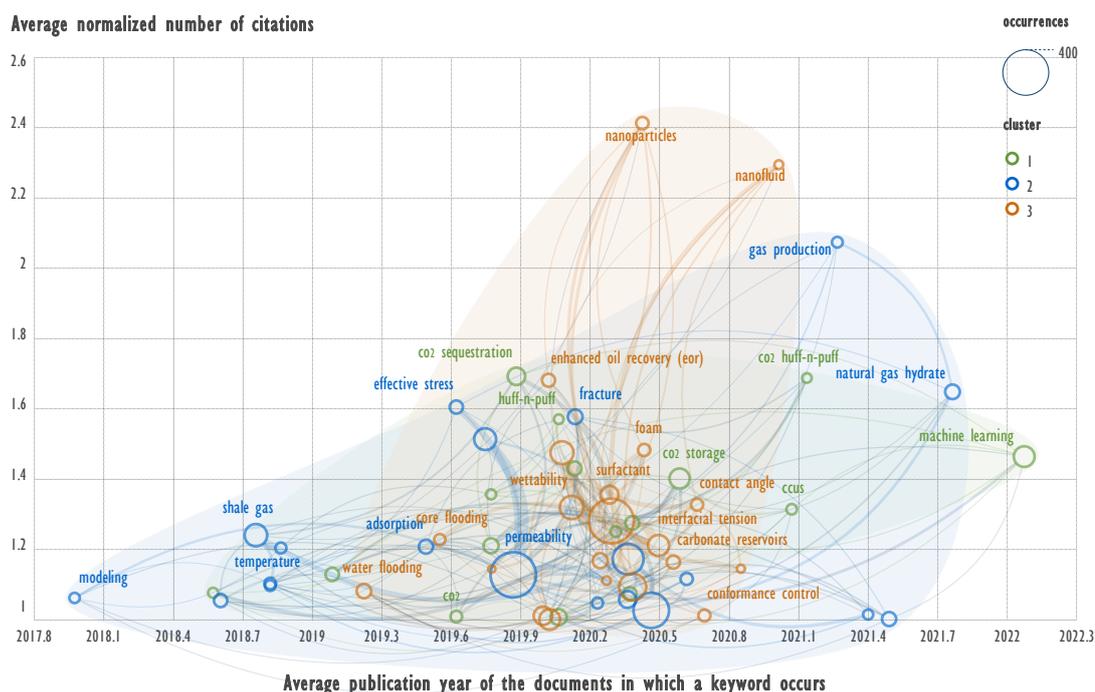


Fig. 4. Co-occurrence network of the original author keywords with respect to the constraints presented in Fig. 3

Рис. 4. Сеть совместной встречаемости исходных авторских ключевых слов с учетом ограничений, представленных на рис. 3

The lack of normalization of term spelling affected the clustering. This is particularly noticeable for the second cluster in this figure. The term “methane hydrate” is not reflected on it, and it is found in articles with high citations according to the previous figure. In the third cluster, the terms “nanoparticles” and “nanofluids” are present, but the term “carbonates”, as in the previous figure, is not present, and it is found in more recent

publications. The first cluster in this figure does not contain the term “deep learning”, which is found in newer publications with good citations. If we refer to the interactive web page provided in supplementary materials, we can see those two spellings “enhanced oil recovery” and “enhanced oil recovery (EOR)” are presented in the graph. This example illustrates well the importance of preprocessing of the text fields on the obtained results.

Co-occurrence network analysis of terms in the text of abstracts

The VOSviewer program allows to build a co-occurrence network not only for author and index keywords, but also for terms presented in abstract texts. VOSviewer generates a list of noun phrases and brings the terms to the singular number, more details can be found in the manual of the program.

This approach to defining key terms works well, but in the text of abstracts of scientific papers it is quite often found abbreviations of the most commonly used terms in the given research area, e.g., EOR → enhanced oil recovery.

Therefore, the previously compiled list of abbreviations (thesaurus_terms.txt file) was used to construct a network of co-occurrence of terms in the abstract texts. It should be noted that VOSviewer performs whole term replacement, i.e. if in file thesaurus_terms.txt we specified that “EOR → enhanced oil recovery”, the term “CO₂ EOR process” will not be replaced, but the individual term “EOR” will be replaced by “enhanced oil recovery”. Going beyond this example, it is possible to perform an additional iteration of term normalization by analyzing the terms used to build the network and expanding the list of replacements in thesaurus_terms.txt. Another way is to perform term substitution in the original abstract text (or titles).

A private observation of the author of this paper shows that the use of textual fields of titles and abstracts is underestimated in many publications, the construction of a network of keywords is significantly more frequent. At the same time, the use of title and abstract fields to build a network of terms co-occurrence, in my opinion, gives more coherent clusters and their number is smaller.

The point is that subject matter experts assess the need for further study of an article not

by its keywords, but by its title and abstract. The abstract and title fields in the dataset we studied were filled in completely, while the author keywords had 1,470 blank fields out of 8,051 total fields.

Another example, exporting from OnePetro downloads titles and abstracts, but not keywords.

The situation is even worse for The Lens database: the query Filters: Year Published = (2024–2024) Subject = (Geochemistry and Petrology) received Scholarly Works (12,482). In 12,482 records a little more than half (6,851) of the abstracts are missing and almost all Keywords fields are empty (11,911).

Another example is using the “Publish or Perish” program, which can query a large number of resources, including OpenAlex, and the saved files have Title and Abstract fields, but no keywords.

Also, RSS feeds from topical sites have header and body fields, but not keyword fields.

For example, on the old Springer site (link.springer.com/search), you can use RSS with the fields: title and description (which includes an abstract), but not keywords.

According to the text fields of the given examples, it is possible to build a network of term co-occurrence and evaluate the topicality of the collected materials using VOSviewer.

In accordance with the above, Fig. 5 presents the network of co-occurrences of the terms contained in the texts of the abstracts, taking into account the disclosure of abbreviations.

First cluster (red)

Most frequently appearing terms (Occurrences score): accuracy (499), stress (461), algorithm (384), horizontal well (326), hydraulic fracture (292), reservoir model (288), coal (280).

Second cluster (green)

Most frequently appearing terms (Occurrences score): oil recovery (1,269), enhanced oil recovery (878), concentration (670), crude oil (630), viscosity (560), wettability (422), interfacial tension (410).

Terms most frequently used in new publications (Avg. pub. year score): dispersion stability (2022.6667), promising alternative (2022.4), microfluidic experiment (2022.25), imbibition efficiency (2022.2308), oilwater interfacial tension (2022.1818), MD simulation (2022.0833), experimental finding (2022). Here: MD → molecular dynamics.

Terms most frequently used in highly cited publications (Avg. norm. citations score): potential solution (2.9926), disjoining pressure (2.8678), viscoelastic property (2.5119), PAM (2.4066), nanotechnology (2.1721), early breakthrough (2.1437), CO₂ foam (2.1364). Here: PAM → polyacrylamide.

Third cluster (blue)

Most frequently appearing terms (Occurrences score): pore (749), content (487), sandstone (460), basin (450), hydrocarbon (434), dissolution (410), pore structure (348).

