

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 17, № 3, 2026 / Vol. 17, No. 3, 2026

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. 17, № 3, 2026

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, геоэнергетика, 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 РАН, 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

Андропова Ирина Владимировна, д-р экон. наук, профессор, 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 геологическом 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 РАН, 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. 17, No. 3, 2026

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. Kremenskiy**, 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 "Petroleum Higher School", 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**Svetlana 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

Гармаш В.А., Индрупский И.М. Уточнение основных геометрических параметров трещин гидроразрыва пласта для площадных систем разработки при адаптации гидродинамических моделей **314**

Корнев А.И., Максимова Ю.А., Коровкин М.В. Применение модуля подбора PVT-свойств в блочно-факторном анализе при подготовке гидродинамических моделей **337**

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Индрупский И.М., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю., Абзгильдин Р.Р. Влияние подъема конуса подошвенной воды на отклик кривой восстановления давления в вертикальных сеноманских газовых скважинах **356**

Мельник А.Д., Абукова Л.А., Сафарова Е.А. Выявление оптимального температурного режима размещения водорода в метанонасыщенных высокоминерализованных водоносных горизонтах: микробиологический аспект **376**

Юмашева А.К., Антипов М.П. Современное состояние изученности соляной тектоники в осадочных бассейнах мира в контексте перспектив их нефтегазоносности **395**

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Аникеева Э.С., Аникеев Д.П., Ушакова А.С. Применение наночастиц для повышения эффективности вытеснения нефти и газа при разработке месторождений **415**

Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ углеводородов

Непомнящий М.Л., Хайдина М.П. Влияние параметров ловушки на компактность газонасыщенной области многокупольного подземного хранилища газа в водоносном пласте **440**

CONTENTS

Hydrothermodynamic and geomechanical modeling of the processes in saturated geological media

Garmash V.A., Indrupskiy I.M. Refinement of key geometric parameters of hydraulic fractures in pattern-type development systems during history matching of simulation models **314**

Kornev A.I., Maksimova Yu.A., Korovkin M.V. Application of a PVT property matching module in block and factor analysis for reservoir simulation input preparation **337**

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

Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Indrupskiy I.M., Yagudin R.A., Aleksandrov A.A., Goloviznin A.Yu., Abzgildin R.R. Influence of water coning on pressure buildup response in vertical Cenomanian gas wells **356**

Melnik A.D., Abukova L.A., Safarova E.A. Identification of the optimal temperature regime for the placement of hydrogen in methane-saturated highly mineralized aquifers: Microbiological aspect **376**

Yumasheva A.K., Antipov M.P. Current studies of the process of salt tectonics in sedimentary basins of the world in the context of their oil and gas potential **395**

New technologies and approaches to oil and gas field development

Anikeeva E.S., Anikeev D.P., Ushakova A.S. Using nanoparticles to improve the efficiency of oil and gas displacement in field development **415**

Research issues of projecting, exploitation, and monitoring of underground hydrocarbon storage facilities

Nepomnyashchy M.L., Khaidina M.P. Effect of parameters over the compactness of gas-saturated area of a multidome underground gas storage facility in water-saturated layer **440**

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276

EDN: JOGEEK

Уточнение основных геометрических параметров трещин гидроразрыва пласта для площадных систем разработки при адаптации гидродинамических моделей

В.А. Гармаш , И.М. Индрупский

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

Аннотация. *Введение.* Для площадных систем заводнения на основе скважин с гидроразрывом пласта понимание основных геометрических характеристик трещин критически важно при моделировании разработки и локализации остаточных запасов. Возможности традиционных методов оценки параметров трещин ограничены стоимостью, точностью интерпретации и условиями промысла, поэтому актуальна разработка подходов для уточнения характеристик трещин на основе фактических данных добычи. *Цель работы.* Определение условий, при которых настройка гидродинамической модели на историю разработки позволяет восстановить основные геометрические параметры трещин гидроразрыва пласта для повышения точности прогнозирования разработки. *Материалы и методы.* На основе численного моделирования выполнены многовариантные гидродинамические расчеты на секторных моделях неоднородных пятиточечных элементов разработки с вариацией азимута и полудлины трещин гидроразрыва пласта. Полученные кривые дебита нефти аппроксимированы гиперболической функцией для анализа связи параметров аппроксимации с геометрическими параметрами трещин. *Результаты.* Выявлена сильная корреляция между временем прорыва воды и проекцией трещины на диагональ элемента при отклонении ее азимута в пределах 15° от диагонали, для больших отклонений зависимость ослабевает. При этом поздняя динамика снижения дебита нефти слабо коррелирует с характеристиками трещин. Результаты устойчивы к распределению свойств пласта в межскважинном пространстве. *Заключение.* Проекцию трещины на направление, соединяющее добывающую и нагнетательную скважины, можно использовать как первичную интегральную характеристику ее геометрии при анализе разработки и адаптации моделей. Длина проекции коррелирует со временем прорыва воды, корреляция усиливается при малых отклонениях азимута трещины от этого направления. Связь длины проекции с поздней динамикой снижения дебита нефти слабая, что потенциально позволяет разделить влияние характеристик трещин и неоднородности пласта при адаптации модели по динамике добычи.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; азимут трещины; полудлина трещины; адаптация гидродинамической модели; площадные системы разработки

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

 Гармаш Владимир Андреевич, vlad79975@yandex.com

© Гармаш В.А., Индрупский И.М., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы благодарят ООО «ИРМ» за возможность использования программного обеспечения «ТНавигатор» в рамках академической лицензии, предоставленной ИПНГ РАН.

Для цитирования: Гармаш В.А., Индрупский И.М. Уточнение основных геометрических параметров трещин гидроразрыва пласта для площадных систем разработки при адаптации гидродинамических моделей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 314–336. EDN: JOGEEK

Введение

Для месторождений с площадными системами заводнения на основе скважин с гидроразрывом пласта (ГРП) характеристики трещин оказывают определяющее влияние на формирование фильтрационных потоков и распределение закачиваемой воды в пласте. Трещина ГРП представляет собой элемент высокой проводимости, существенно изменяющий структуру дренирования и взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин. Понимание основных характеристик трещин является критически важным при моделировании разработки месторождения и локализации остаточных запасов. Ключевыми геометрическими параметрами трещин, определяющими динамику обводнения от нагнетательных скважин в площадных системах, являются полудлина и азимут. Полудлина определяет охват пласта и степень гидродинамической связи между скважинами, тогда как азимут задает ориентацию трещины относительно системы заводнения и проектных направлений фильтрационных потоков.

В однородных пластах азимут трещины определяется направлением максимального горизонтального напряжения (стресса), и все трещины имеют примерно одинаковое направление. Такая ситуация приведена в [1], где для группы месторождений Западной Сибири трещины ГРП большинства скважин следуют общему

региональному направлению с небольшими отклонениями. Однако в ряде случаев азимут трещин может отклоняться от общего направления максимального горизонтального напряжения. Это может быть связано с локальной неоднородностью напряжений и механических свойств пород [2], наличием естественных трещин [3], изменением напряженного состояния пласта в процессе разработки [4], а также влиянием трещин, образованных на предыдущих стадиях многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) или трещин соседних скважин [5]. В подобных условиях предположение о том, что трещина ориентирована строго по общему региональному направлению максимального стресса, способно привести к существенным ошибкам. Поэтому для корректного определения азимута требуется применение специальных методов.

Наиболее полное представление о пространственном распространении трещин обеспечивают данные микро-сейсмических исследований [6–8]. Однако их применение ограничено высокой стоимостью и необходимостью соблюдения специальных условий на промысле для минимизации шумов в получаемых данных [6], в результате чего исследование часто проводится на ограниченном фонде скважин. Азимут трещины может быть оценен при помощи акустических методов геофизических исследований скважин [1, 9] и микроимиджеров [1].

Однако эти методы больше применимы для естественных трещин, а не ГРП. Если исследования не проведены сразу после бурения в открытом стволе, то в обсаженной скважине микроимиджер не применяется, а использование акустических методов для оценки азимута трещины сопровождается заметным снижением точности получаемых данных.

Полудлина трещины задается на стадии проектирования (дизайна) ГРП, однако ее фактическое значение после проведения операции может отличаться от проектного. В частности, эффективная (работающая) длина трещины часто оказывается меньше расчетной [10]. Эффективную длину трещины можно оценить по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Несмотря на то, что современные методы интерпретации ГДИС позволяют определять длину трещин даже для горизонтальных скважин с МГРП, для этого требуется достаточно длительная остановка скважин или иные редко реализуемые условия. Как следствие, в пластах с аномально низкой проницаемостью, а также при отсутствии или слабой выраженности диагностических режимов [11–13] оценка этого параметра остается проблематичной из-за неоднозначности интерпретации и наличия погрешностей. В связи с этим в [14] отмечается необходимость применения комплексного подхода к интерпретации ГДИС при взаимодействии со специалистами по геомеханике, ГРП и разработке месторождений.

Учитывая погрешности существующих методов определения фактической геометрии трещин, результаты адаптации гидродинамической модели на данные добычи можно использовать для снижения связанных с ними неопределенностей. При отсутствии скважинных исследований по определению

геометрии трещины результаты настройки модели позволяют определить список скважин-кандидатов для проведения ГДИС – в первую очередь тех скважин, оценочные параметры которых существенно отклоняются от общего тренда или оказывают наибольшее влияние на адаптацию модели. В [15, 16] гидродинамическое моделирование применяется для настройки на данные промыслово-геофизических и индикаторных исследований, чтобы уточнить геометрические и фильтрационные параметры трещин МГРП в горизонтальной скважине. В случае же площадных систем заводнения, когда вода поступает от нагнетательных скважин, модель можно использовать для уточнения параметров трещин по динамике обводнения. При этом целесообразно провести предварительный анализ чувствительности, чтобы выявить общие связи между геометрией трещин и динамикой добычи и определить критерии применимости модели для восстановления их параметров. Априорная информация, полученная в результате такого анализа, также позволяет снизить трудоемкость адаптации моделей со скважинами с ГРП как при ручной, так и при автоматизированной настройке. Несмотря на развитие методов автоматизированной адаптации, их применение на практике требует проведения значительного числа расчетов [17] и может сталкиваться с проблемами сходимости, тогда как использование априорной информации и обоснованный выбор идентифицируемых параметров позволяет сократить число итераций, ускорить поиск решения и снизить его неопределенность. Таким образом, результаты исследования, посвященного изучению взаимосвязи между параметрами трещин ГРП и откликом модели, обладают достаточно широкой областью дальнейшего применения.

Материалы и методы

В исследовании выполнялось многовариантное гидродинамическое моделирование, где в процессе расчетов варьировались ключевые характеристики трещин ГРП – длина и азимут – для оценки их влияния на динамику дебита нефти. При этом проводимость трещины считалась достаточно высокой и не оказывающей существенного влияния на время прорыва воды и, по крайней мере, начальные темпы обводнения скважин. Результаты предварительных расчетов на тестовых примерах подтвердили, что влияние проводимости трещин гораздо менее значимо по сравнению с влиянием ее геометрических характеристик.

Применительно к адаптации модели предполагается, что проводимость трещины задается на основе имеющейся информации, такой как дизайн ГРП, результаты интерпретации ГДИС и данные по аналогичным скважинам. При фиксированном значении проводимости выполняется настройка модели на время прорыва воды. Далее проводимость и скорость деградации трещины уточняются в процессе настройки по забойному давлению.

Численное моделирование проводилось на секторных моделях пласта с пятиточечными элементами заводнения на основе вертикальных скважин с ГРП. В качестве программного обеспечения использовался симулятор «тНавигатор» ООО «Интегрированные разработки для моделирования». Модельные кривые дебита нефти аппроксимировались гиперболической функцией, далее анализировались зависимости между характеристиками трещин в модели и параметрами аппроксимирующей кривой. По результатам анализа выявлялись общие закономерности, связывающие параметры

трещин с динамикой дебита, а также определялись условия, при которых характеристики трещин и расчетные показатели добычи имеют надежную корреляцию. Влияние геометрии трещин на динамику забойного давления не исследовалось. Предполагалось, что геометрия трещин определяет прежде всего динамику обводнения, тогда как на забойное давление в значительной степени влияет состояние призабойной зоны скважины и проводимость трещины.

Характеристика секторных моделей и условия расчетов

Секторные модели для исследования включали в себя 9 пятиточечных элементов разработки, сформированных вертикальными скважинами с ГРП. Для анализа использовались расчетные показатели центрального элемента, а окружающие 8 элементов задавались для корректного моделирования граничных условий [18]. Основные характеристики секторной модели представлены в табл. 1.

Куб параметра литологии распространялся методом последовательного индикаторного моделирования, при этом задавались 2 литотипа – коллектор и «неколлектор». Пористость моделировалась методом последовательного гауссова моделирования в пределах литотипа коллектора, а в литотипе «неколлектор» принималась равной нулю. Куб проницаемости рассчитывался из куба пористости на основе экспоненциальной зависимости. Такой подход не отражает всех особенностей протекающих в пласте массообменных процессов и не рекомендуется для моделирования реальных объектов.

Табл. 1. Основные параметры секторной модели**Table 1.** Main parameters of the sector model

Параметр	Значение
<i>Параметры пласта</i>	
Начальное пластовое давление, бар	200
Пористость, д.е.	диапазон: 0,15–0,25; среднее: 0,18
Проницаемость, мД	диапазон: 5–77; среднее: 12
Нефтенасыщенная толщина, м	диапазон: 5–10; среднее: 7
<i>Параметры трехмерной сетки</i>	
Размерность сетки и количество ячеек	61 × 61 × 5; количество ячеек: 18605
Размер ячеек, м	По латерали: 25; по вертикали: 1
<i>Информация о скважинах</i>	
Количество скважин	25, из них 16 добывающих и 9 нагнетательных
Расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной, м	350
<i>Граничные условия для скважин при расчете</i>	
Режим контроля	Добывающие скважины – дебит жидкости; нагнетательные скважины – приемистость
Лимит забойного давления, бар	Добывающие скважины – 50; нагнетательные – 450
Текущая компенсация отборов закачкой в пластовых условиях, %	90–105
<i>Параметры трещин</i>	
Полудлина – добывающие, м	30, 50, 100, 150, 200, 250, 300
Полудлина – нагнетательные, м	100
Азимут, °	От 0 до 170 с шагом 10
Проницаемость проппанта, мД	10000
Раскрытость, мм	5
<i>Параметры вариограммы</i>	
Ранги: главный, второстепенный и вертикальный, м	200 × 70 × 2

Согласно концепции эффективного порового пространства, в моделировании необходимо учитывать возможные фильтрационные потоки через прослой «неколлекторов» [19], представляющие собой интервалы низкопроницаемых плотных или глинистых пород и играющие важную роль в перераспределении флюидов по вертикали. В данной работе применяется упрощенный подход: глинистые породы «неколлектора» задаются с нулевыми значениями пористости и проницаемости, что позволяет существенно сократить время

расчетов при большом числе сценариев. Использование малых, но ненулевых значений могло бы повлиять на распределение вертикальных потоков. Однако при преимущественно латеральном течении, которое характерно для систем заводнения на основе вертикальных скважин с ГРП, упрощенный подход при проведении поисковых исследований может считаться оправданным.

На рис. 1 представлены срез куба пористости и разрез куба литологии секторной модели.

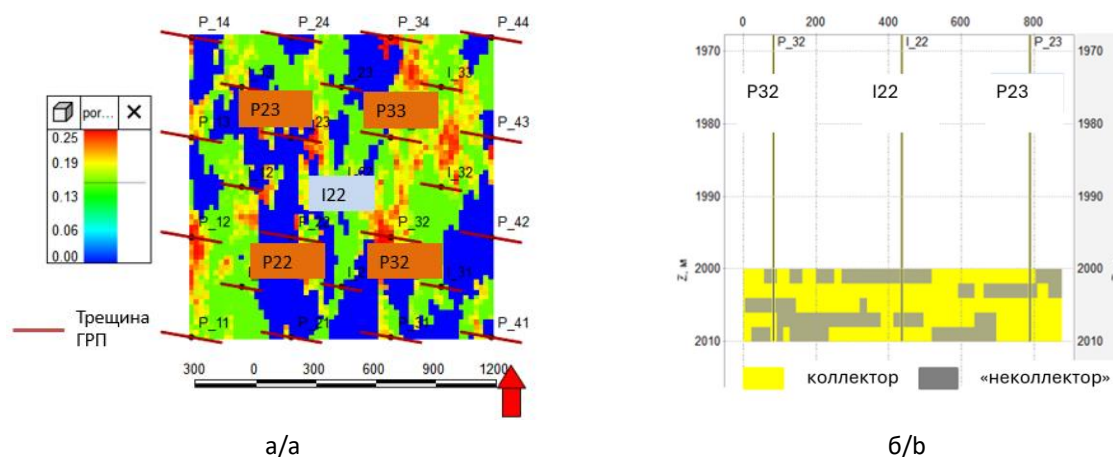


Рис. 1. Распределение свойств в секторной модели:
а – срез куба пористости; б – разрез куба литологии

Fig. 1. Distribution of properties in the sector model:
а – porosity cube slice; б – lithology cube cross-section

ГРП моделировался с использованием виртуальных перфораций. Такой подход позволяет учитывать ключевые параметры трещины – азимут, длину и проводимость – без необходимости выполнения сложных дополнительных вычислений и без существенного увеличения времени расчета [20]. Несмотря на то, что в настоящем исследовании расчеты выполнялись на небольших моделях, актуально дальнейшее применение результатов на полномасштабных моделях с большим числом скважин, где скорость расчета становится критически важной. При моделировании таких систем с использованием локального измельчения сетки время расчетов может становиться непрактично большим. До начала выполнения многовариантных расчетов результаты моделирования с использованием виртуальных перфораций могут быть согласованы с результатами, полученными эталонным методом моделирования ГРП. Например, путем подбора множителей на рассчитанные симулятором коэффициенты проводимости виртуальных ячеек.