Terms most frequently used in new publications (Avg. pub. year score): development efficiency (2022.7857), shale oil resource (2022.7727), Qingshankou Formation (2022.3333), seepage capacity (2022.3214), basalt (2022.2308), movable oil (2022.1579), Baikouquan Formation (2022.125).

Terms most frequently used in highly cited publications (Avg. norm. citations score): macro pore (2.324), Winland (2.2597), pore geometry (2.198), pore distribution (2.185), burial history (2.1773), CT scanning (2.1137), host rock (2.1036). Here: CT → computed tomography.

Fourth cluster (khaki)

Most frequently appearing terms (Occurrences score): heavy oil reservoir (394), heavy oil (326), steam (246), oil recovery factor (197), oil viscosity (188), CO₂ flooding (158), solvent (154).

Terms most frequently used in new publications (Avg. pub. year score): underground hydrogen storage (2023.2609), hydrogen production (2023.1333), formation energy (2022.6429), nuclear magnetic resonance technology (2022.6), recovery degree (2022.5882), CO₂ storage efficiency (2022.4615), cushion gas (2022.4545).

Terms most frequently used in highly cited publications (Avg. norm. citations score): cushion gas (3.6855), underground hydrogen storage (3.5665), hydrogen storage (3.5626), hydrogen production (2.897), good potential (2.7012), CO₂ geological storage (2.317), residual trapping (2.2258).

The term “underground hydrogen storage” is more common in new highly cited publications, but the publications themselves are still few, so this term is not reflected in Figs. 6 and 7, where the term occurrence restriction is used.

Application of the Scimago Graphica program to identify promising research tasks using different restrictive filters

Below are the graphs plotted with Scimago Graphica software in the coordinates “Average normalized number of citations” and “Average publication year of the documents in which a keyword occurs” using different restriction filters.

Fig. 6 is plotted using the following sampling constraints: clusters 1, 2, 3; total link strength ≥ 100 ; occurrences ≥ 100 ; avg. norm. citations ≥ 1 .

The term “nanoparticle” often occurs with the terms “enhanced oil recovery”, “interfacial tension”, “wettability”, referring already to the same cluster.

A sequential search for the occurrence of terms in the text fields of all records yields: nanoparticle → 248, enhanced oil recovery → 145, interfacial tension → 69, wettability → 53, rock surface → 9.

The fact that a sequential search for the five terms yielded 9 results indicates the stability of the topic they are describing.

Of the nine articles, the most relevant is “Adsorption analysis of natural anionic surfactant for enhanced oil recovery: The role of mineralogy, salinity, alkalinity and nanoparticles” [17] which has 228 citations.

Short summary of the abstract: “Anionic surfactants are widely used as effective chemical reagents for enhanced oil recovery. This study deals with the equilibrium adsorption and kinetics of anionic surfactant synthesised from soapnut fruit on sandstone, carbonate and bentonite clay, which are reservoir rocks. The presence of alkali and nanoparticles reduces the loss of surfactant during adsorption and has a synergistic effect in reducing the interfacial tension, which is favourable for the application of surfactant in oil recovery”.

Fig. 7 is plotted using the following sampling constraints: clusters 1 and 3; total link strength ≥ 100 ; occurrences ≥ 20 ; avg. norm. citations ≥ 1.5 .

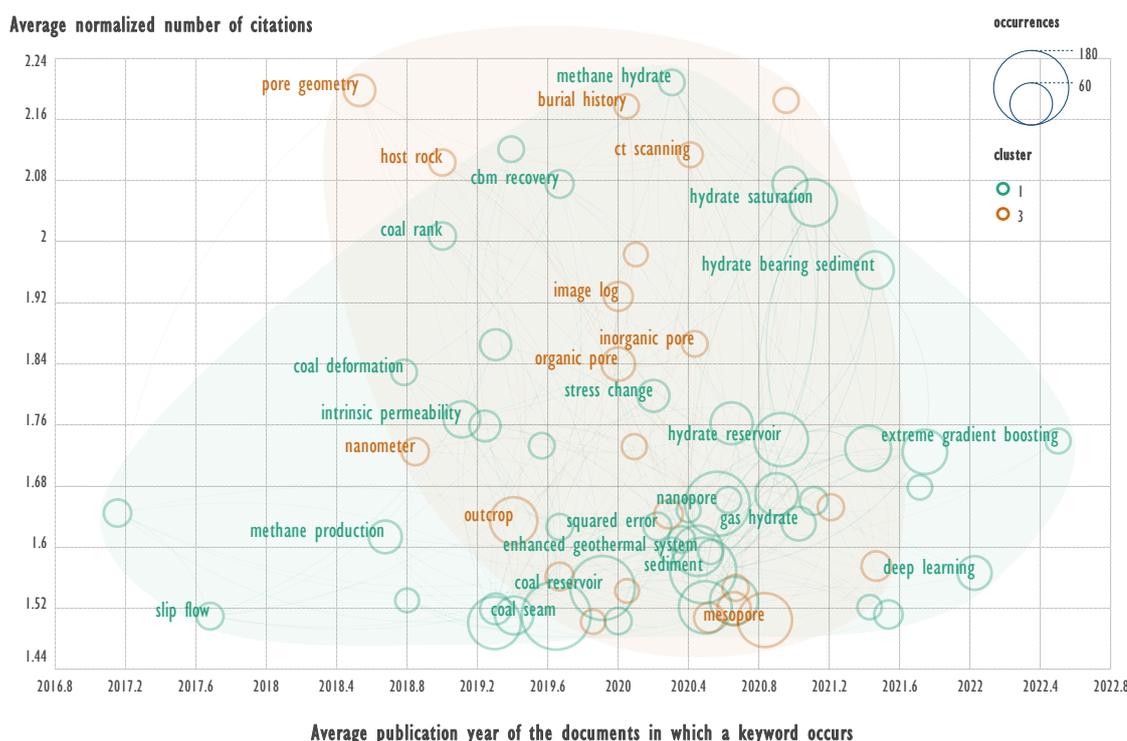


Fig. 7. Co-occurrence network of key terms used in the abstract texts, with respect to the constraints: clusters 1 and 3; total link strength ≥ 100 ; occurrences ≥ 20 ; avg. norm. citations ≥ 1.5

Рис. 7. Сеть совместной встречаемости ключевых терминов, содержащихся в текстах аннотаций, с учетом ограничений: кластеры 1 и 3; общая сила связи ≥ 100 ; occurrences ≥ 20 ; средняя нормализованная цитируемость $\geq 1,5$

This graph shows only the two clusters shown in Fig. 5 – the first and the third. A significant difference with Fig. 6 is that this data slice includes more rarely occurring terms (occurrences ≥ 20 vs. occurrences ≥ 100) and the threshold for the average normalized citation is raised (avg. norm. citations ≥ 1.5 vs. avg. norm. citations ≥ 1). Also note the slight shift of the right-most value on the average publication time axis (2022.8 vs. 2921.6).

Thus, this slice can be seen as a reflection of the more promising topics: there are not many publications yet, but they are more cited and published more recently.

For the sake of brevity, let us consider only one new topic that appeared in the first cluster and is described by the terms: methane hydrate, hydrate saturation, hydrate bearing sediment.

A sequential search for the occurrence of terms in the text fields of all records yields: methane hydrate \rightarrow 49, hydrate saturation \rightarrow 24, hydrate bearing sediment \rightarrow 5. Note that the number of publications is lower than in the examples in the previous figure.

Publication “Experimental study on the gas phase permeability of methane hydrate-bearing clayey sediments” [18] has been cited 74 times. Short summary of the abstract: “The permeability of hydrate-bearing sediments is one of the important parameters affecting the rate of gas production in hydrate reservoirs. In this paper, a series of experiments were conducted to investigate the gas-phase permeability of kaolin clay under different hydrate saturation. The results showed that the gas-phase permeability of kaolin clay firstly decreases and then increases with increasing hydrate saturation. The gas-phase permeability of hydrate-saturated clay samples at high effective axial stress is lower than that at low stress, which is due to pore space compaction.”

It was interesting to find the area of application of the method “extreme gradient boosting”; such publications turned out to be 18 such publications.

It was interesting to find the area of application of the “extreme gradient boosting” method. 18 such publications were found.

The most interesting article [19] has been cited 86 times. However, none of the 18 publication abstracts contained the term “hydrate”, suggesting that the inclusion of the term “extreme gradient boosting” in this cluster is due to co-occurrence with other terms, such as “permeability”, but not “hydrate”. The term “permeability” may be relevant in the context of records relating to “CBM recovery”, which in turn has a relationship to the term “methane hydrate”.

This example shows that a terms co-occurrence network, although a clear method for identifying relevant or promising research tasks, is not always convenient for extending literature collection by composing queries from co-occurring terms. For query generation, the direct method of determining the co-occurrence of terms (by algorithms like Apriori) may be more promising than assigning terms to a single cluster.

Conclusions

Despite the fact that the index keywords used in a query to Scopus is rarely found in author keywords and abstracts, bibliometric records exported by such a query are relevant to the given topic.

The given examples show the importance of preprocessing text fields before performing term clustering.

The expediency of disclosing the abbreviations of key terms when constructing the terms co-occurrence network encountered in the abstracts of publications by the VOSviewer program is shown.

The effectiveness of using filters in the Scimago Graphica program to construct a term co-occurrence network to identify promising research topics is demonstrated.

It has been observed that in some cases terms occurring in the same cluster are not the best choice for querying to expand the collection of publications on a given topic. It is proposed to conduct a separate study

on the use of Apriori class algorithms for this purpose.

Promising research tasks can be described by the following terms according to the bibliometric data used: 1) nanopore, shale oil, pore size, molecular; 2) nanoparticle, enhanced oil recovery, interfacial tension, wettability, rock surface; 3) methane hydrate, hydrate saturation, hydrate bearing sediments.

Author contributions

Boris N. Chigarev – conceptualization, data curation, formal analysis, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Guthrie S., Ghiga I., Wooding S. What do we know about grant peer review in the health sciences? *F1000Research*. 2018. Vol. 6. P. 1335. <https://doi.org/10.12688/f1000research.11917.2>
2. Recio-Saucedo A., Crane K., Meadmore K. et al. What works for peer review and decision-making in research funding: a realist synthesis. *Research Integrity and Peer Review*. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 2. <https://doi.org/10.1186/s41073-022-00120-2>
3. Moran R., Butt J., Heller S. et al. Health research systems in change: the case of “Push the Pace” in the National Institute for Health Research. *Health Research Policy and Systems*. 2019. Vol. 17, No. 1. P. 37. <https://doi.org/10.1186/s12961-019-0433-2>
4. Van Eck N.J., Waltman L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping. *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
5. Ravi Kumar N., Kulkarni P., Kalaiarasai V. Unveiling the viral thread: A comprehensive analysis of virality coefficients in Indian fashion brand dynamics. In: Tarnanidis T.K., Papachristou E., Karypidis M., Ismyrlis V., eds. *Driving Green Marketing in Fashion and Retail*. Hershey, PA: IGI Global, 2024. P. 180–193. <https://doi.org/10.4018/979-8-3693-3049-4.ch011>
6. Van Veldhoven Z., Etikala V., Goossens A., Vanthienen J. A scoping review of the digital transformation literature using scientometric analysis. *Business Information Systems*. 2021. P. 281–292. <https://doi.org/10.52825/bis.v1i.49>
7. Chigarev B.N. A proof-of-concept methodology for identifying topical scientific issues in new publications whose citations have not yet been established. *Information and Innovations*. 2024. Vol. 19, No. 3. P. 46–79. <https://doi.org/10.31432/1994-2443-2024-19-3-46-79>
8. Uysal A.K., Gunal S. The impact of preprocessing on text classification. *Information Processing & Management*. 2014. Vol. 50, No. 1. P. 104–112. <https://doi.org/10.1016/j.ipm.2013.08.006>
9. Cammarano A., Varriale V., Michelino F., Caputo M. Discovering technological opportunities of cutting-edge technologies: A methodology based on literature analysis and artificial neural network.

Technological Forecasting and Social Change. 2024. Vol. 209. P. 123811. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2024.123811>

10. Gitelman L., Magaril E., Kozhevnikov M. Energy security: New threats and solutions. *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 6. P. 2869. <https://doi.org/10.3390/en16062869>

11. Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P. SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data. *Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>

12. Feng Y., Chen L., Suzuki A. et al. Enhancement of gas production from methane hydrate reservoirs by the combination of hydraulic fracturing and depressurization method. *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 184. P. 194–204. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.050>

13. Nazari Moghaddam R., Bahramian A., Fakhroueian Z. et al. Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: Wettability alteration of carbonate rocks. *Energy & Fuels*. 2015. Vol. 29, No. 4. P. 2111–2119. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>

14. Wang S., Javadpour F., Feng Q. Molecular dynamics simulations of oil transport through inorganic nanopores in shale. *Fuel*. 2016. Vol. 171. P. 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.071>

15. Waltman L., Van Eck N.J. A smart local moving algorithm for large-scale modularity-based community detection. *European Physical Journal B*. 2013. Vol. 86, No. 11. P. 471. <https://doi.org/10.1140/epjb/e2013-40829-0>

16. Newman M.E.J. Modularity and community structure in networks. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2006. Vol. 103, No. 23. P. 8577–8582. <https://doi.org/10.1073/pnas.0601602103>

17. Saxena N., Kumar A., Mandal A. Adsorption analysis of natural anionic surfactant for enhanced oil recovery: The role of mineralogy, salinity, alkalinity and nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 173. P. 1264–1283. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.002>

18. Liu W., Wu Z., Li Y. et al. Experimental study on the gas phase permeability of methane hydrate-bearing clayey sediments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 36. P. 378–384. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.055>

19. Zhong R., Johnson R., Chen Z. Generating pseudo density log from drilling and logging-while-drilling data using extreme gradient boosting (XGBoost). *International Journal of Coal Geology*. 2020. Vol. 220. P. 103416. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103416>

Information about the author

Boris N. Chigarev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-9903-2800>; e-mail: bchigarev@ipng.ru

Received 17 March 2025

Accepted 22 April 2025

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ: ВЫЗОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭКОНОМИКИ

Оригинальная статья
УДК [303.6+303.7]:001.8
EDN: HFRXGE

Демонстрация значимости предварительной обработки текстовых полей библиометрических записей для выявления перспективных исследовательских задач на примере данных Scopus по Petroleum Reservoir Engineering