Азимут трещин ГРП (относительно направления координатной оси Y в модели)

варьировался синхронно для всех скважин в диапазоне от 0° до 170° с шагом 10° . Поскольку рассматривались полностью симметричные трещины, данного диапазона достаточно для охвата всех возможных геометрических конфигураций, связанных с изменением азимута. Например, сценарий с азимутом 0° геометрически эквивалентен сценарию с азимутом в 180° .

При выполнении анализа для конкретной добывающей скважины ее полудлина варьировалась в диапазоне от 30 до 300 м. Полудлины трещин для остальных добывающих имели базовое значение в 100 м. Таким образом, для анализа одной скважины выполнялись 126 расчетов, включающие вариацию 18 значений азимута и 7 значений полудлины. Полудлины трещин нагнетательных скважин во всех расчетах зафиксированы и равны 100 м. Такое решение связано с особой спецификой трещин для нагнетательных скважин. Под действием повышенного давления нагнетания для них характерно формирование трещины авто-ГРП или превращение закрепленной трещины ГРП в трещину авто-ГРП.

Длина такой трещины может динамически изменяться в зависимости от давления и значительно превышать проектные значения из-за ее роста в процессе разработки. Учет особенностей трещин авто-ГРП при адаптации моделей может являться отдельным направлением исследования.

Помимо условно принимаемой фиксированной полудлины трещин на нагнетательных скважинах, будем предполагать, что период отработки нагнетательных скважин на нефть небольшой и изменение напряженного состояния пласта не является достаточным, чтобы вызвать изменение ориентации трещины авто-ГРП относительно исходного направления максимального горизонтального стресса.

В модельных расчетах для каждой добывающей скважины дебит жидкости задавался постоянным на протяжении всего периода расчета. Аналогичный подход применялся и к нагнетательным скважинам: на протяжении всего расчета обеспечивалась постоянная приемистость. Такое поведение отличается от фактической динамики дебита жидкости добывающих скважин с ГРП, который снижается во времени. Тем не менее, для целей данного исследования такой подход уместен, поскольку позволяет исключить влияние темпов отбора жидкости на динамику обводнения и сосредоточиться исключительно на влиянии характеристик трещин.

Результаты и обсуждение

Аппроксимация и параметризация модельных кривых дебита нефти

Аппроксимация рассчитанных на модели кривых позволила перейти от сложной формы модельной динамики к аналитическому описанию, удобному для статистического анализа и изучения зависимостей

между параметрами модели и характеристиками кривой дебита нефти. Модельная кривая состоит из двух периодов – до и после прорыва воды. Период безводной добычи в модели представлен постоянным дебитом нефти. Аппроксимация начинается с момента его окончания, когда с приходом воды от нагнетательных скважин дебит нефти начинает снижаться.

В работе рассматривается упрощенная ситуация, когда начальная обводненность скважинной продукции равна нулю, а в качестве критерия для определения прорыва воды используется начало снижения дебита нефти. В реальности скважины начинают эксплуатироваться с ненулевой обводненностью. Критерий для определения начала прорыва воды может быть легко модифицирован под особенности промысловых данных добычи. Предполагается, что результаты исследования будут применяться к пластам, в которых начальная водонасыщенность близка к остаточной (мало подвижной воды), а дренируемый интервал расположен в чисто нефтяной зоне. Как правило, именно такие объекты являются наиболее подходящими для проведения ГРП, чтобы исключить риск соединения трещины с водоносной частью пласта. Для таких пластов начальная обводненность обычно остается практически постоянной до момента прорыва воды от нагнетательных скважин, а в качестве критерия для определения момента прорыва воды может использоваться начало периода роста обводненности.

Также для реальных промысловых данных изменение дебита нефти наблюдается с начального момента эксплуатации, что обусловлено изменением пластового давления и снижением продуктивности трещины еще до начала обводнения.

В связи с этим используемая аппроксимация должна пониматься в том смысле, что она отражает не полное изменение дебита нефти, а только связанное с обводнением скважины. При работе с реальными данными ее анализ нужно начинать с момента начала роста обводненности и использовать относительный дебит нефти, нормированный по дебиту жидкости.

Для аппроксимации модельной кривой были рассмотрены три зависимости согласно методу Арпса: экспоненциальная, гиперболическая и гармоническая. Выбор наиболее подходящей функции осуществлялся на основе коэффициента детерминации (R^2) и среднего отклонения между модельной и расчетной кривыми. По совокупности критериев была выбрана гиперболическая функция, обеспечившая наименьшее отклонение при высоких значениях R^2 .

Формула гиперболической кривой имеет вид:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D \cdot t)^{1/b}}, \quad (1)$$

где: $q(t)$ – дебит в момент времени t , м³/сут;

q_i – начальный дебит, м³/сут;

D – начальный темп падения добычи, 1/сут;

b – экспонент (показатель) гиперболического падения, безразмерная величина.

Параметры влияют на форму кривой следующим образом. При увеличении параметра D возрастает темп падения дебита на начальной стадии. Параметр b определяет изменение этого темпа

во времени: чем больше b , тем медленнее снижается дебит на поздних стадиях.

Таким образом, модельную кривую можно охарактеризовать тремя параметрами: временем безводной добычи T , коэффициентом D гиперболической функции, коэффициентом b гиперболической функции. В ряде случаев гиперболическая функция практически идеально воспроизводит модельную кривую, однако в отдельных вариантах соответствие менее точное. Это связано с тем, что модельная кривая имеет более сложный тренд: каждый приход воды от новой нагнетательной скважины изменяет характер обводнения, формируя участки с различными трендами. На рис. 2 представлены примеры наилучшей и наихудшей аппроксимаций из всех рассчитанных модельных кривых. Визуальный анализ результатов показал, что аппроксимация достаточно точно описывает поздние темпы снижения дебита (параметр b), однако на начальном участке, контролируемом параметром D , в некоторых аппроксимациях имеет значительную погрешность.

***Проекция трещины на диагональ
как интегральный параметр,
характеризующий геометрию
трещины***

Определение отдельно азимута или отдельно полудлины трещины по фактической динамике обводнения представляется практически невозможным. В связи с этим нами рассмотрен интегральный параметр – проекция трещины на диагональ элемента (направление между добывающей и нагнетательной скважинами), который лучше объясняет наблюдаемую динамику добычи.

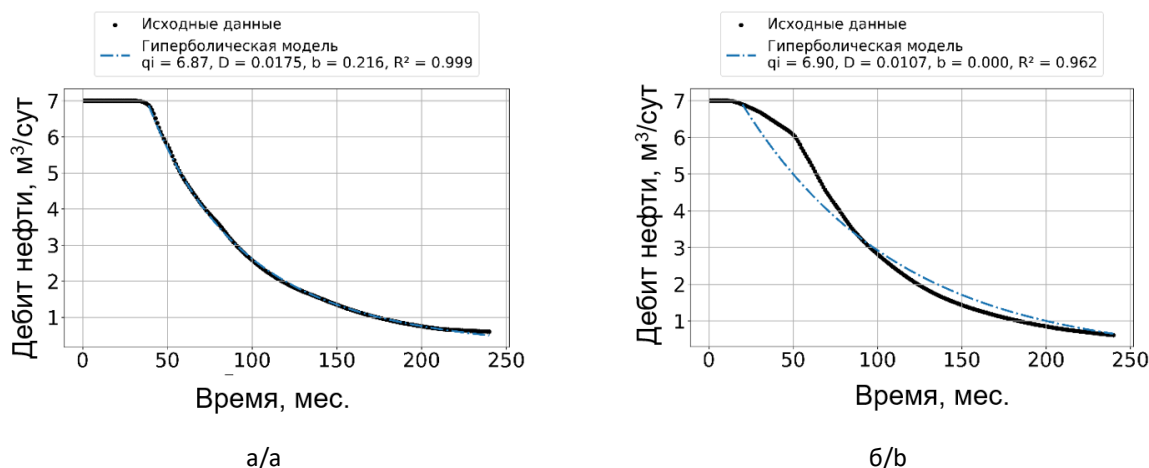


Рис. 2. Примеры аппроксимации кривых дебита нефти:
а – наилучшей; б – наихудшей

Fig. 2. Examples of oil production rate curve approximation:
а – best fit; б – worst fit

Для наглядной демонстрации этого положения рассмотрена зависимость времени прорыва воды для скв. *P33*, расположенной в верхнем правом углу центрального элемента (см. рис. 1) как от длины трещины L , так и от ее проекции на диагональ L_{np} и выполнена регрессионная аппроксимация полученных данных (рис. 3). При построении

зависимостей азимут трещины варьировался в диапазоне от 0° до 90° , полудлина трещины – от 30 до 300 м. Визуальный анализ полученных зависимостей показывает, что время прорыва воды описывается величиной проекции полудлины трещины значительно точнее, чем просто величиной полудлины.

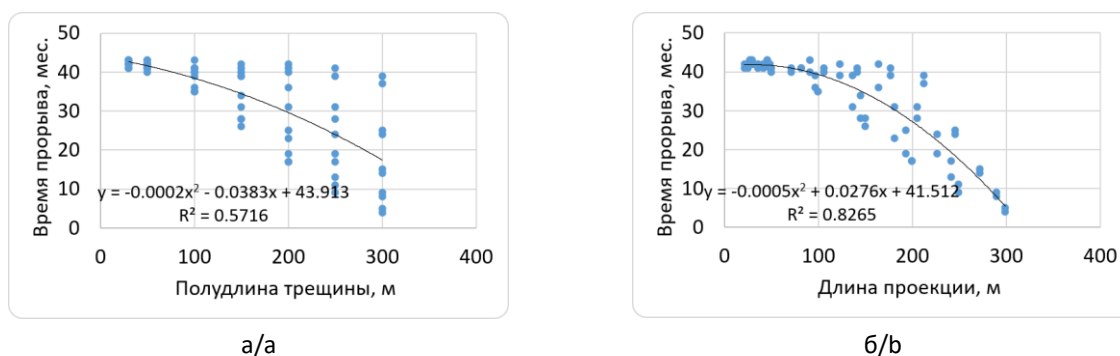


Рис. 3. Зависимость времени прорыва воды от геометрического параметра трещины:
а – от полудлины трещины; б – от проекции полудлины трещины на диагональ

Fig. 3. Dependence of water breakthrough time on geometric parameter of the fracture:
а – on the fracture half-length; б – on the projection of the fracture half-length onto the diagonal

Для подтверждения этого наблюдения был выполнен количественный статистический анализ, сравнивающий параболические регрессионные зависимости, приведенные на

рис. 3. Для сравнения их предсказательной способности использовались коэффициент детерминации R^2 сумма квадратов ошибок (SSE) и средняя абсолютная ошибка (MAE).

Сумма квадратов ошибок и средняя абсолютная ошибка рассчитывались по следующим формулам:

$$SSE = \sum_{i=1}^n (T_i - \hat{T}_i)^2,$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |T_i - \hat{T}_i|,$$

где: T_i – фактические значения времени прорыва воды по модели;

$\hat{T}_i$ – значения, рассчитанные по аппроксимирующей зависимости;

n – количество наблюдений (вариантов расчетов с разными параметрами трещин).

По всем трем характеристикам (R^2 , SSE и MAE) время прорыва воды лучше описывается регрессионной зависимостью от проекции полудлины трещины L_{np} , чем от самого значения полудлины L (табл. 2).

Табл. 2. Сравнение статистических показателей регрессионных зависимостей для времени прорыва воды как функции от полудлины трещины и от проекции полудлины трещины

Table 2. Comparison of the statistical indicators of the regression relationships for water breakthrough time as a function of fracture half-length and fracture half-length projection

Параметр	T как функция от L_{np}	T как функция от L
Коэффициент детерминации (R^2)	0,559	0,803
Сумма квадратов ошибок (SSE)	4132,3	1655,1
Средняя абсолютная ошибка (MAE)	5,6	3,5

Анализ зависимостей между параметрами аппроксимирующей кривой

Аппроксимирующая гиперболическая кривая (1) полностью определяется тремя параметрами: T , D и b . При проверке корреляций между этими параметрами было выявлено, что время безводной добычи T хорошо коррелирует с начальным темпом падения D : чем раньше происходит прорыв воды (меньше значение T), тем ниже начальные темпы падения добычи (меньше значение D). Следует отметить, что T определяется непосредственно из модельной кривой, тогда как D рассчитывается на основе аппроксимации. Таким образом, достоверность выявленной зависимости частично определяется точностью аппроксимации параметра D . Замечено, что в случаях, когда аппроксимация выполняется с высокой точностью, корреляция между T и D

выражена особенно отчетливо (рис. 4а). На рис. 4а каждая точка соответствует одному варианту расчета модели. Зеленым цветом выделены точки, где удалось добиться отличного качества аппроксимации модельной кривой, при этом критерием качества аппроксимации служило значение коэффициента детерминации. На примере графика рис. 4а можно отметить, что облако зеленых точек (соответствует расчетам с отличной аппроксимацией) содержит больше данных и при этом является более плотным, чем облако оранжевых точек, соответствующее случаям с менее точной аппроксимацией модельной кривой.

В то же время устойчивой зависимости между T и параметром b , отвечающим за поздние темпы падения дебита, не обнаружено. Даже для расчетов с хорошим качеством аппроксимации облако точек остается достаточно широким (рис. 4б.).

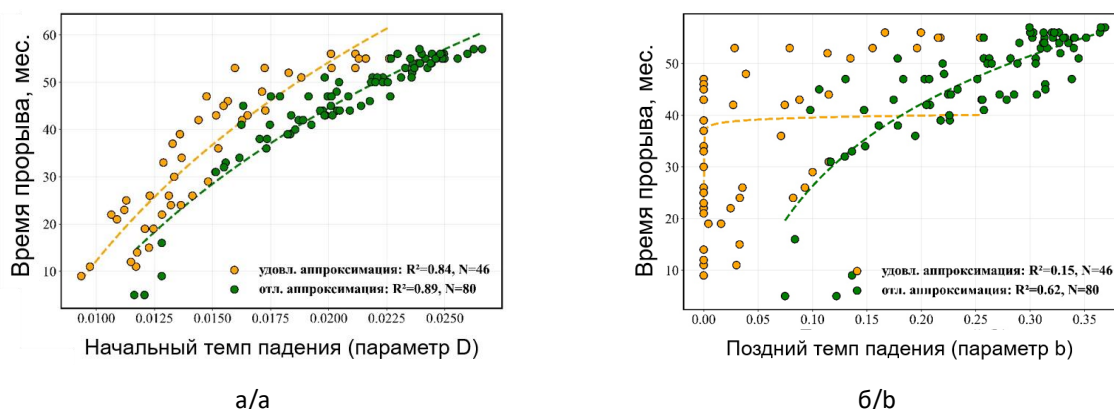


Рис. 4. Зависимость времени прорыва T от других параметров аппроксимирующей кривой:
а – от параметра D ; б – от параметра b

Fig. 4. Dependence of breakthrough time T on other parameters of the approximation curve:
а – on the parameter D ; б – on the parameter b

Анализ зависимостей между параметрами аппроксимирующей кривой и геометрией трещин

Поскольку между параметрами T и D наблюдается достаточно сильная корреляция и T определяется напрямую по модельной кривой без аппроксимации, параметр D был исключен из дальнейшего анализа. В результате рассматривались зависимости величин T и b от проекции полудлины трещины на диагональ элемента.

Величина проекции для построения графиков определялась следующим образом:

$$L_{\text{пр}} = \begin{cases} -L \cdot \cos \alpha, & \theta \leq 90^\circ \\ L \cdot \cos \alpha, & \theta > 90^\circ \end{cases}$$

$$\alpha = \begin{cases} |45^\circ - \theta|, & \theta \leq 90^\circ \\ |135^\circ - \theta|, & \theta > 90^\circ \end{cases}$$

где: L – полудлина трещины;

θ – азимут трещины;

α – угол отклонения направления трещины от ближайшей диагонали пятиточечного элемента;

$L_{\text{пр}}$ – проекция полудлины трещины на диагональ.

При расчете угла отклонения для трещины выбиралась ближайшая диагональ элемента. Если азимут трещины находился в диапазоне от 0° до 90° , отклонение определялось относительно диагонали 45° . Если азимут находился в диапазоне от 90° до 170° , отклонение рассчитывалось относительно диагонали 135° . Для разделения данных, соответствующих трещинам, ориентированным вблизи первой или второй диагонали, вводился знак проекции. При азимутах более 90° значение проекции умножалось на -1 , что позволяло разграничить случаи ориентации трещины в разных квадрантах и корректно анализировать асимметрию распределения данных.

При анализе построенных графиков можно отметить, что точки на графиках T от $L_{\text{пр}}$ группируются в облако (пусть и достаточно широкое, рис. 5а), в то время как на графиках b от $L_{\text{пр}}$ полностью отсутствует корреляция между параметрами (рис. 5б). Таким образом, поздние темпы падения дебита, характеризующиеся параметром b , формируются под воздействием комплексной комбинации свойств пласта, характеристик трещины и истории добычи и не могут быть объяснены только характеристиками трещины.