Б.Н. Чигарев ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* В настоящее время библиометрический анализ данных из реферативных баз часто используется для выявления актуальных исследовательских задач с целью рационального использования финансовых и других ресурсов. *Цель работы.* Продемонстрировать важность предварительной обработки текстовых полей библиометрических записей для построения сети совместной встречаемости терминов и возможность последующего использования Scimago Graphica для детального изучения различных срезов результатов кластеризации с целью выявления актуальных тем исследований. *Материалы и методы.* Использована 8051 запись, экспортированная из Scopus и соответствующая фильтру: (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Petroleum Reservoir Engineering")) за последние десять лет. Для библиометрического анализа применялись программы VOSviewer и Scimago Graphica. *Результаты.* Показана релевантность использования фильтра «LIMIT-TO EXACTKEYWORD» в запросе к Scopus; целесообразность раскрытия сокращений в текстовых полях записей и предварительного уточнения текстов; эффективность использования фильтров в программе Scimago Graphica для построения сети сопряжения терминов с целью выявления перспективных тем исследований. *Выводы.* Выявленные в результате анализа перспективные темы исследований могут быть описаны следующими терминами: 1) нанопоры, сланцевая нефть, размер пор, молекулярный; 2) наночастицы и нанофлюиды; 3) гидрат метана, гидратонасыщенность и гидратоносные отложения. Замечено, что в некоторых случаях термины, встречающиеся в одном кластере, не являются лучшим выбором для запроса с целью расширения коллекции публикаций по данной теме. Поэтому для этой цели предлагается отдельное исследование с использованием алгоритмов класса Argioli.

Ключевые слова: совместная встречаемость терминов, предварительная обработка текста, аббревиатуры, перспективные исследовательские задачи, VOSviewer, Scimago Graphica

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

✉ Чигарев Борис Николаевич, bchigarev@ipng.ru

© Чигарев Б.Н., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Чигарев Б.Н. Демонстрация значимости предварительной обработки текстовых полей библиометрических записей для выявления перспективных исследовательских задач на примере данных Scopus по Petroleum Reservoir Engineering // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 441–465. (На англ. яз.). EDN: HFRXGE

Вклад автора

Б.Н. Чигарев – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Guthrie S., Ghiga I., Wooding S. What do we know about grant peer review in the health sciences? // *F1000Research*. 2018. Vol. 6. P. 1335. <https://doi.org/10.12688/f1000research.11917.2>
2. Recio-Saucedo A., Crane K., Meadmore K. et al. What works for peer review and decision-making in research funding: a realist synthesis // *Research Integrity and Peer Review*. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 2. <https://doi.org/10.1186/s41073-022-00120-2>
3. Moran R., Butt J., Heller S. et al. Health research systems in change: the case of “Push the Pace” in the National Institute for Health Research // *Health Research Policy and Systems*. 2019. Vol. 17, No. 1. P. 37. <https://doi.org/10.1186/s12961-019-0433-2>
4. Van Eck N.J., Waltman L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
5. Ravi Kumar N., Kulkarni P., Kalaiarasai V. Unveiling the viral thread: A comprehensive analysis of virality coefficients in Indian fashion brand dynamics // *Driving Green Marketing in Fashion and Retail* / Ed. by T.K. Tarnanidis, E. Papachristou, M. Karypidis, V. Ismyrlis. Hershey, PA: IGI Global, 2024. P. 180–193. <https://doi.org/10.4018/979-8-3693-3049-4.ch011>
6. Van Veldhoven Z., Etikala V., Goossens A., Vanthienen J. A scoping review of the digital transformation literature using scientometric analysis // *Business Information Systems*. 2021. P. 281–292. <https://doi.org/10.52825/bis.v1i.49>
7. Чигарев Б.Н. Проверочная методология выявления актуальных научных вопросов в новых публикациях, цитирование которых еще не установлено // *Информация и инновации*. 2024. Т. 19, № 3. С. 46–79. (На англ. яз.). <https://doi.org/10.31432/1994-2443-2024-19-3-46-79>
8. Uysal A.K., Gunal S. The impact of preprocessing on text classification // *Information Processing & Management*. 2014. Vol. 50, No. 1. P. 104–112. <https://doi.org/10.1016/j.ipm.2013.08.006>
9. Cammarano A., Varriale V., Michelino F., Caputo M. Discovering technological opportunities of cutting-edge technologies: A methodology based on literature analysis and artificial neural network // *Technological Forecasting and Social Change*. 2024. Vol. 209. P. 123811. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2024.123811>
10. Gitelman L., Magaril E., Kozhevnikov M. Energy security: New threats and solutions // *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 6. P. 2869. <https://doi.org/10.3390/en16062869>

11. *Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P.* SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data // *Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>
12. *Feng Y., Chen L., Suzuki A.* et al. Enhancement of gas production from methane hydrate reservoirs by the combination of hydraulic fracturing and depressurization method // *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 184. P. 194–204. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.050>
13. *Nazari Moghaddam R., Bahramian A., Fakhroueian Z.* et al. Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: Wettability alteration of carbonate rocks // *Energy & Fuels*. 2015. Vol. 29, No. 4. P. 2111–2119. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>
14. *Wang S., Javadpour F., Feng Q.* Molecular dynamics simulations of oil transport through inorganic nanopores in shale // *Fuel*. 2016. Vol. 171. P. 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.071>
15. *Waltman L., Van Eck N.J.* A smart local moving algorithm for large-scale modularity-based community detection // *European Physical Journal B*. 2013. Vol. 86, No. 11. P. 471. <https://doi.org/10.1140/epjb/e2013-40829-0>
16. *Newman M.E.J.* Modularity and community structure in networks // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2006. Vol. 103, No. 23. P. 8577–8582. <https://doi.org/10.1073/pnas.0601602103>
17. *Saxena N., Kumar A., Mandal A.* Adsorption analysis of natural anionic surfactant for enhanced oil recovery: The role of mineralogy, salinity, alkalinity and nanoparticles // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 173. P. 1264–1283. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.002>
18. *Liu W., Wu Z., Li Y.* et al. Experimental study on the gas phase permeability of methane hydrate-bearing clayey sediments // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 36. P. 378–384. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.055>
19. *Zhong R., Johnson R., Chen Z.* Generating pseudo density log from drilling and logging-while-drilling data using extreme gradient boosting (XGBoost) // *International Journal of Coal Geology*. 2020. Vol. 220. P. 103416. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103416>

Информация об авторе

Борис Николаевич Чигарев – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7610-8398, <https://orcid.org/0000-0001-9903-2800>; e-mail: bchigarev@ipng.ru

Поступила в редакцию 17.03.2025

Принята к публикации 22.04.2025

ИНЖЕНЕРНЫЕ ЗАМЕТКИ

Оригинальная статья
УДК 532.546:544.725
EDN: VJBLCE

Микрореологическое исследование изолирующих свойств буровых растворов

О.Ф. Кондрашев ✉

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, Уфа,
ул. Космонавтов, д. 1