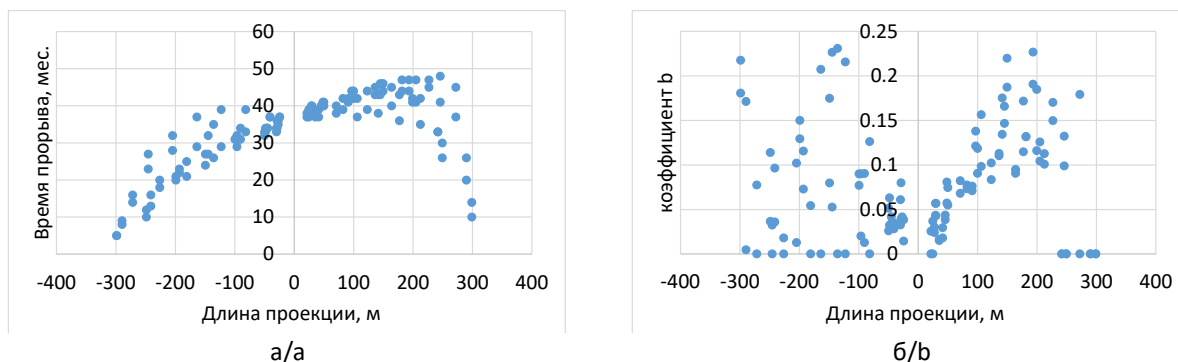


Рис. 5. Зависимость параметров аппроксимирующей кривой дебита нефти от L_{pr} на примере скв. P22: а – для параметра T ; б – для параметра b

Fig. 5. Dependence of the parameters of the oil production rate approximation curve on L_{pr} for the well P22: а – for the parameter T ; б – for the parameter b

Рассмотрим более детально зависимость T от L_{pr} . На рис. 6 представлены зави-

симости для каждой из добывающих скважин центрального элемента: P22, P23, P32, P33.

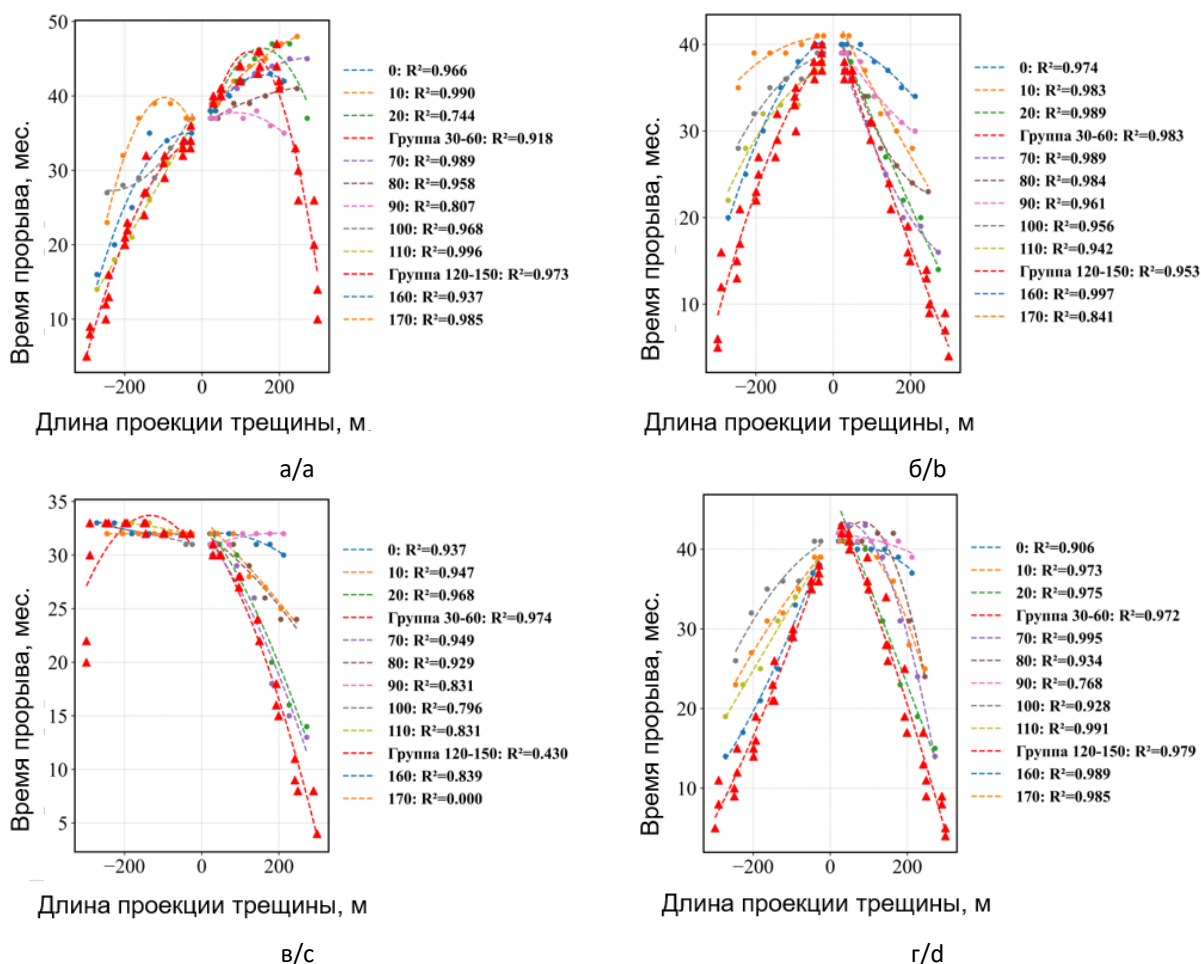


Рис. 6. Зависимость T от L_{pr} для скважин центрального элемента: а – для скв. P22; б – для скв. P23; в – для скв. P32; г – для скв. P33

Fig. 6. Dependence of T on L_{pr} for the wells of the central element: а – for the well P22; б – for the well P23; в – for the well P32; г – for the well P33

Цвета сгруппированы по значениям азимута трещины. На положительной оси абсцисс отложены значения проекций для азимутов не более 90° , на отрицательной – свыше 90° . Для каждого значения азимута выполнена аппроксимация точек квадратичными кривыми, представленными пунктирной линией. На графиках прослеживается ожидаемая тенденция: с увеличением длины проекции время прорыва воды сокращается. Однако облако точек остается широким, особенно при больших значениях T , соответствующих поздним прорывам воды. Отмечено, что данные, соответствующие азимутам 30° – 60° и 120° – 150° (обозначены красными треугольниками на графиках), во многих случаях (кроме скв. $P32$) группируются в плотное облако точек. Эти диапазоны соответствуют отклонению от первой и второй диагоналей элемента не более чем на 15° . В некоторых случаях в это облако можно включить и точки,

соответствующие отклонению в 25° , хотя это возможно не для всех сценариев.

Для скв. $P32$ наблюдается особая картина: при азимутах 120° – 150° длина проекции практически не влияет на время прихода воды (см. рис. 6в). Это связано с тем, что из-за особенностей распределения проницаемости в модели существует сильная неравномерность в распространении фронтов по двум диагоналям, и прорыв воды в добывающую скв. $P32$ от нагнетательной скв. $I32$ происходит преимущественно по другой диагонали 45° . На рис. 7 представлена карта средней нефтенасыщенности через 3 года разработки, иллюстрирующая выраженную неравномерность распространения фронта вытеснения, обусловленную неоднородным распределением проницаемости. Соответственно, предложенные графики могут дополнительно использоваться для диагностики степени асимметрии фронта вытеснения по диагоналям элемента.

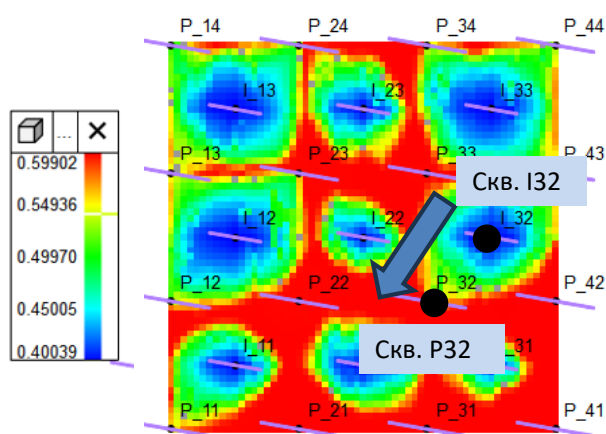


Рис. 7. Карта средней нефтенасыщенности через 3 года разработки

Fig. 7. Average oil saturation map after 3 years of production

Таким образом, значение проекции трещины может быть восстановлено из времени прорыва воды в случае небольшого отклонения ее азимута от диагонали площадного элемента,

а анализ асимметрии предложенных графиков может использоваться в качестве диагностического признака для оценки степени неравномерности фронта вытеснения.

Устойчивость полученных выводов проверена для разных вариантов интерполяции свойств пласта в межскважинном пространстве. Были рассмотрены 3 варианта распределения свойств, отличающихся рангами вариограмм при моделировании куба литологии и куба пористости. Для каждого варианта рассмотрены характерные реализации. Во всех вариантах азимут главного направления вариограммы одинаков и составляет 0° . В случаях выраженной латеральной анизотропии проницаемости ее влияние на параметры обводнения может

рассматриваться как отдельное направление исследования. На рис. 8 представлены срезы куба пористости для каждого рассмотренного варианта. Графики времени прорыва воды от длины проекции (T от L_{np}) для рассмотренных вариантов имеют схожую форму (рис. 9) и сохраняется основной вывод о возможности восстановления проекции полудлины трещины по времени прорыва воды при условии, что угол отклонения трещины от диагонали элемента не превышает 15° .

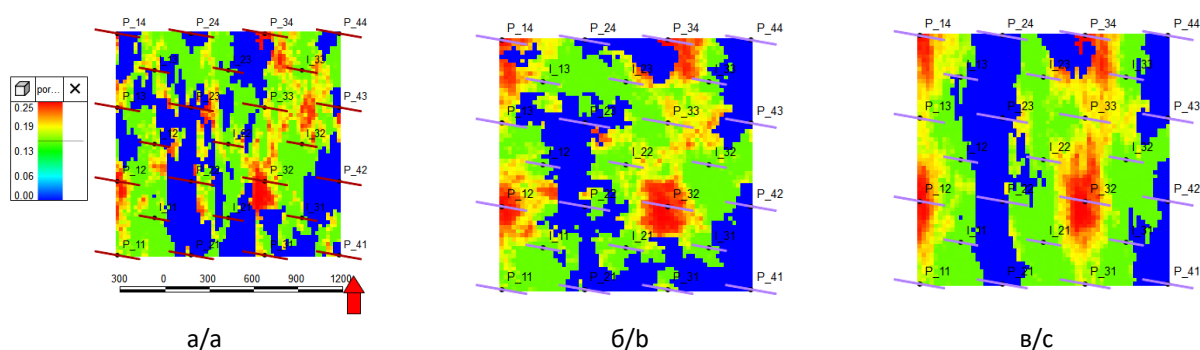


Рис. 8. Срез куба пористости:

- а – вариант 1 (главный ранг вариограммы – 200 м, второстепенный – 70 м);
- б – вариант 2 (главный ранг вариограммы – 500 м, второстепенный – 500 м);
- в – вариант 3 (главный ранг вариограммы – 1500 м, второстепенный – 500 м)

Fig. 8. Porosity cube section:

- a – variant 1 (primary variogram range – 200 m, secondary – 70 m);
- b – variant 2 (primary variogram range – 500 m, secondary – 500 m);
- c – variant 3 (primary variogram range – 1500 m, secondary – 500 m)

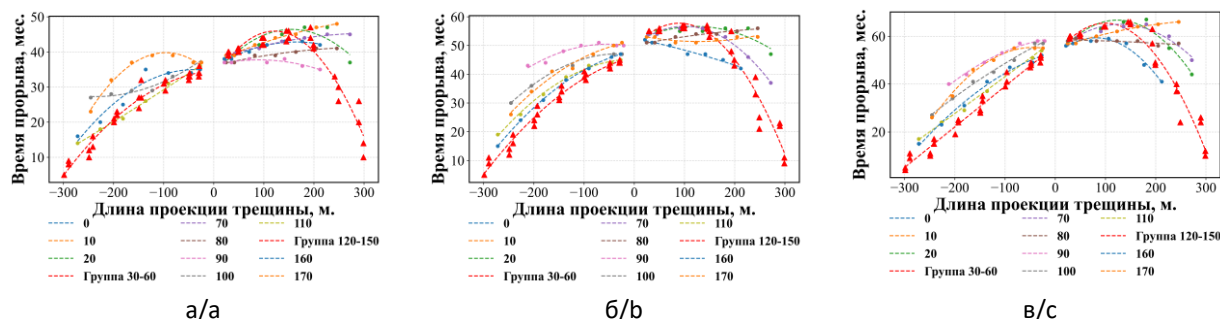


Рис. 9. Зависимость T от L_{np} :

- а – вариант 1; б – вариант 2; в – вариант 3

Fig. 9. Dependence of T on L_{np} :

- a – variant 1; б – variant 2; в – variant 3

Практические аспекты

Построение графиков T от L_{np} при большом количестве скважин, значений длины и азимута может стать трудно-реализуемым. В базовом способе при изучении одной скважины азимут для всех скважин элемента менялся синхронно, но длина трещины варьировалась только для этой скважины при фиксированных базовых значениях длин на всех остальных. Выполнение расчетов для каждой скважины в отдельности приводит к огромному объему вычислений и оказывается непрактичным. В рамках исследования был рассмотрен упрощенный способ синхронного изменения длин на всех добывающих

скважинах. Для выбранной скважины выполнено сравнение графиков (рис. 10), полученных базовым (синие точки) и упрощенным (оранжевые точки) способами. Результаты практически не отличаются друг от друга. Разница во времени прорыва воды в большинстве случаев не превышает одного месяца, что не критично для практических расчетов. Таким образом, графики T от L_{np} могут быть построены с помощью упрощенного способа с синхронным изменением длин трещин на всех добывающих скважинах, однако рекомендуется проверять валидность этого подхода для конкретной модели на контрольных скважинах.

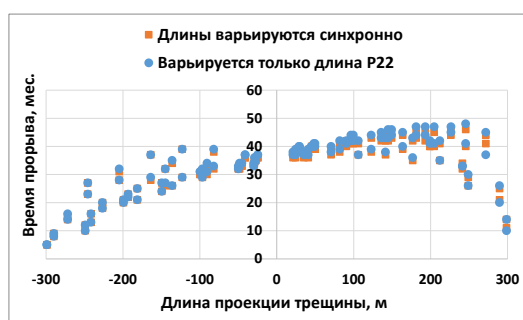


Рис. 10. График зависимости T от L_{pr} при расчете упрощенным и базовым способами для скв. P22

Fig. 10. Graph of the dependence of T on L_{pr} calculated using the simplified and base methods for the well P22

При адаптации гидродинамических моделей анализ графиков T от L_{np} позволяет получить дополнительную информацию о возможных параметрах трещин. Это дает возможность на раннем этапе отсеять заведомо нереалистичные сценарии, сузить область неопределенности и снизить размерность пространства параметров в обратной задаче, тем самым существенно упростить процесс и сократить время настройки модели. Алгоритм применения графиков включает следующие шаги.

1. Выбираются один или несколько секторов модели, включающих скважины по критериям наибольшего вклада в общую добычу нефти или наличия высокой неопределенности в геометрических характеристиках трещины ГРП. Размер сектора подбирается так, чтобы выполнение десятков расчетов было практически осуществимо за разумное время. Для корректного моделирования элемента с интересующей скважиной сектор должен содержать соседние вспомогательные элементы, обеспечивающие корректное задание граничных условий.

2. Для выбранного сектора или группы секторов проводится предварительный анализ чувствительности с варьированием полудлины и азимута трещин в пределах заданного диапазона неопределенности, при этом полудлина трещин на добывающих скважинах меняется синхронно. Диапазон неопределенности параметров определяется исходя из данных по дизайну ГРП и скважинных исследований.

3. Для каждой анализируемой скважины строятся зависимости времени прорыва воды T от длины проекции трещины $L_{пр}$. Путем сопоставления с фактическим временем прорыва воды определяется допустимый диапазон длины проекции трещины на диагональ. В дальнейшем на этапе адаптации модели рассматриваются только те комбинации длины и азимута трещины, при которых длина проекции попадает в установленный диапазон.

Необходимо отметить, что не только геометрические параметры, но и проводимость трещины влияют на время прихода воды. Тем не менее, в большинстве практических случаев проницаемость трещин (проппанта) на несколько порядков превышает проницаемость коллектора и относительная проводимость трещины остается высокой при ее модификации в процессе адаптации, поэтому изменение значений проводимости в пределах интервала неопределенности оказывает незначительное влияние на время прорыва.

4. Если фактическое время прорыва воды меньше минимального значения, полученного по результатам анализа чувствительности, то для данной скважины рассматриваются комбинации полудлины и азимута, обеспечивающие максимальную длину проекции. Дальнейшая адаптация времени прорыва может выполняться за счет изменения других параметров, включая

длину трещины нагнетательной скважины, локальную корректировку кривых относительных фазовых проницаемостей, а также локальную корректировку свойств пласта (добавление высокопроницаемых пропластков, увеличение контрастности проницаемости и пр.).

5. Изменение геометрии трещины в процессе адаптации модели оказывает влияние на динамику забойного давления. После настройки модели на фактическую динамику обводненности дальнейшая адаптация по забойному давлению может выполняться путем корректировки множителя на коэффициент продуктивности скважины или проводимости трещины с учетом имеющихся данных гидродинамических исследований. При этом, как отмечено выше, изменение проводимости трещины для настройки забойного давления в большинстве случаев не оказывает существенного влияния на модельную динамику обводненности.

Заключение

В площадных системах разработки с заводнением на основе скважин с ГРП геометрия трещин на действующем фонде оказывает существенное влияние на динамику обводнения скважин и локализацию остаточных запасов. Ключевыми параметрами геометрии трещины для таких систем являются ее полудлина и азимут. Несмотря на существование различных методов определения геометрии трещин, каждый из них обладает определенными ограничениями и погрешностями, а исследования могут проводиться лишь на ограниченном фонде скважин. В связи с этим дополнительным инструментом уточнения характеристик трещин может выступать настройка гидродинамической модели на фактические данные добычи.

Были выполнены многовариантные расчеты на секторных моделях с пяти-точечными элементами разработки, где варьировались азимут и полудлина трещин ГРП, и проанализированы зависимости между параметрами кривой добычи нефти и геометрическими характеристиками трещин.

По результатам анализа выявлена корреляция между временем прорыва и проекцией полудлины трещины на диагональ элемента. Однако, несмотря на наличие корреляции, в общем случае облако точек остается достаточно широким, что приводит к существенной погрешности при попытке определить величину проекции исключительно по времени прорыва воды. При небольших отклонениях трещины

от диагонали элемента (до 15°) наблюдается сильная корреляция между временем прорыва и величиной проекции, что делает восстановление параметров практически реализуемым. Комплексирование результатов настройки моделей с данными исследования скважин позволит получить более надежную оценку геометрии трещин в общем случае.

Поздняя динамика падения дебита нефти при обводнении слабо коррелирует с параметрами трещин. Это позволяет потенциально разделить влияние трещин и неоднородности пласта на динамику добычи, что может являться предметом дальнейших исследований. Полученные выводы сохраняют справедливость независимо от особенностей распределения свойств пласта в межскважинном пространстве.

Вклад авторов

В.А. Гармаш – концептуализация, формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование. Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

И.М. Индрупский является членом редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

При подготовке рукописи использовался ChatGPT (OpenAI, GPT-5.3 Instant; дата обращения: 20.03.2026) для редактирования текста и улучшения формулировок. Все полученные с использованием ИИ материалы были проверены авторами.

Список источников

1. Мальцев В.В., Никитин А.Н., Кардымон Д.М. и др. Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП // Территория Нефтегаз. 2010. № 11. С. 52–56. EDN: MWFZBJ
2. Gao Y., Liu H. Impact of geomechanical heterogeneity on multiple hydraulic fracture propagation // Journal of Geophysics and Engineering. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 954–969. <https://doi.org/10.1093/jge/gxab058>

3. *Sherratt J., Sharifi Haddad A., Rafati R.* Optimising well orientation in hydraulic fracturing of naturally fractured shale gas formations // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. Vol. 94. P. 104141. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104141>
4. *Ерастов С.А., Садыков А.М., Галлямов И.Ф. и др.* Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения // *Экспозиция Нефть Газ*. 2024. № 5(106). С. 44–49. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-5-44-49>
5. *Ju Y., Li Y., Yang Y., Wang Y.* Reorientation of hydraulic fractures and stress-shadow effect in double-well fracturing of hydrocarbon reservoirs: 3D numerical model and analysis // *International Journal of Mining Science and Technology*. 2025. Vol. 35, No. 4. P. 499–517. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2025.02.011>
6. *Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И.* Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // *Экспозиция Нефть Газ*. 2015. № 6(45). С. 58–63. EDN: VDFZYL
7. *Торопов К.В., Сергейчев А.В., Муртазин Р.Р. и др.* Опыт проведения микросейсмического мониторинга многостадийного гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 11. С. 23–26. EDN: WZJJWN
8. *Трошкин С.В.* Микросейсмический мониторинг при проведении гидроразрыва пласта // *Международный журнал гуманитарных и естественных наук*. 2024. № 12-3(99). С. 216–219. <https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-12-3-216-219>
9. *Зощенко О.Н., Аввакумов А.А., Гусев С.И. и др.* Контроль трещин гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах методом сейсмоакустического зондирования // *Нефтяное хозяйство*. 2023. № 10. С. 71–75. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-71-75>
10. *Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Киселёв А.Н.* Анализ причин отсутствия диагностических признаков трещины гидроразрыва на КВД // *Нефтяная провинция*. 2025. № 3(43). С. 206–223. <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223>
11. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В. и др.* Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // *Экспозиция Нефть Газ*. 2025. № 1(111). С. 46–54. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>
12. *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадияльного 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. *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>
14. *Самойлов А.С., Вотчель В.А., Егорова А.П., Мокина Д.С.* Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // *Экспозиция Нефть Газ*. 2024. № 3(104). С. 41–48. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-3-41-48>
15. *Бикметова А.Р., Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я. и др.* Оценка параметров трещин в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта путем настройки

гидродинамической модели на результаты трассерных исследований // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 118–121. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-118-121>

16. *Никонорова А.Н., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. и др.* Повышение эффективности разработки аномально низкопроницаемых ачимовских отложений после адаптации цифровых 3D-моделей к результатам комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 2(112). С. 55–64. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-2-55-64>

17. *Еремян Г.А., Давуди Ш., Рукавишников В.С., Степико А.В.* Комплексный подход к параметризации геолого-гидродинамической модели для ее автоадаптации к процессам разработки залежей нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 5. С. 138–147. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3193>

18. *Гармаш В.А., Индрунский И.М.* Особенности секторного моделирования элементов площадных систем разработки при неопределенном азимуте трещин гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3(113). С. 59–65. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-3-59-65>

19. *Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с. EDN: WIAVWB

20. *Присмотров К.В., Варавва А.И., Воронинская Я.Г.* Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения X // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 4. С. 82–91. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5>

Информация об авторах

Владимир Андреевич Гармаш – аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 6487-7567, <https://orcid.org/0009-0005-0771-8482>; e-mail: vlad79975@yandex.com

Илья Михайлович Индрунский – 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 29.03.2026

Принята к публикации 02.06.2026

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

Refinement of key geometric parameters of hydraulic fractures in pattern-type development systems during history matching of simulation models

Vladimir A. Garmash ✉, Ilya M. Indrupskiy

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

Abstract. *Introduction.* For the pattern-type waterflooding systems based on hydraulic fractured wells, understanding the main geometric characteristics of fractures – half-length and azimuth – is critically important for reservoir simulation and localization of remaining reserves. The capabilities of traditional fracture parameter evaluation methods are limited by cost, interpretation accuracy, and field conditions; therefore, developing approaches to refine fracture characteristics based on actual production data is highly relevant. *Objective.* To determine the conditions under which history matching of a dynamic model allows reconstruction of the main geometric parameters of hydraulic fractures to improve the accuracy of reservoir performance forecasting. *Materials and methods.* Multiscenario simulations were performed on sector models of heterogeneous five-spot patterns with vertical hydraulic fractured wells, varying the fracture azimuth and half-length. The resulting simulated oil production rate curves were approximated using a hyperbolic function, after which dependencies between fracture parameters and approximation curve parameters were analyzed. *Results.* A strong correlation was identified between water breakthrough time and the projection of the fracture onto the element diagonal when its azimuth deviates within 15° from the diagonal; for larger deviations, the dependence weakens. Late-stage oil production decline dynamics showed weak correlation with fracture characteristics. The results are robust with respect to interwell reservoir property distribution. *Conclusion.* The projection of the fracture onto the direction connecting the production and injection wells can be used as a primary integral geometrical characteristic for field development analysis and model calibration. The projection length correlates with water breakthrough time, and the correlation strengthens for small azimuth deviations from the direction connecting the injector and producer. The relationship between projection length and late-stage oil decline is weak, potentially allowing separation of fracture characteristics and reservoir heterogeneity impact when analyzing production history.

Keywords: hydraulic fracture; fracture azimuth; fracture half-length; dynamic model calibration; pattern-type development systems

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

Acknowledgments: the authors thank IRM LLC for providing access to the tNavigator software under the academic license granted to OGRI RAS.

✉ Vladimir A. Garmash, vlad79975@yandex.com

© Garmash V.A., Indrupskiy I.M., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Garmash V.A., Indrupskiy I.M. Refinement of key geometric parameters of hydraulic fractures in pattern-type development systems during history matching of simulation models. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 314–336. (In Russ.).

Author contributions

Vladimir A. Garmash – conceptualization, formal analysis, investigation, visualization, writing – original draft.

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

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Ilya M. Indrupskiy is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

Use of artificial intelligence

During the preparation of the manuscript, ChatGPT (OpenAI, GPT-5.3 Instant; accessed 20 March 2026) was used for text editing and improving wording. All AI-assisted materials were verified by the authors.

References

1. Mal'tsev V.V., Nikitin A.N., Kardymon D.M., et al. Experience of using specialized GIS at the fields of RN-Yuganskneftegaz LLC for hydraulic fracturing optimization. *Territoriya Neftegaz*. 2010. No. 11. P. 52–56. (In Russ.).
2. Gao Y., Liu H. Impact of geomechanical heterogeneity on multiple hydraulic fracture propagation. *Journal of Geophysics and Engineering*. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 954–969. <https://doi.org/10.1093/jge/gxab058>
3. Sherratt J., Sharifi Haddad A., Rafati R. Optimising well orientation in hydraulic fracturing of naturally fractured shale gas formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. Vol. 94. P. 104141. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104141>
4. Erastov S.A., Sadykov A.M., Gallyamov I.F., et al. The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 5(106). P. 44–49. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-5-44-49>
5. Ju Y., Li Y., Yang Y., Wang Y. Reorientation of hydraulic fractures and stress shadow effect in double well fracturing of hydrocarbon reservoirs: 3D numerical model and analysis. *International Journal of Mining Science and Technology*. 2025. Vol. 35, No. 4. P. 499–517. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2025.02.011>
6. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Burov D.I. Problems of borehole and surface microseismic hydrofrac monitoring. *Exposition Oil Gas*. 2015. No. 6(45). P. 58–63. (In Russ.).
7. Toropov K.V., Sergeichev A.V., Murtazin R.R., et al. Experience in microseismic monitoring of multi-stage fracturing by RN-Yuganskneftegaz LLC. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 11. P. 23–26. (In Russ.).

8. Troshkin S.V. Microseismic monitoring during hydraulic fracturing. *International Journal of Humanities and Natural Sciences*. 2024. No. 12-3(99). P. 216–219. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-12-3-216-219>
9. Zoshchenko O.N., Avvakumov A.A., Gusev S.I., et al. Controlling of hydraulic fracturing in directional wells by seismoacoustic study. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 10. P. 71–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-71-75>
10. Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N. Well testing: causes of missing hydraulic fractures diagnostic signatures on pressure buildup curves. *Neftyanaya provintsiya*. 2025. No. 3(43). P. 206–223. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223>
11. Kremensky M.I., Nikonorova A.N., Bakhmutov A.V., et al. Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs. *Exposition Oil Gas*. 2025. No. 1(111). P. 46–54. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>
12. Abramov T.A., Indrupskii I.M. Features and informative possibilities of the early radial regime of buildups in horizontal wells with closely spaced multi-stage fractures. *Journal of Mining Institute*. 2025. Vol. 276, No. 2. P. 29–48.
13. 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>
14. Samoylov A.S., Votchel V.A., Egorova A.P., Mokina D.S. Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 3(104). P. 41–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-3-41-48>
15. Bikmetova A.R., Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., et al. Estimating parameters in the horizontal wells with multistage fracturing using reservoir modeling and tracer analysis. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 11. P. 118–121. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-118-121>
16. Nikonorova A.N., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N., et al. Increasing the efficiency of abnormally low-permeability Achimov deposits development after digital 3D models calibration on the results of complex pressure transient analysis and production logging of horizontal wells. *Exposition Oil Gas*. 2025. No. 2(112). P. 55–64. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-2-55-64>
17. Eremyan G.A., Davoodi S., Rukavishnikov V.S., Stepiko A.V. Comprehensive approach to parametrization of a petroleum reservoir model for automated history matching. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021. Vol. 332, No. 5. P. 138–147. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3193>
18. Garmash V.A., Indrupskiy I.M. Specifics of sector modeling of regular well patterns with uncertain hydraulic fracture azimuth. *Exposition Oil Gas*. 2025. No. 3(113). P. 59–65. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-3-59-65>
19. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., et al. *New Principles and Technologies for Oil and Gas Field Development*. Part 2. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2009. 484 p. (In Russ.).

20. Prismotrov K.V., Varavva A.I., Voroninskaya Ya.G. Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 4. P. 82–91. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5>

Information about the authors

Vladimir A. Garmash – Postgraduate, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-0771-8482>; e-mail: vlad79975@yandex.com

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 29 March 2026

Accepted 2 June 2026

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 553.98+622.276+622.279+544.015.4

EDN: LKUUPF

Применение модуля подбора PVT-свойств в блочно-факторном анализе при подготовке гидродинамических моделей

А.И. Корнев , Ю.А. Максимова, М.В. Коровкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, Томск, пр-т Ленина, д. 30

Аннотация. *Введение.* Достоверность PVT-данных определяет корректность представления свойств пластового флюида в блочно-факторном анализе и гидродинамическом моделировании; неоднородность лабораторной информации требует воспроизводимой процедуры согласования и контроля качества. *Цель работы.* Повысить достоверность подготовки данных о свойствах пластового флюида в координатах «давление – объем – температура» для блочно-факторного анализа и гидродинамического моделирования за счет автоматизации подбора расчетных параметров и контроля качества исходной информации. *Материалы и методы.* Использован инженерно-технический подход, включающий предварительную проверку лабораторных и промысловых данных, расчет свойств нефти, газа и воды по эмпирическим корреляциям, итерационный подбор относительной плотности растворенного газа и многопараметрическую проверку согласованности. Апробация выполнена на расчетно-опорных и лабораторных PVT-данных пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области, включая данные скважин № 1–4. *Результаты.* Предложенный алгоритм обеспечивает устойчивый подбор параметров и согласование расчетных свойств пластового флюида с опорными данными по давлению насыщения, газосодержанию, объемному коэффициенту, плотности и вязкости. Проверка при различных границах поиска показала устойчивость решения и отсутствие его привязки к границам интервала. Анализ глубинных проб выявил межскважинные различия PVT-параметров и позволил выделить пробу пониженной представительности; ее включение в расширенный диапазон не изменило итоговое решение. Результаты подтверждают целесообразность совместного учета качества проб и вариабельности свойств при подготовке PVT-входов для гидродинамической модели. *Заключение.* Разработанный модуль обеспечивает воспроизводимое формирование и контроль PVT-таблиц, снижает влияние субъективного выбора расчетных параметров и создает основу для последующего выделения регионов свойств и адаптации гидродинамической модели.

Ключевые слова: свойства пластового флюида; подбор параметров; блочно-факторный анализ; контроль качества данных; глубинные пробы; давление насыщения; газосодержание; объемный коэффициент нефти; вязкость нефти; гидродинамическое моделирование

 Корнев Александр Игоревич, alexkorn99@inbox.ru

© Корнев А.И., Максимова Ю.А., Коровкин М.В., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Корнев А.И., Максимова Ю.А., Коровкин М.В. Применение модуля подбора PVT-свойств в блочно-факторном анализе при подготовке гидродинамических моделей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 337–355. EDN: LKUUPF

Введение

Зависимости PVT (pressure–volume–temperature) задают пересчет добычи и закачки между стандартными и пластовыми условиями и формируют таблицы свойств для гидродинамических симуляторов. Построение и адаптация PVT-моделей пластовых флюидов выполняется по пошаговым методикам, объединяющим лабораторные исследования и промысловую информацию [1–3]. Для нефтегазо-конденсатных систем и летучих нефтей наибольшая чувствительность наблюдается вблизи давления насыщения: смещение давления насыщения (P_{bp}), газосодержания (R_s) и вязкости нефти (μ_o) приводит к дрейфу материального баланса и прогнозов добычи, особенно при малых депрессиях [4]. В практических проектах, как правило, применяют процедуры автоматизированной настройки и контроля качества PVT-данных [5, 6]. В последние годы активно развиваются подходы на основе машинного обучения для прогнозирования PVT-свойств и параметров фазового поведения [7–9]. Для газоконденсатных залежей дополнительно учитываются эффекты ретроградной конденсации и особенности описания R_s в композиционных постановках, включая настройку параметров кубических и SAFT-подобных уравнений состояния [10–12]. В рамках black-oil аппроксимации¹

часто используют универсальные корреляции, разработанные для ограниченных классов флюидов; к наиболее распространенным относятся корреляции Стэндинга², Vasquez–Beggs и Beggs–Robinson [13, 14], а обзор практики их применения и ограничений приведен в работах McCain [15] и др. Отдельные исследования показывают, что эмпирические зависимости могут требовать региональной калибровки в зависимости от типа нефти и состава флюида [16, 17].

Снижение неопределенности достигается за счет автоматизированного подбора параметров и встроенного контроля качества входных данных, что повышает воспроизводимость настройки PVT и упрощает трассировку допущений [5, 6, 18]. В данной работе модуль подбора свойств пластового флюида включен в контур блочно-факторного анализа (БФА) [19, 20] как базовый элемент контроля данных и ранжирования факторов, влияющих на расчетные показатели модели. Такое встраивание позволяет использовать результаты подбора не только для формирования таблиц свойств, но и для диагностики пространственной изменчивости флюида и обоснования PVT-регионов на ранней стадии построения модели залежи [21].