Аннотация. *Актуальность.* Модификация антифильтрационных или изолирующих свойств буровых растворов, определяющих способность экранировать призабойную зону, является наиболее рациональным способом сохранения продуктивных свойств пластов при их вскрытии. Однако их получение ограничивается устаревшей буровой реометрией, не дающей достаточной количественной информации о системе «полимер–порода», в которой физические характеристики жидкости радикально отличаются от объемных. *Цель работы.* Исследование факторов, определяющих физическое состояние и подвижность в пористой среде фильтрата бурового раствора на основе Дк-дрилла и Сайпана. *Материалы и методы.* Объектами изучения служили водные растворы Дк-дрилла и Сайпана, образцы кернов с достаточно широким спектром проницаемости из разведочных скважин нефтяных месторождений Башкортостана и Западной Сибири. В работе применялись стандартные и авторские методики исследования растворов. *Результаты.* Анализ макро- и микроскопических исследований системы «полимер–порода» показал определяющее влияние контактного взаимодействия на физические свойства фильтрата и его гидродинамику, позволил объяснить фильтрационные аномалии полимерных растворов радикальным изменением структурно-механических свойств фильтрата в силовом поле твердой фазы. *Выводы.* Изложенное указывает на необходимость учета молекулярно-поверхностных взаимодействий на межфазных границах при разработке технологических жидкостей нового поколения, в гидродинамических расчетах, существенном обновлении методов буровой реометрии.

Ключевые слова: фильтрат, антифильтрационные или изолирующие свойства, узкий зазор, микрореология, контактное взаимодействие, надмолекулярная структура, разрыв сплошности

Финансирование: работа выполнена в рамках договора с ЗапСибБурНИПИ.

Для цитирования: Кондрашев О.Ф. Микрореологическое исследование изолирующих свойств буровых растворов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 466–477. EDN: VJBLCE

✉ Кондрашев Олег Федорович, kondr_of@mail.ru

© Кондрашев О.Ф., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Сохранение продуктивных свойств пластов при их вскрытии является одной из основных задач буровой технологии, актуальность которой только возрастает в связи с усложнением объектов бурения, внедрением новых технологий и материалов.

Одним из наиболее действенных способов решения этой проблемы является модернизация эксплуатационных характеристик буровых растворов, как наиболее подвижного элемента всей технологии [1].

Применение высокомолекулярных синтетических соединений и особенно их биоразлагаемых образцов во многом решает эту проблему [2, 3]. Однако промышленные оценки результата их применения часто расходятся с ожидаемыми, базирующимися на данных лабораторных испытаний [4–6].

Одной из причин является некорректное моделирование пластовых условий еще на лабораторной стадии, применение устаревших методов буровой реометрии, лишь косвенно учитывающих многообразие поверхностных явлений в системе «раствор полимера–нефть–порода» [7, 8]. В первую очередь это относится к контактному взаимодействию полимера с породой, которое, учитывая ее огромную удельную поверхность, должно быть довольно значительным.

Влияние этого фактора на фильтрационные процессы было установлено еще в прошлом веке и связывалось с пристенными или граничными слоями нефти, выстилающими поверхность поровых каналов и уменьшающих их эффективное сечение [9].

Известны экспериментальные данные о граничных слоях некоторых полимеров толщиной до 30 мкм. Для полимерных буровых растворов размеры их гораздо меньше, но тем не менее они соизмеримы с масштабом пор и существенно влияют на гидродинамику фильтрата [10–12].

В связи с этим целью настоящей работы было изучение специфики контактного взаимодействия фильтрата с породой и возможности регулирования его изолирующих свойств.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи применялись макро- и микроскопические методы исследования пластовой системы «раствор полимера–порода».

Фильтрационные исследования проводились по стандартной методике в режиме постоянного расхода на установке УИПК-1М [1].

Микрореологические измерения выполнялись на оригинальной установке УГНТУ, рабочая ячейка которой – узкий зазор представляет собой плоский капилляр из порообразующего минерала. Его конструкция позволяет варьировать размеры зазора от долей до десятков микрометров и скорости течения в характерном для нефтяных коллекторов диапазоне. Термобарокамера установки поддерживает заданные условия.

Объектами изучения служили водные растворы Дк-дрилла и Сайпана, образцы породы с достаточно широким спектром проницаемости из разведочных скважин нефтяных месторождений Башкортостана и Западной Сибири (табл. 1).

Табл. 1. Характеристика образцов керн и растворов**Table 1.** Characteristics of the core and solutions

№	№ керн	Состав раствора, % масс	Вязкость, мПа·с	Проницаемость для воды, мкм ²	Проницаемость для полимера, мкм ²	Давление, МПа	Коэффициент изоляции, %
1	10541	Сайпан (0,2)	14,04	$1,67 \cdot 10^{-5}$	$0,11 \cdot 10^{-5}$	220	93,2
2	21751	Дк-дрилл (0,1)	1,27	$6,34 \cdot 10^{-5}$	-	22,0	100
3	105	Дк-дрилл (0,1) и Сайпан (0,2)	29,86	$8,41 \cdot 10^{-3}$	$3,99 \cdot 10^{-3}$	00,55	52,6
4	5218	Дк-дрилл (0,25) и Сайпан (0,2)	12,29	$4,37 \cdot 10^{-5}$	$0,28 \cdot 10^{-5}$	16,0	93,7

Источник: [7] / Source:[7]

Результаты и обсуждение

В [1] установлено, что:

1) кольматирующие свойства растворов усиливаются в малопроницаемых средах;

2) Дк-дрилл (загуститель-флокулянт в объемных условиях) в пористой среде превосходит антифильтрационные характеристики Сайпана, применяемого обычно в качестве регулятора структурно-механических свойств (позиции 1, 2);

3) в установившемся режиме фильтрации наблюдаются периодические скачки давления.

Для выяснения природы отмеченных аномалий были проведены параллельные микрореологические исследования на установке УГНТУ при условиях фильтрационного эксперимента.

Сопоставление полученных данных в узких зазорах (рис. 1, кривые 3, 4) и естественных образцах породы (кривые 1, 2), их синхронность однозначно указывают на поверхностную природу фильтрационных аномалий, на контактное взаимодействие фильтра с породой, как основную причину затухания фильтрации.

С этих позиций, отмеченное в [1] усиление затухания процесса фильтрации в малопроницаемых средах является следствием увеличения в порах малого

размера интенсивности взаимодействия фильтра с породой.

Динамика микрореологических параметров (кривые 3, 4) отражает глубокую модификацию надмолекулярной структуры фильтра при контакте с породой, в результате которой кратно возрастает вязкость и возникает сдвиговая упругость, не фиксируемая стандартными методами, но определяющая гидродинамику фильтра.

Такие же выводы вытекают из анализа концентрационных зависимостей микрореологических свойств (рис. 2, кривые 1, 2, 3) и поверхностного натяжения (кривые 4, 5, 6) растворов на разных межфазных границах: совпадение их точек перегиба также свидетельствует о поверхностной природе рассматриваемых явлений.

Приведенные данные во многом противоречат устоявшимся представлениям о функциях высокомолекулярных компонентов бурового раствора: видно, что 0,5% раствор Дк-дрилла (кривая 4), применяемый обычно в качестве загустителя-флокулянта, в пристенной области выступает в качестве усилителя неньютоновских аномалий, кратно увеличивая как свои структурно-механические характеристики, так и раствора с Сайпаном (кривая 3).