¹ Black-oil аппроксимация – это упрощенный подход к математическому моделированию многофазной фильтрации флюидов в пористых средах, который широко применяется в

гидродинамическом моделировании нефтяных месторождений (*нприм. ред.*).

² Standing M.B. A pressure–volume–temperature correlation for mixtures of California oils and gases // Drilling and Production Practice. New York: American Petroleum Institute, 1947. P. 275–287.

Для задач БФА корректность PVT-настроек принципиальна, поскольку свойства флюида входят в расчеты общей сжимаемости и эффективной вязкости, определяющих отклик добычи на изменение закачки и оценку задержек реакции между добывающими и нагнетательными скважинами. Следовательно, ошибки в PVT-параметрах проявляются как систематические искажения в блоковых балансах и в интерпретации причин отклонений «расчет – факт».

Цель работы – разработка и апробация алгоритма подбора PVT-свойств как самостоятельного блочного модуля блочно-факторного анализа для подготовки и контроля качества входных данных геолого-гидродинамической модели (ГГДМ).

Для достижения цели решались следующие задачи:

- формализация проверок исходных PVT-данных;
- обоснование рабочего диапазона относительной плотности растворенного газа;
- реализация устойчивой итерационной процедуры подбора;
- анализ сопоставимости независимых наборов данных; оценка влияния качества глубинных проб;
- формирование рекомендаций по заданию PVT-свойств и предварительному выделению регионов свойств пластового флюида.

Исследование выполнено по данным пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области; скважины обозначены условными номерами: № 1–4.

Методически модуль реализован как автономный блок, который может запускаться в режиме быстрой аналити-

ческой оценки при минимальном наборе входных данных или в режиме уточнения по измеренным ориентирам с фиксацией промежуточных итераций. Такая организация обеспечивает трассируемость принятых допущений, воспроизводимость расчета и единый порядок формирования таблиц свойств для последующей передачи в гидродинамический симулятор.

Стандартизация подготовки PVT-таблиц направлена на снижение риска переноса ошибок свойств пластового флюида в последующую адаптацию модели. В настоящей работе рассматриваются алгоритм подбора, контроль сходимости и анализ качества исходных PVT-данных. Подробная количественная оценка влияния подобранных параметров на адаптацию полномасштабной гидродинамической модели требует самостоятельной постановки и рассматривается нами как направление дальнейшего исследования.

Материалы и методы

Для апробации разработанного алгоритма использованы два набора данных пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области, которые решают разные задачи и не предназначены для прямого межтабличного сравнения. Первый, расчетно-опорный, набор используется для проверки точности подбора PVT-параметров. Второй набор включает лабораторные исследования глубинных проб скважин № 1–4 пласта Б5, данные дифференциального разгазирования и показатели качества отбора; он используется для анализа межскважинной изменчивости и обоснования рабочего диапазона относительной плотности растворенного газа.

Алгоритм модуля подбора PVT-свойств (рис. 1) ориентирован на устойчивый подбор γ_g методом половинного деления. Расчетная ветвь выбирается по порогу газосодержания: при $R_s > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ используется корреляция Стэндинга³, при $R_s \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – корреляция McCain [15]. На каждой итерации вычисляются псевдокритические параметры, приведенные давление и температура, коэффициент сжимаемости z [22], а также свойства

нефти, газа и воды. Набор расчетных величин сопоставляется с опорными данными; при превышении порога 5 % по любой целевой характеристике выполняется следующая итерация, число итераций ограничивается 25. Обратная форма корреляции Стэндинга используется как независимая оценка γ_g для задания исходного интервала поиска и не заменяет принятую логику выбора расчетной ветви.

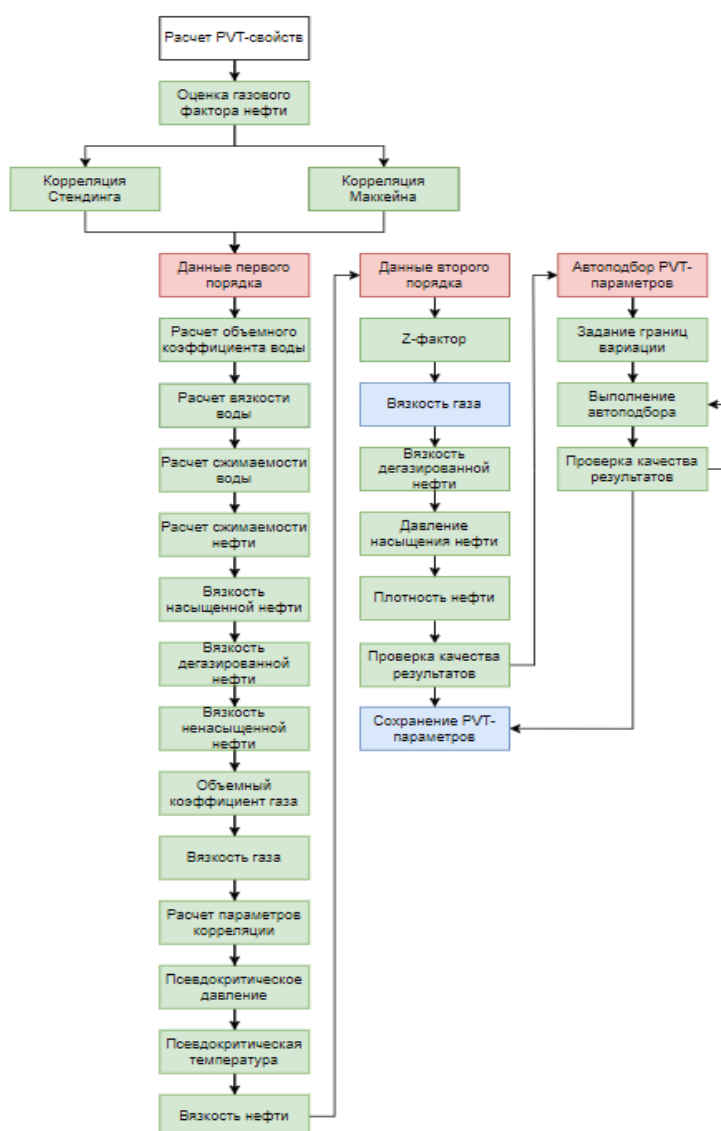


Рис. 1. Схема модуля подбора PVT-свойств

Fig. 1. Workflow of the PVT property matching module

³ Там же.

**Интеграция модуля подбора
PVT-свойств в блочно-факторный
анализ и построение геолого-
гидродинамической модели**

В БФА расчеты организованы как последовательность взаимосвязанных блоков: подготовка входных данных, их контроль, материальный баланс, прогноз пластового давления и факторная интерпретация отклонений [19, 20]. В этой схеме модуль подбора PVT относится к базовым модулям входных свойств флюида: его результаты используются при вычислении общей сжимаемости и эффективной вязкости, оценке задержек реакции добычи на изменение закачки, а также при пересчете накопленных отборов и закачки в пластовые условия [15].

При построении геолого-гидродинамической модели выходы модуля применяются для формирования и первичной проверки таблиц black-oil [23, 24] либо как стартовые оценки для дальнейшей настройки уравнения состояния в композиционной постановке [25]. Важной особенностью является одновременный расчет зависимостей свойств и выдача показателей качества согласования (невязки по целевым параметрам), что позволяет включать PVT-настройку в общий контур контроля качества (quality control, QC) входных данных [5, 6].

Вход модуля: пластовые термобарические условия (P , T), плотность нефти в стандартных условиях, соленость воды (при наличии), измеренные/проектные значения R_s (или газового фактора), P_{br} , B_o и вязкости (при наличии). Выход модуля: согласованный набор функций и параметров нефти/газа/воды ($B_o(p)$, $R_s(p)$, $\mu_o(p)$, $\rho_o(p)$, $c_o(p)$ и др.), а также метрики

качества подбора и признак «сходимость/несходимость».

Алгоритм подбора PVT-свойств

Алгоритм реализует трехконтурную схему:

- 1) расчет свойств по инженерным корреляциям;
- 2) итерационный подбор параметра с наибольшей неопределенностью;
- 3) многопараметрический контроль качества и фиксация статуса сходимости.

Регрессионная настройка по фактической истории разработки рассматривается как последующий этап промышленного применения модуля и не входит в предмет настоящей работы.

1. Выбор расчетной ветви и первичная верификация данных

При наличии полного набора лабораторных PVT-данных выполняются автоматическая загрузка и проверка согласованности (диапазоны, единицы, физическая реализуемость, непротиворечивость связки P_{br} – R_s – B_o). При дефиците данных запускается аналитический расчет по корреляциям. Переключение базовых зависимостей выполняется по порогу газосодержания: при $R_s > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ используется корреляция Стэндинга⁴, при $R_s \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – набор инженерных корреляций по McCain [15]; значение $R_s = 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ принято в настоящей работе как технологический критерий выбора ветви в рамках black-oil аппроксимации.

2. Итерационный подбор «опорного» параметра

Для обеспечения устойчивости подбор ведется по параметру, одновременно влияющему на несколько целевых величин.

⁴ Там же.

В модуле таким параметром выбрана относительная плотность растворенного газа по воздуху γ_g . Первое приближение для скважин № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения рассчитывается по плотностному балансу:

$$B_o \cdot \rho_{o,пл} = \rho_{o,ст} + 1,22117 \cdot R_s \cdot \gamma_g.$$

Коэффициент $1,22117 \text{ кг/м}^3$ представляет принятую в расчетной схеме плотность воздуха при стандартных условиях; γ_g является безразмерным отношением плотности растворенного газа к плотности воздуха. Для расчетно-опорного набора данных пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения дополнительная оценка γ_g получена из обратной формы корреляции Стэндинга по $P_{бр}$, R_{sb} , температуре и плотности дегазированной нефти. Для численной реализации принят расширенный интервал $\gamma_g = 0,65 \div 1,17$. Устойчивость решения дополнительно проверяется в основном диапазоне $0,65\text{--}0,95$, сформированном по наиболее представительным пробам.

3. Расчет свойств на каждой итерации

На каждой итерации рассчитывается полный набор свойств нефти/газа/воды при заданных P и T : объемные коэффициенты, сжимаемости, псевдо-критические параметры, z -фактор, плотности и вязкости (с учетом режима насыщенности). Затем определяются целевые параметры контроля качества: $P_{бр}$, R_s , B_o , ρ_o , μ_o и (при наличии) свойства воды. Здесь $P_{бр}$ – давление насыщения; R_s – газосодержание; B_o – объемный коэффициент нефти; ρ_o – плотность нефти; μ_o – вязкость нефти.

4. Критерий качества и условия остановки

Качество подбора контролируется по совокупности целевых величин. Для i -го параметра вводится относительное отклонение:

$$\delta_i = \left| \frac{X_i^{\text{calc}} - X_i^{\text{ref}}}{X_i^{\text{ref}}} \right| \cdot 100 \%,$$

где X_i^{calc} – расчетное значение i -го параметра;

X_i^{ref} – опорное (лабораторное/промысловое) значение;

δ_i – относительное отклонение, %.

Подбор считается успешным при выполнении условия:

$$\max(\delta_i) \leq 5 \, \%.$$

Число итераций ограничено условием $N \leq 25$. В качестве вспомогательного критерия используется минимизация суммарной квадратичной невязки:

$$J = \sum_i w_i (X_i^{\text{calc}} - X_i^{\text{ref}})^2,$$

где J – целевая функция;

w_i – весовой коэффициент;

$(X_i^{\text{calc}} - X_i^{\text{ref}})$ – невязка по i -му параметру, X_i^{calc} и X_i^{ref} определены выше.

Весовые коэффициенты w_i задаются с учетом приоритета параметров: давление насыщения, R_s и B_o имеют повышенный вес как ключевые величины для инициализации и материального баланса.

5. Действия при несходимости и регрессионный подбор

Если условие $\max(\delta_i) \leq 5\%$ не выполняется за N итераций, процедура возвращается к проверке исходных предпосылок: качества и актуальности лабораторных данных, единиц измерения, области применимости корреляций и возможной пространственной неоднородности флюида. Результат сохраняется с отметкой о несходимости и ограничениях применимости. Переход к регрессионной настройке по фактической истории разработки выполняется только при наличии согласованных временных рядов и выгрузок симулятора.

6. Передача результатов в БФА и ГГДМ

Подобранные зависимости передаются в блочно-факторный анализ и геолого-гидродинамическую модель для вычисления общей сжимаемости и эффективной вязкости, оценки задержки реакции между добывающими и нагнетательными скважинами, материального баланса по блокам и подготовки таблиц свойств для гидродинамического симулятора. Количественная оценка их влияния на качество адаптации модели требует отдельного набора исходных данных и самостоятельного анализа.

Обоснование границ относительной плотности растворенного газа

По лабораторным данным скважин № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения оценки γ_g по плотностному балансу составили соответственно 0,907; 0,772; 0,928 и 1,119. Для скважин № 1–3, пробы которых характеризуются более высокой представительностью, диапазон составил

0,772–0,928. Значение 1,119, полученное для скважины № 4, учитывалось с пониженным весом вследствие признаков возможной потери части растворенного газа при отборе. Для расчетно-опорного набора данных пласта Б5 независимая оценка по P_{bp} и R_{sb} составила 0,699. На основании этих данных принят расширенный интервал поиска $\gamma_g = 0,65 \div 1,17$, а основной интервал $\gamma_g = 0,65 \div 0,95$ сформирован по наиболее представительным пробам. Сопоставление результатов на двух интервалах использовано для проверки устойчивости решения к выбору границ.

После половинного деления выполнялось уточнение относительной плотности растворенного газа по взвешенной целевой функции $J_{PVT} = \sum w_i [(X^{calc} - X^{ref})/X^{ref}]^2$. Для давления насыщения, газосодержания и объемного коэффициента использован вес = 3, для плотности и вязкости нефти – вес = 2. Результат принимался при $\max(\delta_i) \leq 5\%$.

Результаты и обсуждение

Проверка точности расчетного алгоритма выполнялась на расчетно-опорном наборе данных пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения. В табл. 1 представлены результаты сопоставления расчетных PVT-параметров с опорными значениями после подбора относительной плотности растворенного газа. Для независимой оценки начального интервала поиска использованы $R_{sb} = 74,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $B_{ob} = 1,166$ и $\rho_{0,ст} = 867,5 \text{ кг/м}^3$ по зависимости дифференциального разгазирования. Указанные величины служат опорными данными численного эксперимента. Измеренное значение γ_g для расчетно-опорного набора пласта Б5 отсутствовало, поэтому в таблице приведен результат расчетного подбора.

Табл. 1. Результаты подбора PVT-параметров по расчетно-опорным данным пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения**Table 1.** PVT parameter matching results against reference data for the B5 reservoir of the Severo-Danilovskoye oil and gas condensate field

Параметр	Расчет после подбора	Опорное значение	Отн. отклонение, %
Давление насыщения $P_{бр}$, МПа	11,9584	11,9000	0,491
Газосодержание R_s , м ³ /м ³	62,8378	62,5000	0,541
Объемный коэффициент нефти B_o , доли ед.	1,1385	1,1430	0,391
Плотность пластовой нефти ρ_o , кг/м ³	808,7824	807,5000	0,159
Вязкость пластовой нефти μ_o , мПа·с	7,8100	7,8100	0,000
Относительная плотность растворенного газа γ_g , доли ед.	0,6949	не измер.	–

Для расчетно-опорного набора данных пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения метод половинного деления сошелся за 20 итераций к значению $\gamma_g = 0,6990$. Последующее уточнение по многопараметрической целевой функции, учитывающей невязки по давлению насыщения, газосодержанию, объемному коэффициенту, плотности и вязкости нефти, дало значение $\gamma_g = 0,6949$. При данном значении расчетное давление насыщения составило 11,958 МПа при опорном значении 11,900 МПа, газосодержание – 62,84 м³/м³ при опорном значении 62,50 м³/м³, объемный коэффициент нефти – 1,1385 при опорном значении 1,1430, плотность пластовой нефти – 808,8 кг/м³ при опорном значении 807,5 кг/м³. Расчетная вязкость пластовой нефти совпала с опорным значением 7,81 мПа·с. Максимальное относительное отклонение по контролируемому набору параметров составило 0,54 % (см. табл. 1), что ниже принятого критерия на 5 %. Расчет в основном диапазоне $\gamma_g = 0,65 \div 0,95$ дал то же итоговое значение $\gamma_g = 0,6949$; оптимум не смещен к границам интервала поиска.

Табл. 2 содержит лабораторные данные скважин № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения и используется для анализа изменчивости PVT-параметров и качества глубинных проб. Пересчет газосодержания выполнен по выражению $R_s [\text{м}^3/\text{м}^3] = R_s [\text{м}^3/\text{т}] \cdot \rho_{o, \text{ст}} [\text{т}/\text{м}^3]$. Значения γ_g являются расчетными оценками по плотностному балансу, а не прямыми лабораторными измерениями. Для скважины № 4 значение оценки 1,119 имеет пониженную надежность вследствие признаков возможной потери растворенного газа. Обозначение «н/д» означает отсутствие параметра в доступном наборе исходных данных. Для скважины № 4 в исходном лабораторном наборе приведены два значения давления сдвига поршня – 3,8 и 4,9 МПа; соответствующие результатам контроля двух отобранных проб (приемных камер). Показатель использовался для оценки сохранности и кондиционности глубинных проб. Отдельные числовые значения производственных лабораторных данных незначительно скорректированы в целях конфиденциальности без изменения анализируемых соотношений и выводов.

Табл. 2. Лабораторные PVT-параметры и показатели качества глубинных проб скважин № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения**Table 2.** Laboratory PVT parameters and downhole sample quality indicators for wells Nos. 1–4 of the B5 reservoir of the Severo-Danilovskoye oil and gas condensate field

Параметр	Ед. изм.	Скв. № 1	Скв. № 2	Скв. № 3	Скв. № 4
Давление насыщения	МПа	12,61	13,8	13,45	8,51
Газосодержание	м ³ /т	111	128	124	77
Газосодержание, пересчет	м ³ /м ³	95,7	106,5	104,7	64,9
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,23	1,23	1,27	1,196
Сжимаемость нефти	1/МПа·10 ⁻⁴	10,92	17,01	12,71	9,05
Плотность нефти (пласт.)	кг/м ³	787	758	758	779
Вязкость нефти (пласт.)	мПа·с	3,37	1,57	2,75	3,37
Плотность нефти (стд.)	кг/м ³	862	832	844	843
Оценка γ_g	доли ед.	0,907	0,772	0,928	1,119
Начальное пластовое давление	МПа	16,8	17,1	16,9	16,1
Начальная пластовая температура	°С	19,7	21,0	17,0	23,0
Забойное давление при отборе	МПа	15,0	15,5	14,5	15,7
Давление сдвига поршня при 25 °С	МПа	9,5	н/д	14,1	3,8/4,9
Промысловый газовый фактор	м ³ /м ³	23	73	44	н/д

Табл. 1 и 2 сформированы по материалам пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения, но решают разные задачи: табл. 1 характеризует точность расчетного подбора по расчетно-опорному набору, тогда как табл. 2 используется для анализа межскважинной изменчивости и качества глубинных проб. Поэтому значения двух таблиц не следует трактовать как прямые пары «расчет – факт» одного и того же набора.

Различия по давлению насыщения, газосодержанию, вязкости и оценке γ_g между скважинами № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения (см. табл. 2) имеют прикладное значение для подготовки ГГДМ, однако их причины нельзя однозначно связывать только с пространственной

неоднородностью флюида. Для представительных скважин № 1–3 диапазон γ_g составляет 0,772–0,928. Скважина № 4 одновременно характеризуется минимальными R_{bp} и R_s и максимальной оценкой $\gamma_g = 1,119$; сочетание этих признаков и низкое давление сдвига поршня указывает на необходимость осторожной интерпретации и повторного контроля качества пробы.

В контуре БФА вариабельность PVT-свойств проявляется через параметры эффективной вязкости и общей сжимаемости, которые входят в оценку задержки реакции добычи на изменение закачки [19, 20]:

$$t_{lag} \sim \frac{L^2 \phi \mu_{ef} c_t}{k},$$

где t_{lag} – оценка характерного времени задержки;

L – характерная дистанция между добывающей и нагнетательной скважинами или центрами блоков;

ϕ – пористость;

k – проницаемость;

μ_{ef} – эффективная вязкость;

c_t – общая сжимаемость.

Эффективная вязкость μ_{ef} зависит от вязкостей нефти и воды и текущей обводненности, а c_t включает сжимаемости флюидов и породы. Следовательно, даже при одинаковых геометрических условиях (L , k , ϕ) различия в μ_o и c_o приводят к различным оценкам динамики давления и реакции системы поддержания пластового давления.

С учетом выявленной изменчивости свойства пластового флюида в ГГДМ не следует автоматически задавать единой PVT-таблицей на весь объект. Вместе с тем выделение нескольких PVT-регионов по P_{br} , R_s , μ_o и γ_g должно рассматриваться как предварительная гипотеза, которая подтверждается повторным отбором проб, анализом компонентного состава и сопоставлением с историей разработки.

Контроль качества PVT-входных данных в контуре БФА целесообразно выполнять по единому регламенту:

1) проверка единиц, диапазонов и физической реализуемости;

2) автоматизированный подбор с критерием $\max(\delta_i) \leq 5\%$ по ключевым параметрам;

3) фиксация статуса «сходимость/несходимость» и причины (дефицит/низкое

качество данных, выход за область применимости корреляций, выбросы);

4) при несходимости – переход к регрессионной настройке и маркировка области применимости;

5) при подтвержденной неоднородности – формирование PVT-регионов и их привязка к блокам БФА [5, 19].

Для пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения диапазоны давления насыщения, газосодержания и вязкости составляют соответственно 8,51–13,8 МПа, 64,9–106,5 м³/м³ после приведения к единым единицам и 1,57–3,37 мПа·с. Оценки γ_g для скважин № 1–3 лежат в интервале 0,772–0,928. Значение 1,119 для скважины № 4 не использовалось при формировании основного диапазона поиска, но учитывалось при проверке алгоритма на расширенном интервале. Распределение относительных отклонений по контролируемым PVT-параметрам после подбора показано на рис. 2.

Опыт дифференциального разгазирования репрезентативной глубинной пробы пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения (глубина отбора ≈ 1715 м) демонстрирует ожидаемое снижение газосодержания и объемного коэффициента с падением давления и одновременный рост вязкости и плотности дегазированной нефти (рис. 3). Характер кривых подтверждает чувствительность вязкости к депрессии в зоне ниже давления насыщения, что следует учитывать при калибровке относительных фазовых проницаемостей и анализе устойчивости скважинных режимов.

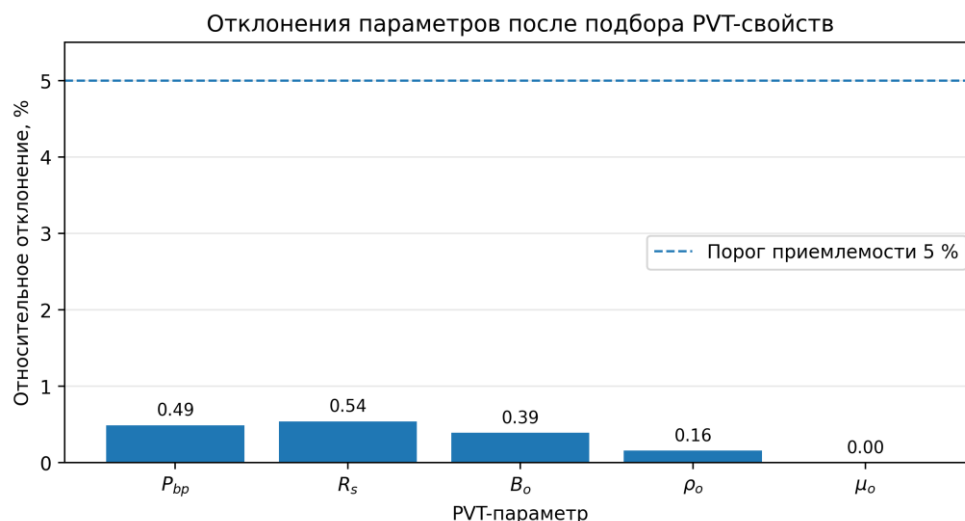


Рис. 2. Диаграмма относительных отклонений PVT-параметров после подбора для пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения

Fig. 2. Bar chart of relative deviations of matched PVT parameters for the B5 reservoir of the Severo-Danilovskoye oil and gas condensate field

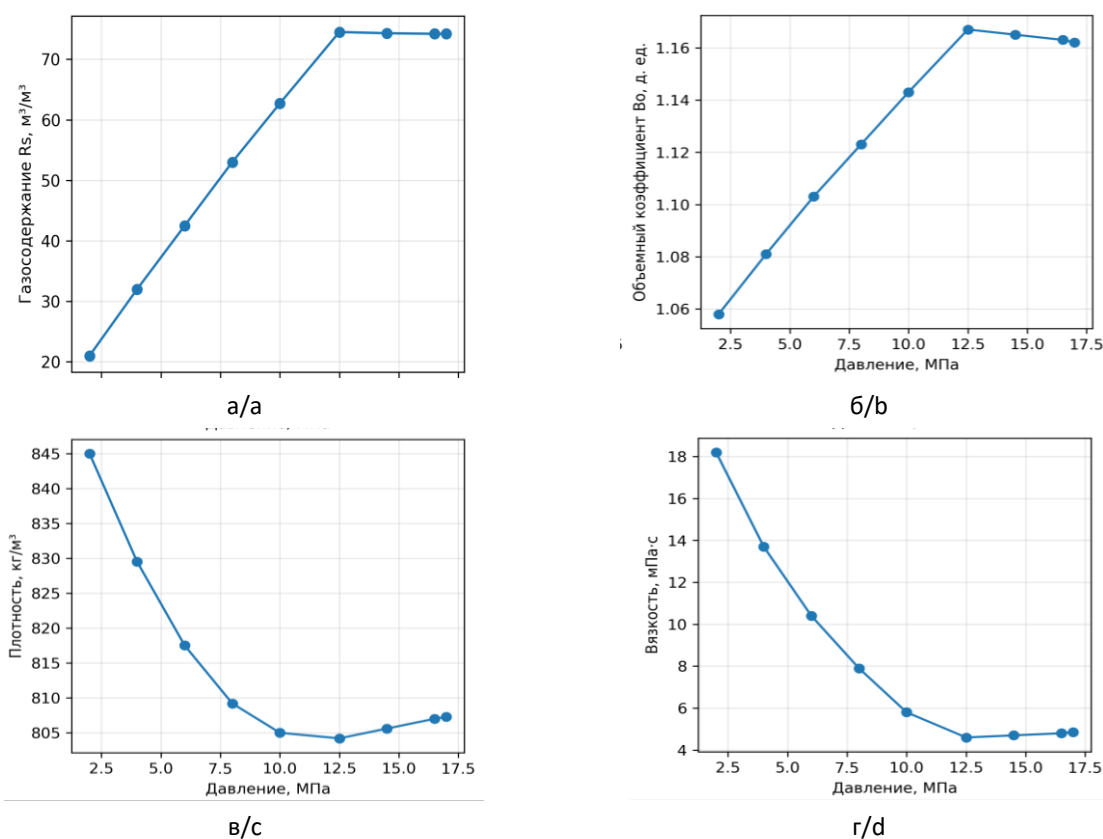


Рис. 3. Графики зависимостей от давления параметров пластовой нефти репрезентативной пробы пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения: а – газосодержание; б – объемный коэффициент; в – плотность; г – вязкость

Fig. 3. Graphs of reservoir oil parameters vs. pressure for a representative sample from the B5 reservoir of the Severo-Danilovskoye oil and gas condensate field: а – solution gas–oil ratio; б – oil formation volume factor; в – density; г – viscosity

На рис. 4 представлена схема сопоставления PVT-характеристик скважин № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения, в которой газосодержание приведено к единице измерения «м³/м³» по единому правилу. Близкие значения получены для скважин № 2 и № 3; скважина № 4

выделяется пониженными P_{bp} и R_s и повышенной оценкой γ_g . Такое сочетание может отражать как особенности флюида, так и потерю части растворенного газа при отборе. Поэтому данные скважины № 4 не использованы при формировании основного диапазона, но учтены при проверке на расширенном интервале.

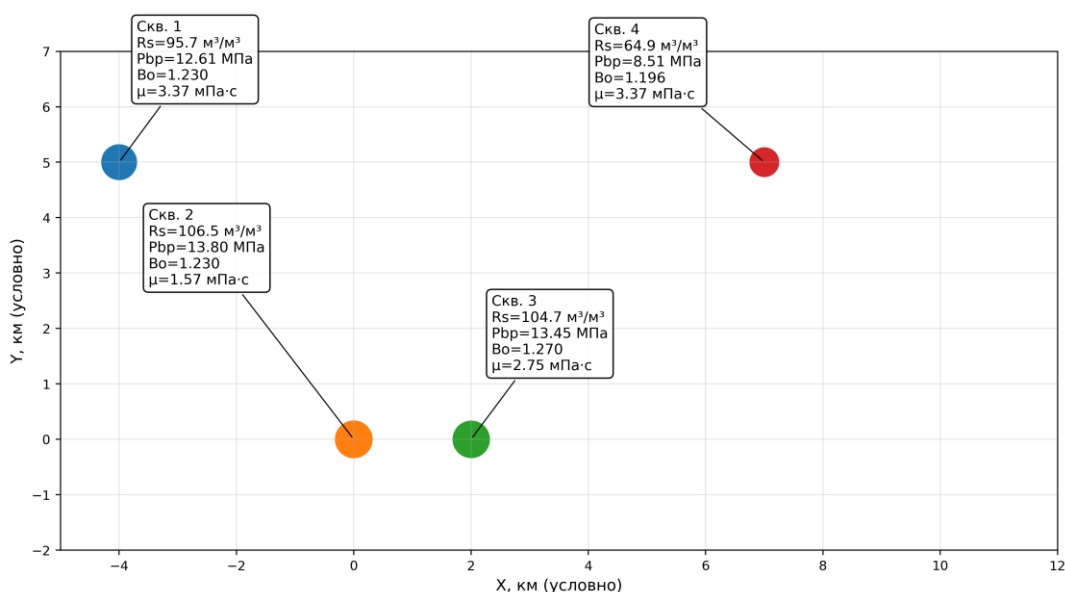


Рис. 4. Условная схема взаимного расположения скважин № 1–4 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения (размер маркера пропорционален газосодержанию, приведенному к единице измерения «м³/м³»)

Fig. 4. Schematic layout of wells Nos. 1–4 in the B5 reservoir of the Severo-Danilovskoye oil and gas condensate field (marker size is proportional to the solution gas–oil ratio expressed in м³/м³)

Принятый расширенный интервал $\gamma_g = 0,65 \div 1,17$ сформирован по независимым оценкам плотностного баланса и обратной зависимости $P_{bp}-R_s$ с учетом неопределенности состава растворенного газа и качества глубинных проб. Дополнительный расчет в основном диапазоне 0,65–0,95 дал то же итоговое значение $\gamma_g = 0,6949$. Это подтверждает, что результат устойчив к исключению низко-

надежной оценки скважины № 4 и не определяется положением границ интервала.

Заключение

Результаты работы характеризуют этап подготовки, согласования и контроля качества входных данных о свойствах пластового флюида для блочно-факторного анализа и последующего гидродинамического моделирования.

Разработан модуль подготовки PVT-свойств, реализующий автоматизированный расчет, итерационный подбор относительной плотности растворенного газа и контроль качества по набору целевых параметров.

Численная проверка алгоритма показала устойчивую сходимость метода половинного деления: после 20 итераций получено $\gamma_g = 0,6990$, после многопараметрического уточнения $\gamma_g = 0,6949$. Максимальное относительное отклонение свойств пластового флюида пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения от опорных значений составило 0,54 %, что ниже принятого критерия 5 %.

Для скважин № 1–3 пласта Б5 Северо-Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения оценки γ_g составили 0,772–0,928. Значение 1,119 для скважины № 4 имеет пониженную надежность и подтверждает необходимость совместного учета PVT-изменчивости и качества глубинных проб.

Научно-практическая значимость подхода состоит в том, что модуль обеспечивает единый «протокол» получения согласованных зависимостей $B_o(p)$, $R_s(p)$, $\mu_o(p)$ и сопутствующих величин с фиксированными метриками качества. Это снижает влияние субъективных настроек специалиста и повышает сопоставимость результатов между блоками и версиями модели при выполнении БФА и подготовке входных данных ГГДМ.

Полномасштабная адаптация геолого-гидродинамической модели к истории разработки требует самостоятельного описания геологической основы, сеточной модели, режимов эксплуатации, временных рядов, целевой функции и изменяемых параметров. Поэтому количественная оценка влияния сформированных таблиц свойств на адаптацию модели и анализ чувствительности рассматриваются как отдельная задача дальнейшего исследования.

Вклад авторов

А.И. Корнев – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, проведение исследования, методология, программное обеспечение, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Ю.А. Максимова – методология, руководство исследованием, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

М.В. Коровкин – концептуализация, методология, руководство исследованием, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Использование искусственного интеллекта

При подготовке рукописи использовался ChatGPT (OpenAI) в качестве вспомогательного инструмента для проверки орфографии и грамматики. ИИ не применялся для формирования исходных данных, получения численных результатов, их научной интерпретации и принятия окончательных решений.