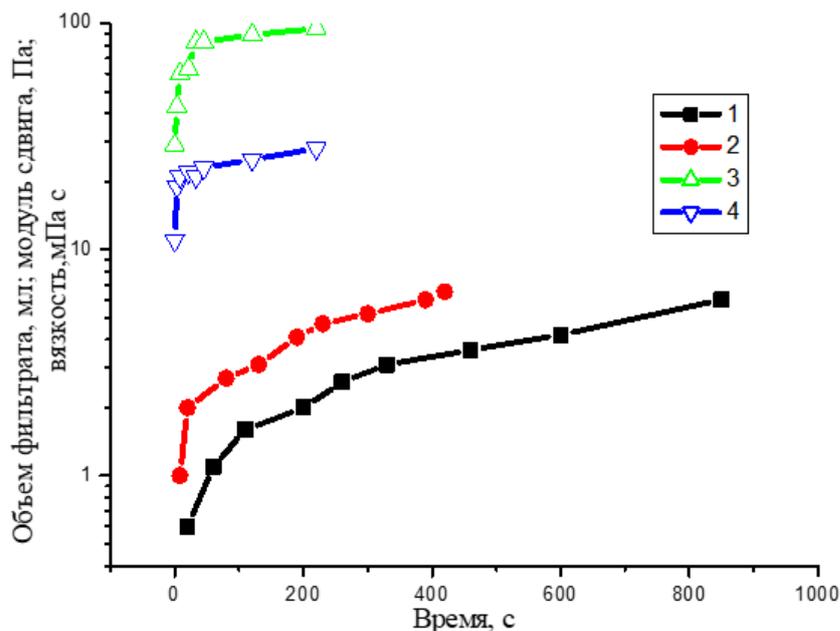


Рис. 1. Динамика фильтрации растворов Дк-дрилла в керне (кривые 1, 2) и структурообразования в зазоре 1,5 мкм (кривая 3 – модуль упругости; кривая 4 – вязкость) 0,1% (кривая 1), 0,5% (кривая 2) и 0,2% (кривые 3 и 4) концентраций

Fig. 1. Dynamics of filtration of DK-drill solutions in the core (curves 1, 2) and structure formation in the 1.5 μm gap (curve 3 – modulus of elasticity; curve 4 – viscosity) of 0.1% (curve 1), 0.5% (curve 2) and 0.2% (curves 3 and 4) concentrations

Источник: адаптировано из [7]

Source: adapted from [7]

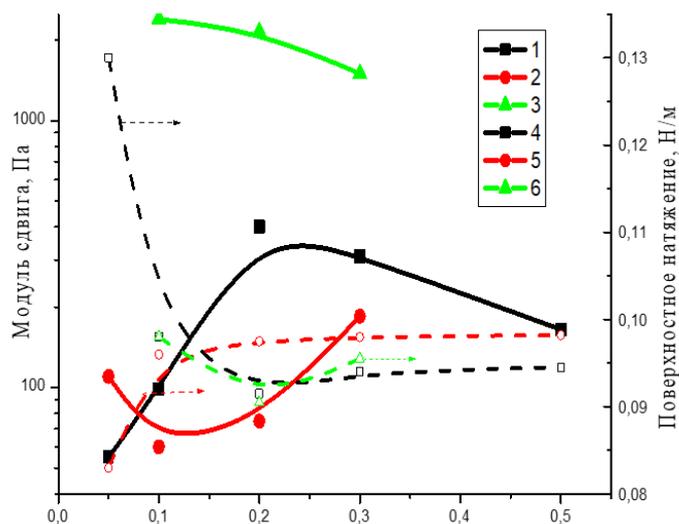


Рис. 2. Концентрационные зависимости модуля сдвига (кривые 1, 2, 3) и поверхностного натяжения (кривые 4, 5, 6) растворов Сайпана (1, 4), Дк-дрилла (2, 5) и Дк-дрилла с Сайпаном (3, 6)

Fig. 2. Concentration dependencies of the shear modulus (curves 1, 2, 3) and surface tension (curves 4, 5, 6) of solutions of Saipan (1, 4), DK-drill (2, 5) and DK-drill with Saipan (3, 6)

Количественная оценка подвижности полимерных растворов в порах разной величины проводилась по кривым течения, соответствующим в данных условиях твердообразным надмолекулярным

структурам (рис. 3). Последнее принципиально отличает состояние фильтрата полимера в пористой среде и свободном объеме, где он ведет себя как вязкопластичная жидкость.

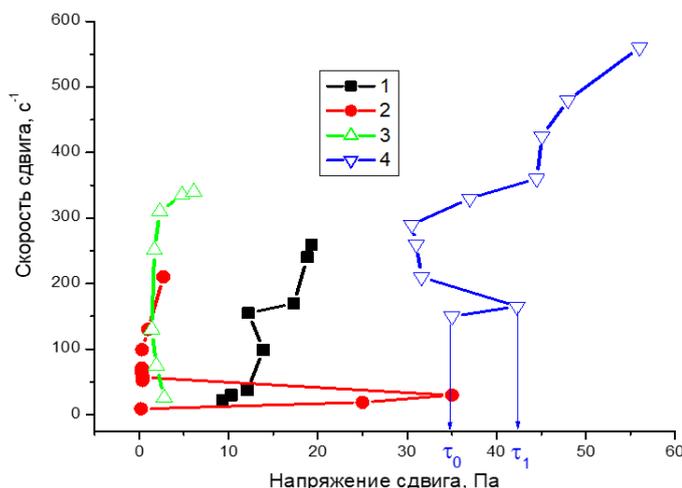


Рис. 3. Кривые течения в зазоре 1,5 мкм растворов: 1 – Дк-дрилл (0,3%) + Сайпан (0,2%); 2 – Дк-дрилл (0,1%) + Сайпан (0,2%); 3 – Сайпан (0,2%); 4 – Дк-дрилл (0,5%)

Fig. 3. Flow curves in a 1.5 μm gap of solutions: 1 – DK-drill (0.3%) + Saipan (0.2%); 2 – DK-drill (0.1%) + Saipan (0.2%); 3 – Saipan (0.2%); 4 – DK-drill (0.5%)

Из последнего следует еще один важный вывод о резком усилении антифильтрационных характеристик, поскольку разрушение такой структуры принципиально отличается от вязкопластичной.

Кроме того, наличие на приведенных графиках участков с отрицательным углом наклона указывает на разрыв сплошности фильтрата при критических напряжениях (более τ_1 , кривая 4). В соответствии с [13, 14] разрыв континуума локализуется во входной части поровых каналов и избыточное давление не распространяется далее в поровый объем, который остается в докритических условиях. Явление разрыва сплошности здесь выступает в качестве своего рода предохранительного клапана, сбрасывающего избыточное давление и тем самым фактически увеличивающего диапазон критических давлений для структурированной жидкости и соответственно ее изолирующие качества.

Разрыв сплошности в этих растворах объясняет и данные фильтрационных исследований, где этот эффект макроскопически проявлялся в виде скачков давления при установившейся фильтрации [1]. Это вызвано, исходя из приведенных выше данных, переводом в режим разрыва все более мелких пор по мере повышения давления фильтрации. Однако это не приводит к увеличению охвата фильтрацией новых каналов и соответствующего расхода, поскольку поровая жидкость остается в прежнем состоянии.