Список источников

1. Кокымбаева Г.Ж., Ермаков Э.В., Досниязов Р.У. Моделирование PVT свойств в пределах блока Тайсоган на примере месторождений Уз, Уз Восточный, Уз Северный // *Engineering Journal of Satbayev University*. 2022. Т. 144, № 3. С. 41–49. <https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i3.07>
2. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 1. С. 56–60. EDN: TIJUDF
3. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // *Георесурсы*. 2022. Т. 24, № 3. С. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>
4. Vardcharragosad P., Duplaa A., Ayala H.L.F. Identification of pitfalls in PVT gas condensate modeling using modified black-oil formulations // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2014. Vol. 4, No. 4. P. 457–469. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0103-4>
5. Papanikolaou P., Kanakaki E.M., Lempesis S., Gaganis V. Mass balance-based quality control of PVT results of reservoir oil DL studies // *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 13. P. 3301. <https://doi.org/10.3390/en17133301>
6. Zarifi A., Daryasafar A. Auto-tune of PVT data using an efficient engineering method: Application of sensitivity and optimization analyses // *Fluid Phase Equilibria*. 2018. Vol. 473. P. 70–79. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2018.05.030>
7. Patidar A.K., Singh S., Anand S., Kumar P. Enhancing PVT property predictions for black oil reservoirs through the application of supervised machine learning techniques // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 243. P. 213307. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213307>
8. Kharazi Esfahani P., Peiro Ahmady Langeroudy K., Khorsand Movaghar M.R. Enhanced machine learning – ensemble method for accurate estimation of oil formation volume factor at reservoir conditions // *Scientific Reports*. 2023. Vol. 13. P. 15199. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-42469-4>
9. Elkatatny S., Moussa T., Abdulraheem A., Mahmoud M. A self-adaptive artificial intelligence technique to predict oil pressure volume temperature properties // *Energies*. 2018. Vol. 11, No. 12. P. 3490. <https://doi.org/10.3390/en11123490>
10. Larestani A., Sahebalzamani S., Hemmati-Sarapardeh A., Naseri A. Compositional modeling of solution gas–oil ratio (Rs): a comparative study of tree-based models, neural networks, and equations of state // *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 8428. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91132-7>
11. Liu H., Xie B., Xin X., et al. Investigation on the extent of retrograde condensation of Qianshao gas condensate reservoir using PVT experiments and compositional reservoir simulation // *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 3. P. 503. <https://doi.org/10.3390/pr12030503>
12. Tan B.I., Bolourinejad P., Eriksen D.K., et al. Application of the SAFT- γ Mie equation of state for reservoir-fluid modeling in the petroleum industry // *Energy & Fuels*. 2025. Vol. 39, No. 5. P. 2435–2470. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c03921>
13. Vasquez M.E., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction // *Journal of Petroleum Technology*. 1980. Vol. 32, No. 6. P. 968–970. <https://doi.org/10.2118/6719-PA>
14. Beggs H.D., Robinson J.R. Estimating the viscosity of crude oil systems // *Journal of Petroleum Technology*. 1975. Vol. 27, No. 9. P. 1140–1141. <https://doi.org/10.2118/5434-PA>
15. McCain W.D. Reservoir-fluid property correlations – state of the art // *SPE Reservoir Engineering*. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 266–272. <https://doi.org/10.2118/18571-PA>

16. *Mahjabin N., Banik S.C.* An integrated study of phase behavior in natural gas reservoirs through experimental and simulation approach: A case study // *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 6631–6650. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.05.077>
17. *Al-Marhoun M.A.* Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 42, Nos. 2–4. P. 209–221. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.012>
18. *Kanakaki E.M., Gaganis V.* Automated equations of state tuning workflow using global optimization and physical constraints // *Liquids*. 2024. Vol. 4, No. 1. P. 267–277. <https://doi.org/10.3390/liquids4010012>
19. *Соболева Е.В., Третьякова О.А.* Блочный анализ текущей компенсации отборов жидкости закачкой и обоснование коэффициента эффективности закачки // *Нефтепромысловое дело*. 2021. № 5(629). С. 34–38. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5\(629\)-34-38](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5(629)-34-38)
20. *Жунева С.О., Сыпачева О.С., Старков В.Ю., Волков В.А.* Доработка подходов к блочному анализу для повышения эффективности системы поддержания пластового давления // *Нефтепромысловое дело*. 2025. № 12(684). С. 24–29. EDN: LEYGLK
21. *Kargarpour M.A.* PVT properties variation with depth in carbonate reservoirs: a case study // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 10, No. 6. P. 2517–2529. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00921-5>
22. *Dranchuk P.M., Abou-Kassem J.H.* Calculation of Z factors for natural gases using equations of state // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1975. Vol. 14, No. 3. P. 34–36. <https://doi.org/10.2118/75-03-03>
23. *Gaganis V., Sikka V., Kallos G.* An accurate method to generate composite PVT data for black oil // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 157. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.006>
24. *Chaharlangi A., Naseri A., Riahi M.A.* Developing new models for prediction of PVT properties of crude oil // *Petroleum Science and Technology*. 2021. Vol. 39, No. 5. P. 152–163. <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1867168>
25. *Farkha S.A., Zangana M.H.S., Shoham O.* Evaluation of compositional models and PVT correlations for reservoir fluid characterization for Iraqi light crude oils properties // *Energy Science & Engineering*. 2023. Vol. 11, No. 7. P. 2654–2667. <https://doi.org/10.1002/ese3.1456>

Информация об авторах

Александр Игоревич Корнев – аспирант, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия; SPIN-код: 1966-0586, <https://orcid.org/0009-0006-7630-3165>; e-mail: alexkorn99@inbox.ru

Юлия Анатольевна Максимова – старший преподаватель, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия; SPIN-код: 1923-5894, <https://orcid.org/0009-0000-7045-628X>; e-mail: yam3@tpu.ru

Михаил Владимирович Коровкин – д.ф.-м.н., профессор, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия; SPIN-код: 7015-9460, <https://orcid.org/0000-0002-2948-3144>; e-mail: mvk@tpu.ru

Поступила в редакцию 16.03.2026

Принята к публикации 31.07.2026

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

Application of a PVT property matching module in block and factor analysis for reservoir simulation input preparation

Alexander I. Kornev ✉, Yulia A. Maksimova, Mikhail V. Korovkin

National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenina Ave., Tomsk, 634050, Russia

Abstract. *Introduction.* Reliable PVT input data are required for consistent reservoir fluid representation in block and factor analysis and reservoir simulation; heterogeneous laboratory information requires a reproducible workflow for matching and quality control. *Objective.* To improve the reliability of pressure–volume–temperature data preparation for block and factor analysis and reservoir simulation through automated parameter matching and source data quality control. *Materials and methods.* An engineering workflow was used that includes validation of laboratory and field data, calculation of oil, gas, and water properties using empirical correlations, iterative matching of dissolved gas relative density, and multiparameter consistency control. The workflow was tested using reference and laboratory PVT data from the B5 reservoir of the Severo-Danilovskoye oil and gas condensate field, Irkutsk Region, including wells Nos. 1–4. *Results.* The proposed algorithm provides stable parameter matching and agreement between calculated and reference fluid properties for bubble point pressure, solution gas–oil ratio, oil formation volume factor, density, and viscosity. Calculations with different search bounds confirmed solution robustness. Downhole sample analysis revealed interwell PVT variations and identified a sample of reduced representativeness; its inclusion in the extended range did not change the final solution. The results support joint consideration of sample quality and fluid property variability when preparing PVT input. *Conclusion.* The developed module provides reproducible preparation and quality control of PVT tables, reduces subjective parameter selection, and provides a basis for subsequent fluid region definition and reservoir model calibration.

Keywords: reservoir fluid properties; parameter matching; block and factor analysis; data quality control; downhole samples; bubble point pressure; solution gas–oil ratio; oil formation volume factor; oil viscosity; reservoir simulation

Funding: the work received no funding.

For citation: Kornev A.I., Maksimova Yu.A., Korovkin M.V. Application of a PVT property matching module in block and factor analysis for reservoir simulation input preparation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 337–355. (In Russ.).

✉ Alexander I. Kornev, alexkorn99@inbox.ru

© Kornev A.I., Maksimova Yu.A., Korovkin M.V., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Alexander I. Kornev – conceptualization, data curation, formal analysis, investigation, methodology, software, validation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Yulia A. Maksimova – methodology, supervision, validation, writing – review & editing.

Mikhail V. Korovkin – conceptualization, methodology, supervision, validation, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

Use of artificial intelligence

ChatGPT (OpenAI) was used as an auxiliary tool for checking spelling and grammar. The AI was not involved in generating the source data, obtaining the numerical results, interpreting them scientifically, and making the final decisions.

References

1. Kokymbayeva G.Zh., Ermekov E.V., Dosniyazov R.U. Modeling PVT properties within the Taysogan block using the Uaz, Uaz Vostochnyi and Uaz Severnyi fields as examples. *Engineering Journal of Satbayev University*. 2022. Vol. 144, No. 3. P. 41–49. (In Russ.). <https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i3.07>
2. Yushchenko T.S., Brusilovskiy A.I. Effective method for creating and adapting PVT-model of reservoir fluid of gas-condensate deposits and gas cap for oil-gas-condensate reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2015. No. 1. P. 56–60. (In Russ.).
3. Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 3. P. 164–181. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>
4. Vardcharragosad P., Duplaa A., Ayala H.L.F. Identification of pitfalls in PVT gas condensate modeling using modified black-oil formulations. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2014. Vol. 4, No. 4. P. 457–469. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0103-4>
5. Papanikolaou P., Kanakaki E.M., Lempesis S., Gaganis V. Mass balance-based quality control of PVT results of reservoir oil DL studies. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 13. P. 3301. <https://doi.org/10.3390/en17133301>
6. Zarifi A., Daryasafar A. Auto-tune of PVT data using an efficient engineering method: Application of sensitivity and optimization analyses. *Fluid Phase Equilibria*. 2018. Vol. 473. P. 70–79. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2018.05.030>
7. Patidar A.K., Singh S., Anand S., Kumar P. Enhancing PVT property predictions for black oil reservoirs through the application of supervised machine learning techniques. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 243. P. 213307. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213307>
8. Kharazi Esfahani P., Peiro Ahmady Langeroudy K., Khorsand Movaghar M.R. Enhanced machine learning – ensemble method for accurate estimation of oil formation volume factor at reservoir conditions. *Scientific Reports*. 2023. Vol. 13. P. 15199. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-42469-4>

9. Elkatatny S., Moussa T., Abdulraheem A., Mahmoud M. A self-adaptive artificial intelligence technique to predict oil pressure volume temperature properties. *Energies*. 2018. Vol. 11, No. 12. P. 3490. <https://doi.org/10.3390/en11123490>
10. Larestani A., Sahebalzamani S., Hemmati-Sarapardeh A., Naseri A. Compositional modeling of solution gas–oil ratio (Rs): a comparative study of tree-based models, neural networks, and equations of state. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 8428. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91132-7>
11. Liu H., Xie B., Xin X., et al. Investigation on the extent of retrograde condensation of Qianshao gas condensate reservoir using PVT experiments and compositional reservoir simulation. *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 3. P. 503. <https://doi.org/10.3390/pr12030503>
12. Tan B.I., Bolourinejad P., Eriksen D.K., et al. Application of the SAFT- γ Mie equation of state for reservoir-fluid modeling in the petroleum industry. *Energy & Fuels*. 2025. Vol. 39, No. 5. P. 2435–2470. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c03921>
13. Vasquez M.E., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction. *Journal of Petroleum Technology*. 1980. Vol. 32, No. 6. P. 968–970. <https://doi.org/10.2118/6719-PA>
14. Beggs H.D., Robinson J.R. Estimating the viscosity of crude oil systems. *Journal of Petroleum Technology*. 1975. Vol. 27, No. 9. P. 1140–1141. <https://doi.org/10.2118/5434-PA>
15. McCain W.D. Reservoir-fluid property correlations – state of the art. *SPE Reservoir Engineering*. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 266–272. <https://doi.org/10.2118/18571-PA>
16. Mahjabin N., Banik S.C. An integrated study of phase behavior in natural gas reservoirs through experimental and simulation approach: A case study. *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 6631–6650. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.05.077>
17. Al-Marhoun M.A. Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 42, Nos. 2–4. P. 209–221. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.012>
18. Kanakaki E.M., Gaganis V. Automated equations of state tuning workflow using global optimization and physical constraints. *Liquids*. 2024. Vol. 4, No. 1. P. 267–277. <https://doi.org/10.3390/liquids4010012>
19. Soboleva E.V., Tretyakova O.A. Block analysis of the current compensation of liquid withdrawal by injection and justification of the injection efficiency coefficient. *Oilfield Engineering*. 2021. No. 5(629). P. 34–38. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5\(629\)-34-38](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5(629)-34-38)
20. Zhuneva S.O., Sypacheva O.S., Starkov V.Yu., Volkov V.A. Improvement of block analysis approaches to increase the efficiency of water injection system. *Oilfield Engineering*. 2025. No. 12(684). P. 24–29. (In Russ.).
21. Kargarpour M.A. PVT properties variation with depth in carbonate reservoirs: a case study. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 10, No. 6. P. 2517–2529. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00921-5>
22. Dranchuk P.M., Abou-Kassem J.H. Calculation of Z factors for natural gases using equations of state. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1975. Vol. 14, No. 3. P. 34–36. <https://doi.org/10.2118/75-03-03>
23. Gaganis V., Sikka V., Kallos G. An accurate method to generate composite PVT data for black oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 157. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.006>

24. Chaharlangi A., Naseri A., Riahi M.A. Developing new models for prediction of PVT properties of crude oil. *Petroleum Science and Technology*. 2021. Vol. 39, No. 5. P. 152–163. <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1867168>

25. Farkha S.A., Zangana M.H.S., Shoham O. Evaluation of compositional models and PVT correlations for reservoir fluid characterization for Iraqi light crude oils properties. *Energy Science & Engineering*. 2023. Vol. 11, No. 7. P. 2654–2667. <https://doi.org/10.1002/ese3.1456>

Information about the authors

Alexander I. Kornev – Postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-7630-3165>; e-mail: alexkorn99@inbox.ru

Yulia A. Maksimova – Senior Lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7045-628X>; e-mail: yam3@tpu.ru

Mikhail V. Korovkin – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-2948-3144>; e-mail: mvk@tpu.ru

Received 16 March 2026

Accepted 31 July 2026

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279.23+622.279.5.001.42

EDN: FUNPWU

Влияние подъема конуса подошвенной воды на отклик кривой восстановления давления в вертикальных сеноманских газовых скважинах

Т.А. Абрамов¹ ✉, А.Ш. Аккерман¹, И.М. Индрупский², Р.А. Ягудин³, А.А. Александров³,
А.Ю. Головизнин³, Р.Р. Абзильдин³

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

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

3 – ООО «Харампурнефтегаз», Россия, 625023, Тюмень, ул. Одесская, д. 7Б

Аннотация. *Введение.* Для минимизации рисков раннего обводнения и преждевременного выбытия скважин в процессе разработки газовых залежей с малой газонасыщенной толщиной критически важно осуществлять своевременный контроль динамики подъема газоводяного контакта. В теории снижение эффективной газонасыщенной толщины при поднятии газоводяного контакта должно обнаруживаться по результатам проведения повторных гидродинамических исследований скважин, однако примеры выявления подобных случаев на практике и в литературе встречаются достаточно редко. *Цель работы.* На основании фактических данных проведения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и гидродинамических исследований скважин и численного моделирования оценить влияние формирования конуса подошвенной воды на поведение кривой восстановления давления. *Материалы и методы.* Исследования методами импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и кривой восстановления давления малоамплитудной залежи покурской свиты в сеноманских отложениях, воспроизведение полученных данных численными методами в программном обеспечении tNavigator, обработка модельных и фактических кривых восстановления давления в программном обеспечении Карра Saphir. *Результаты.* Численное моделирование на секторной гидродинамической модели позволило оценить характерные тренды на кривой восстановления давления, изначально не выявляемые по фактическим данным из-за слабозаметных изменений производной давления в условиях замера на пределе разрешающей способности стандартных глубинных приборов. При сопоставлении с модельными расчетами удалось выявить аналогичные признаки и на фактических данных, что обосновывает возможность оперативного мониторинга подъема газоводяного контакта по данным гидродинамических исследований в случае использования высокоточных датчиков давления. *Заключение.* Подтверждены и уточнены диагностические признаки формирования конуса подошвенной воды на кривой восстановления давления в вертикальных газовых скважинах. Они представлены характерным наклонным участком производной давления, а также поэтапным вертикальным смещением графика производной вверх на повторных результатах гидродинамических исследований скважин относительно предыдущих замеров.

✉ Абрамов Тимур Алексеевич, TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru

© Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Индрупский И.М., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю., Абзильдин Р.Р. 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; кривая восстановления давления; сеноманская залежь; газоводяной контакт; конус подошвенной воды

Финансирование: И.М. Индрупский выполнял работу в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1), для остальных соавторов источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: *Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Индрупский И.М., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю., Абзильдин Р.Р.* Влияние подъема конуса подошвенной воды на отклик кривой восстановления давления в вертикальных сеноманских газовых скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 356–375. EDN: FUNPWU

Введение

В процессе разработки газовых залежей с малой газонасыщенной толщиной критически важно осуществлять своевременный контроль динамики подъема газоводяного контакта (ГВК) для минимизации рисков раннего обводнения и преждевременного выбытия скважин. В теории снижение эффективной газонасыщенной толщины при поднятии ГВК должно обнаруживаться по результатам проведения повторных гидродинамических исследований скважин (ГДИ), однако примеры выявления подобных случаев на практике и в литературе встречаются достаточно редко.

Объектом исследования в работе являлась малоамплитудная залежь покурской свиты, разрез которой характеризуется наличием слабопроницаемых заглинизированных прослоев («перемычек»).

Изначально в геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) перемычка, обладающая граничными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), рассматривалась как непроницаемый слой «неколлектора»¹. По мере разработки залежи стали

обнаруживаться различные косвенные признаки дренирования нижнего циклита через перемычку. В том числе такие признаки были выявлены по данным ГДИ и обоснованы результатами численного моделирования, представленными в работах [1, 2].

При проектировании полномасштабной разработки залежи наличие подошвенной воды определило задачу обеспечения максимальной длительности периода безводной эксплуатации, что должно было быть достигнуто за счет бурения горизонтальных скважин (ГС) в верхний циклит [1, 3]. Предполагалось, что непроницаемая перемычка будет служить барьером для продвижения воды к забоям добывающих скважин. Охват дренированием нижнего циклита должен был происходить через «окна слияния» первого и второго циклита в зонах с отсутствующей перемычкой. Факт проницаемого характера перемычки несет за собой необходимость пересмотра представлений о темпах охвата дренированием по разрезу, а также требует более детального изучения динамики подъема ГВК в процессе разработки. Эта информация, в свою очередь, необходима как для корректировки прогнозных показателей, так и для пересмотра стратегии разработки в целом с целью предупреждения раннего обводнения скважин и сохранения проектных уровней добычи [4, 5].