Данные микрореологических исследований позволяют объяснить рассмотренные фильтрационные и реологические аномалии эффектом структурно-механической коагуляции пористой среды, которая, в отличие от обычной трактовки этого термина, обусловлена блокировкой просвета поровых каналов структурированным фильтратом.

Для конструирования растворов с требуемыми антифильтрационными свойствами

по данным микрореологических измерений было уточнено влияние высокомолекулярных добавок на модифицированную надмолекулярную структуру фильтрата.

Анализ, проведенный на основе известной модели Максвелла, показал, что по этому критерию Дк-дринл существенно превосходит Сайпан, а их композиция дает синергетический эффект, вследствие наложения когезионного и адгезионного взаимодействий (табл. 2).

Табл. 2. Влияние упругих и вязких свойств растворов полимеров на течение в узком зазоре 1,5 мкм
Table 2. Influence of elastic and viscous properties of polymer solutions on the flow in a narrow gap 1.5 μm

Содержание полимера в растворе	$\tau/\eta, c^{-1}$	$\dot{\tau}/G, c^{-1}$
Сайпан, 0,2%	27,8	16,8
Дк-дринл, 0,1%	120	4,22
Дк-дринл 0,1% + Сайпан 0,2%	135	1,28

Примечание: $\eta, \tau, \dot{\tau}$ – соответственно вязкость в узком зазоре, напряжение сдвига и его скорость; G – модуль упругости.

Принципиально отличается и характер влияния этих полимеров на вязкие свойства фильтрата: для Дк-дринла характерна монотонная концентрационная зависимость, а Сайпана – экстремальная. Последнее подтверждает ранее описанные особенности структурирующего действия твердого тела на жидкости с межмолекулярным взаимодействием разной интенсивности: эффект сильнее проявляется в области малых и

высоких концентраций, когда баланс когезионного и адгезионного взаимодействия смещается в сторону последнего [8, 10].

Полученные микрореологические данные позволили далее количественно оценить влияние компонентов бурового раствора на гидродинамику фильтрата и его антифильтрационные качества без проведения трудоемких фильтрационных экспериментов (табл. 3).

Табл. 3. Влияние компонентов на вязкость растворов полимеров в узких зазорах
Table 3. Effect of components on the viscosity of polymer solutions in narrow gaps

Приведенная вязкость	Содержание компонента, %			Узкий зазор, мкм
	0,1	0,2	0,3	
η_d/η	0,25	0,53	1,11	1,5
η_{d1}/η	0,2	0,23	1,0	6,0
η_c/η	1,25	5	7	1,5
η_{c1}/η	10	2,5	10	6,0

Примечание: $\eta_d, \eta_{c1}, \eta_{c2}$ – соответственно вязкости компонентов и их смеси.

Рассматривая вязкость, модуль сдвига, критическое напряжение в виде функций размеров поровых каналов, градиента давления и температуры в известном уравнении фильтрации

$$\frac{\partial P}{\partial t} = G_k U(|\vartheta|) \frac{\vartheta}{|\vartheta|},$$

$$\frac{\partial l}{\partial t} = \frac{k(\Delta P - G_k)}{m\eta(l + r_0) \ln \frac{l+r_0}{r_0}},$$

Анализ полученных данных (табл. 4) показывает, что пренебрежение молекулярно-поверхностными эффектами (аномалии вязкости, сдвиговой упругости, разрыв сплошности) может приводить к неадекватным гидродинамическим оценкам, где время продвижения фронта занижается в пределах порядка, а

где $U(\vartheta) = \frac{\eta}{kG_k} \left(\vartheta + \frac{kG_k}{\eta} \right)$ – функция фильтрации с предельным градиентом G_k , ϑ – скорость фильтрации, k – проницаемость, можно далее рассчитать скорость продвижения фронта для разных образцов раствора в случае плоскорадиального притока [15]:

$$t = \frac{m\eta}{k} \int_0^l \frac{(l+r_0) \ln \frac{l+r_0}{r_0}}{\Delta P - G_k l}.$$

погрешность в определении скорости фронта превышает 100%.

Следует подчеркнуть, что динамика рассматриваемых данных также подтверждает поверхностную природу эффекта, проявляющуюся в усилении неньютоновских аномалий в процессе структурообразования при контактном взаимодействии.

Табл. 4. Зависимость безразмерного времени (t_0) и скорости (v_0) от глубины проникновения (L) для растворов полимеров

Table 4. Dependence of dimensionless time (t_0) and velocity (v_0) on penetration depth (L) for polymer solutions

Состав раствора, % масс	L = 0,05 м		L = 0,01 м		L = 0,4 м	
	t_0	v_0	t_0	v_0	t_0	v_0
0,015% Дк-дрилл + 0,1% Сайпан	2,40	$0,46 \cdot 10^{-1}$	2,64	$0,40 \cdot 10^{-1}$	7,62	$0,08 \cdot 10^{-1}$
0,1% Дк-дрилл + 0,2% Сайпан	2,30	0,39	2,46	0,38	3,75	0,19
0,3% Дк-дрилл + 0,3% Сайпан	2,40	0,15	2,77	0,13	12,9	0,12

Заключение

Проведенные исследования показали:

1. Применение микрореологического метода позволило однозначно установить, что фильтрационные аномалии растворов полимеров обусловлены контактными взаимодействиями фильтрата с породой.

2. В пористой среде вязкопластичная структура флюида преобразуется в твердообразную с соответствующим усилением изолирующих свойств.

3. Критические напряжения не ухудшают антифильтрационные показатели растворов.

4. Прочность структурно-механических пробок фильтра определяется балансом адгезионного и когезионного взаимодействия.

5. В пристенной области имеет место инверсия функциональных свойств полимеров.

6. Продемонстрирована возможность разработки буровых растворов с заданными изолирующими свойствами на основе новых методов исследования контактного взаимодействия.

Вклад автора

О.Ф. Кондрашев – концептуализация, администрирование данных, методология, проведение исследования, формальный анализ, программное обеспечение, верификация данных, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Шарипов А.У. Проектирование и регулирование основных показателей бурения глубоких скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 280 с.

2. Четвертнева И.А., Каримов О.Х., Тентерева Г.А., Акчуринов Х.И. Практические аспекты применения буровых реагентов на основе природных полимеров на месторождениях Башкортостана // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 1. С. 42–47. <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-10109>

3. Adewole J. K., Muritala K. B. Some applications of natural polymeric materials in oilfield operations: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. Т. 9. №. 3. P. 2297–2307. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0626-9>

4. Mahmoud A., Gajbhiye R., Elkhatny S. Advances in drilling fluid technology: Recent innovations, performance enhancements, and future trends in high-performance and eco-friendly formulations // Journal of Molecular Liquids. 2025. Vol. 434. P. 128004. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2025.128004>

5. Yang L., Ou Z., Jiang G. Research progress of elastomer materials and application of elastomers in drilling fluid // Polymers. 2023. Т. 15, № 4. P. 918. <https://doi.org/10.3390/polym15040918>

6. Абусал Юсеф А.Ю., Яхин А.Р., Горохов Г.М., Абрабаев С.С. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2025. Вып. 2(154). С. 25–39. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39>

7. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. М.: Геоинформак, 2000. 56 с.

8. Кондрашев О.Ф. Фильтрационные и микрореологические аномалии в полимерных буровых растворах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 6(132). С. 65–70. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-65-70>

9. Кусаков М.М., Ребиндер П.А., Зинченко Е.А. Поверхностные явления в процессах фильтрации нефтей // Доклады АН СССР. 1940. Т. 28, № 5. С. 432–436.

10. *Кондрашев О.Ф.* Граничные слои полимерных растворов // Инженерная физика. 2019. № 10. С. 9–13. <https://doi.org/10.25791/infizik.10.2019.914>
11. *Исмаков Р.А., Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н.* и др. Исследование кинетики изменения толщины граничных слоев смазочных материалов применительно к буровой технологии // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 115–120. <https://doi.org/10.5510/OGP20210200502>
12. *Гракович П.Н., Шелестова В.А., Иванов Л.Ф.* и др. Исследование структуры и свойств граничных слоев в композиционных материалах на основе ПТФЭ // Полимерные материалы и технологии. 2017. Т. 3, № 3. С. 14–26. EDN: ZHEZPX
13. *Виноградов В.Г., Малкин А.Я.* Реология полимеров. М.: Химия, 1977. 440 с.
14. *Урьев Н.Б.* Высококонцентрированные дисперсные системы. М.: Химия, 1980. 320 с.
15. *Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М.* Гидродинамика в бурении. М.: Недра, 1985. 196 с.

Информация об авторе

Олег Федорович Кондрашев – д-р техн. наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия; SPIN-код:1669-8196, <https://orcid.org/0009-0003-3091-6458>; e-mail: kondr_of@mail.ru

Поступила в редакцию 16.01.2025

Принята к публикации 30.09.2025

NOTES IN ENGINEERING

Original article

Microrheological study of insulating properties of drilling fluids

Oleg F. Kondrashev ✉

Ufa State Petroleum Technological University, 1 Kosmonavtov St., Ufa, 450064, Russia

Abstract. *Background.* Modification of the antifiltration or isolating properties of drilling fluids, which determine their ability to screen the near-wellbore zone, is the most rational way to preserve the productive properties of reservoirs during their opening. However, their acquisition is limited by outdated drilling rheometry, which does not provide sufficient quantitative information about the polymer–rock system, where the physical characteristics of the fluid are radically different from the volumetric ones. *Objective.* To study the factors determining the physical state and mobility in the porous medium of the drilling mud filtrate based on DK-drill and Saipan. *Materials and methods.* The objects of study were aqueous solutions of DK-drill and Saipan and the core samples with a sufficiently wide range of permeability from exploration wells of oil fields of Bashkortostan and Western Siberia. The work used standard and the author’s methods of solution research. *Results.* The analysis of macro- and microscopic studies of the polymer–rock system revealed the decisive influence of contact interaction on the physical properties of the filtrate and its hydrodynamics, allowing us to explain the filtration anomalies of polymer solutions by a radical change in the structural and mechanical properties of the filtrate in the force field of the solid phase. *Conclusions.* The above indicates the need to take into account molecule–surface interactions at interfacial boundaries in the development of new generation process fluids, in hydrodynamic calculations, a significant update of drilling rheometry methods.

Keywords: filtrate, antifiltration or insulating properties, narrow gap, microrheology, contact interaction, supramolecular structure, discontinuity

Funding: the work was carried out under the contract with ZapSibBurNIPI.

For citation: Kondrashev O.F. Microrheological study of insulating properties of drilling fluids. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 466–477. (In Russ.).

✉ Oleg F. Kondrashev, kondr_of@mail.ru

© Kondrashev O.F., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Oleg F. Kondrashev – conceptualization, data curation, methodology, investigation, formal analysis, software, validation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Sharipov A.U. *Design and Regulation of the Main Indicators of Deep Well Drilling*. Moscow: VNIIOENG, 1995. 280 p. (In Russ.).
2. Chetvertneva I.A., Karimov O.Kh., Teptereva G.A., Akchurin H.I. Practical aspects of application of drilling reagents based on natural polymers in the fields of Bashkortostan. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*. 2020. No. 1. P. 42–47. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-10109>
3. Adewole J.K., Muritala K.B. Some applications of natural polymeric materials in oilfield operations: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. Vol. 9, No. 3. P. 2297–2307. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0626-9>
4. Mahmoud A., Gajbhiye R., Elkhatny S. Advances in drilling fluid technology: Recent innovations, performance enhancements, and future trends in high-performance and eco-friendly formulations. *Journal of Molecular Liquids*. 2025. Vol. 434. P. 128004. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2025.128004>
5. Yang L., Ou Z., Jiang G. Research progress of elastomer materials and application of elastomers in drilling fluid. *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 4. P. 918. <https://doi.org/10.3390/polym15040918>
6. Abusal Yusef A.Yu., Yakhin A.R., Gorokhov G.M., Alrabae S.S. Global trends in the development and implementation of nanotechnology when drilling of oil and gas wells. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2025. No. 2(154). P. 25–39. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39>
7. Kondrashev O.F., Sharipov A.U. *Modification of the Structural and Mechanical Properties of Polymers in a Porous Medium*. Moscow: Geoinformak, 2000. 56 p. (In Russ.).
8. Kondrashev O.F. Filtration and micro-rheological anomalies of polymer drilling solutions. *Oil and Gas Studies*. 2018. No. 6(132). P. 65–70. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-65-70>
9. Kusakov M.M., Rebinder P.A., Zinchenko E.A. Surface phenomena in the filtration processes of oils. *Doklady AN SSSR*. 1940. Vol. 28, No. 5. P. 432–436. (In Russ.).
10. Kondrashev O.F. Boundary layers of polymeric solutions. *Engineering Physics*. 2019. No. 10. P. 9–13. (In Russ.). <https://doi.org/10.25791/infizik.10.2019.914>
11. Ismakov R.A., Konesev V.G., Yangirov F.N. et al. Research of the kinetics of thickness of the boundary layers of lubricating materials applied to drilling technology. *SOCAR Proceedings*. 2021. No. 2. P. 115–120. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20210200502>
12. Grakovich P.N., Shelestova V.A., Ivanov L.F. et al. Investigation of structure and properties of boundary layers in composite materials with PTFE matrix. *Polymer Materials and Technologies*. 2017. Vol. 3, No. 3. P. 14–26. (In Russ.).

13. Vinogradov V.G., Malkin A.Ya. *Rheology of Polymers*. Moscow: Khimiya, 1977. 440 p. (In Russ.).
14. Uriev N.B. *Highly Concentrated Dispersed Systems*. Moscow: Khimiya, 1980. 320 p. (In Russ.).
15. Mirzajanzade A.Kh., Entov V.M. *Hydrodynamics in Drilling*. Moscow: Nedra, 1985. 196 p. (In Russ.).

Information about the author

Oleg F. Kondrashev – Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-3091-6458>; e-mail: kondr_of@mail

Received 16 January 2025

Accepted 30 September 2025