определенный объем пропластков с достаточно высокой проницаемостью.

¹ Под «неколлектором» в контексте статьи понимается некондиционный коллектор с точки зрения принятого для рассматриваемого объекта граничного значения пористости. При этом из-за разброса фактических значений ФЕС относительно используемых петрофизических зависимостей в такую категорию попал

В связи с этим особую важность представляет оценка распределения фильтрационных свойств по разрезу, а также своевременное выявление и мониторинг формирования конуса подошвенной воды. Очевидно, что особая роль в этих исследованиях должна отводиться гидро-динамическим методам.

На части кустовых площадок рассматриваемой залежи пробурены вертикальные скважины (ВС), забои которых располагаются по центру от разведения горизонтальных скважин (ГС). Основной целью бурения ВС был контроль динамики пластового давления в верхнем или нижнем циклитах путем перфорации в соответствующем интервале, а также динамики подъема ГВК. По мере их эксплуатации производится регулярный мониторинг продвижения ГВК с помощью промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с записью импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК).

Наличие постоянно обновляющихся данных о динамике ГВК, а также о геологическом строении разреза является важным преимуществом вертикальных скважин по сравнению с горизонтальными. Это определяет приоритет исследования ВС на первоначальном этапе изучения обозначенных выше особенностей дренирования пласта.

Стоит также отметить, что в настоящее время имеется аналогичная проблема эксплуатации скважин в условиях сниженных газонасыщенных толщин и близости подошвенной воды для «традиционных» сеноманских газовых залежей. Текущий этап их разработки связан с охватом дренированием периферийных частей за счет активного забуривания боковых горизонтальных стволов [6–8].

В связи с этим фактом рассматриваемые в данной работе вопросы являются актуальными и для залежей с высокими начальными газонасыщенными толщинами.

Целью работы является оценка влияния формирования конуса подошвенной воды на поведение кривой восстановления давления (КВД) путем комплексного анализа фактических данных проведения ИННК и ГДИ и численного моделирования.

Материалы и методы

В данной работе рассматривается малоамплитудная залежь покурской свиты (ПК1) в сеноманских отложениях. Пласт ПК1 характеризуется слоистым строением, где слабопроницаемые заглинизированные прослои служат естественным барьером между двумя циклитами: верхним (ПК1-1) и нижним (ПК1-2). Нижний циклит характеризуется наличием пластовой воды.

Исходя из литературных данных по особенностям ГДИ в скважинах с активной подошвенной водой² [9, 10], предполагалось, что для ВС, вскрывших нижний циклит, наличие аквифера может оказать влияние на КВД в виде границы постоянного давления. На конечном участке диагностического графика КВД ожидалось снижение производной давления, свидетельствующее о достижении зоны подпитки в подошве пласта. Однако такое поведение не обнаружилось по результатам выполненного комплекса ГДИ [1]. В свою очередь, активность аквифера проявилась по данным ИННК, согласно которым на различных участках залежи отмечались зоны локального подъема подошвенной воды.

² Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S., et al. Dynamic Data Analysis, v5.42. Paris: Kappa Engineering, 2021. 776 p.

Отсутствие влияния активности аквифера на КВД в скважинах, находящихся в зоне локального подъема ГВК, объясняется сложным механизмом его проявления [10]. Период проведения ГДИ является относительно кратковременным в масштабе разработки месторождения, поэтому в зависимости от степени активности аквифера его влияние на КВД возможно по трем вариантам:

- 1) граница постоянного давления;
- 2) непроницаемая граница – «подошва» для газонасыщенной части залежи;
- 3) некоторое промежуточное состояние между непроницаемой границей и границей постоянного давления.

Как отмечено в [10], в последнем случае анализ КВД требует численного моделирования, так как учет динамики подъема ГВК в процессе работы скважины и его влияния на восстановление давления выходит за рамки стандартных аналитических моделей. В работе

воспроизведение полученных данных численными методами выполнялось в программном обеспечении tNavigator, обработка модельных и фактических кривых восстановления давления – в программном обеспечении Карра Saphir.

Примером проявления аквифера средней интенсивности с формированием конуса подошвенной воды могут служить результаты исследований, представленные в работе [11] (рис. 1). Из рисунка видно, что при сопоставлении КВД на кривой 2014 г. отмечается более высокое положение горизонтального участка производной относительно предыдущих замеров. Данный факт объясняется снижением гидропроводности kh/μ (или ее частного параметра – проводимости пласта kh) вследствие уменьшения эффективной газонасыщенной толщины по мере роста конуса, что подтверждается данными ПГИ. Таким образом, явная работа аквифера отразилась на КВД не как граница постоянного давления, а как снижение эффективной толщины.

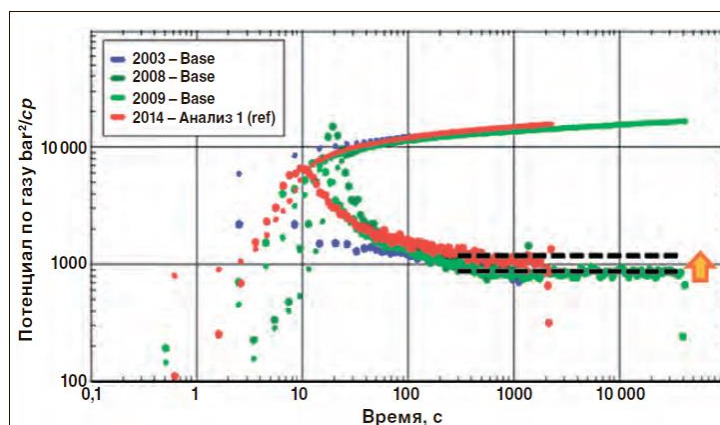


Рис. 1. Сопоставление диагностических графиков кривых восстановления давления, отображающее изменение положения газовой контактной поверхности

Fig. 1. Comparison of diagnostic plots of pressure buildup depicting the change of gas–water contact level

Источник / Source: [11]

В то же время следует отметить, что пример из работы [11] характеризуется незначительным смещением производной. Данный признак не всегда может быть однозначно идентифицирован при интерпретации, либо может быть списан на погрешность замера дебитов перед остановкой скважины. Поэтому при получении такого отклика на практике особенно важной становится его верификация с помощью численного моделирования. Она должна включать воспроизведение темпов подъема конуса подошвенной воды по данным ПГИ и анализ его влияния на поведение КВД на различные периоды исследования. Использование численного моделирования также позволяет учесть геологические особенности пласта, определяющие проявление сложных фильтрационных потоков на КВД. Данное обстоятельство имеет особую важность для рассматриваемой залежи, как показано на примере ряда скважин в работе [2].

Также необходимо учитывать, что активность аквифера может отражаться не только в виде эффекта влияния границ

пласта. Так, в работе [12] на примере ГС, вскрывающей водоплавающую залежь с высоковязкой нефтью, показано, что до момента прорыва конуса подошвенной воды к забою добывающей скважины его влияние может проявиться на КВД в виде крайне высокого значения скин-фактора, обычно характерного для неполного вскрытия перфорацией продуктивной толщины.

В данной работе влияние подъема ГВК рассматривается на примере вертикальной скважины XX2. Формирование конуса подошвенной воды в ней было выявлено спустя ~3 года эксплуатации. Примерно в эти же сроки с целью поддержания уровней добычи на данной скважине, изначально вскрывавшей нижний циклит, было произведено приобщение («дострел») верхнего продуктивного интервала. Как и в случае со скважиной XX5, описанном в работе [2], после дострела не произошло увеличения проводимости пласта kh . Наглядным подтверждением данного факта является сопоставление диагностических графиков КВД до и после дострела, представленное на рис. 2.

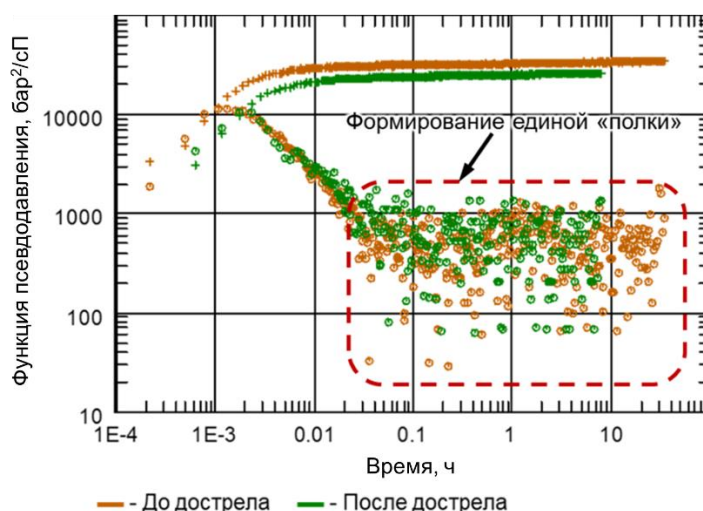


Рис. 2. Сопоставление диагностических графиков кривых восстановления давления до и после дострела по скв. XX2

Fig. 2. Comparison of diagnostic plots of pressure buildup before and after additional perforation in the well XX2

Несмотря на характерную для сеноманских скважин зашумленность данных, в период доминирования радиального режима (примерно с 0,04 ч замера) по производным обеих КВД угадывается тренд формирования горизонтального участка («полки»). В период замера второй КВД подъем ГВК оценивался равным 5 м, однако это не отразилось в виде смещения «полки» производной, аналогичного представленному на рис. 1.

Для дальнейшего анализа использована комплексная методика работы [2], базирующаяся на сопоставительном анализе откликов КВД до и после дострела и их численном моделировании с учетом послойного распределения свойств коллектора и «неколлектора» (перемычки) согласно результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС). На начальном этапе расчетов проницаемость слоев коллектора задается по данным РИГИС, «неколлектора» – 1–10 мД. Предшествующие расчеты показали, что для рассматриваемого пласта воспроизвести фактический отклик КВД, в основном, удастся за счет подбора проницаемости «неколлектора». При этом по большей части слоев коллектора сохраняется соответствие между данными ГДИ и РИГИС.

Как известно, оценка проницаемости геофизическими методами носит косвенный характер, поскольку она основана на корреляционных петрофизических зависимостях [13–15] и соответствует малому радиусу исследования [16]. В отличие от геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамические методы позволяют оценить проницаемость непосредственно по отклику давления на фильтрационные процессы, протекающие в пласте [17–19]. Вместе с тем,

рассматриваемая слоистая модель коллектора вносит существенную неопределенность, связанную с корректностью вычленения проницаемости для каждого интервала из общего интегрального значения kh [20, 21]. Отсюда полученная согласованность РИГИС с данными ГДИ подтверждает взаимную корректность оценок, рассчитанных двумя независимыми методами, и обоснованность методики.

Воспроизведение отклика КВД и динамики подъема ГВК в скважине ХХ2 было выполнено путем построения секторной гидродинамической модели (ГДМ). Модель учитывала фактическую работу всех скважин в пределах куста, куда помимо скважины ХХ2 были включены также четыре соседних горизонтальных скважины. Скважина ХХ2 расположена в центре сектора, в направлении от границ модели до центра реализовано логарифмическое сгущение сетки. Настройка ГДМ производилась в несколько этапов. На первом этапе воссоздавался отклик КВД до проведения дострела. На втором – проводилась верификация полученной модели по результатам ГДИ после приобщения дополнительного интервала. Конечный этап был связан с адаптацией на темпы снижения пластового давления и подъема ГВК в скважине ХХ2.

Результаты

Итоговые результаты настройки на КВД до и после дострела (с учетом адаптации модели на темпы подъема ГВК) представлены на рис. 3а и 3б соответственно. Как видно, обе модельные кривые достаточно точно описывают фактическое поведение давления за пределами периода влияния ствола скважины (ВСС).

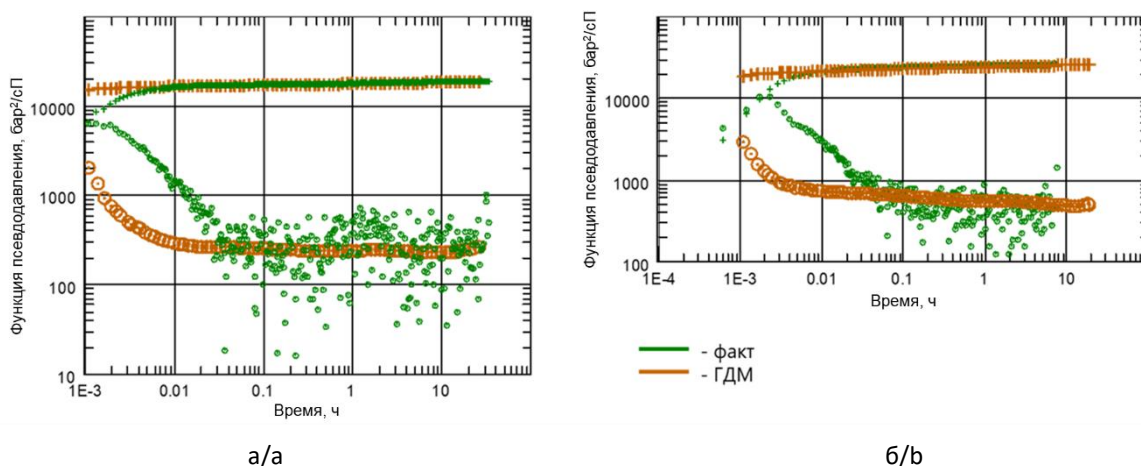


Рис. 3. Сопоставление фактических и модельных диагностических графиков кривой восстановления давления скв. XX2: а – до дострела; б – после дострела

Fig. 3. Comparison of actual and model diagnostic plots of pressure buildup for the well XX2: а – before additional perforation; б – after additional perforation

При этом сопоставление с модельными кривыми позволяет выявить на фактических данных характерные тренды, которые не были отчетливыми при

первичном анализе по причине зашумленности. На рис. 4 представлены увеличенные фрагменты графиков производных КВД из рис. 3.

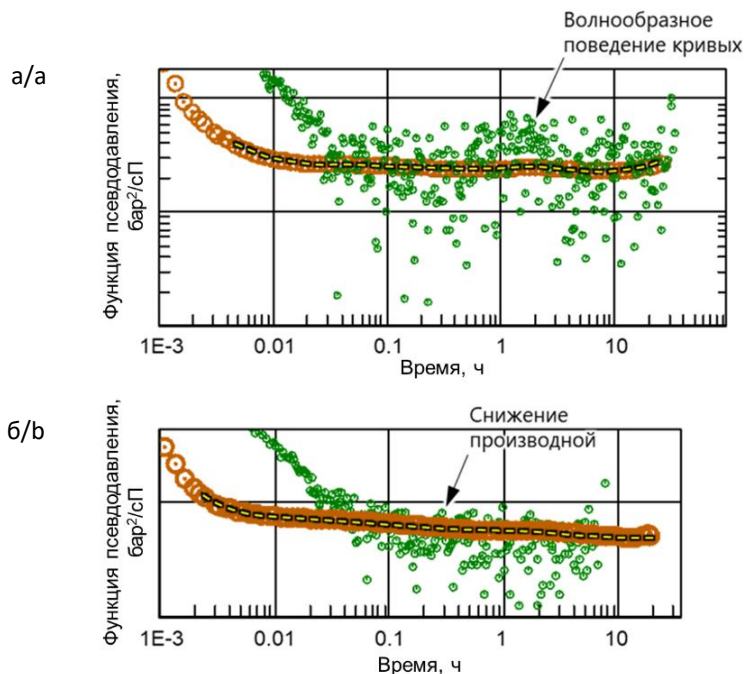


Рис. 4. Увеличенные фрагменты графиков производной кривой восстановления давления: а – до дострела; б – после дострела

Fig. 4. Enlarged fragments of pressure buildup derivative plots: а – before additional perforation; б – after additional perforation

При детальном рассмотрении на модельной производной КВД до проведения дострела (см. рис. 4а) удастся идентифицировать волнообразное поведение, вызванное межпластовыми перетоками в процессе массообмена между высокопроницаемыми слоями через интервалы «неколлектора». При совместном рассмотрении с моделью волнообразный тренд (с более высокой амплитудой) угадывается и на зашумленных фактических данных. Подобное поведение практически отсутствует на модельной кривой после дострела, где отмечается снижение производной. Снижение также проявляется на фактических данных при их сопоставлении с моделью (см. рис. 4б). Причиной подобного поведения является подтягивание конуса подошвенной воды, которое подробнее будет рассмотрено ниже.

На рис. 5 представлено распределение проницаемости по разрезу по результатам адаптации ГДМ с пронумерованными пропластками. В табл. 1 сопоставлены свойства пропластков по РИГИС и ГДМ.

Как видно, по результатам адаптации по основной части пропластков коллектора проницаемость осталась без изменения. В то же время для 4-го, 6-го и 8-го интервалов «неколлектора» потребовалось задать достаточно высокую проницаемость $k = 50$ мД. Однако следует отметить, что такие значения проницаемости (а также и существенно более высокие) встречаются и для керновых образцов, отнесенных по результатам петрофизических исследований к «неколлектору». Это указывает на то, что полученные результаты в целом не противоречат принятой петрофизической модели. Вместе с тем, помимо латеральной проницаемости, важен и коэффициент ее вертикальной анизотропии k_z/k_r . Для всех интервалов коллектора k_z/k_r принят равным 0,5. Для «неколлектора» его значение задавалось согласно петрофизической зависимости от латеральной проницаемости, полученной по керновым исследованиям для заглинизированных низкопроницаемых интервалов.

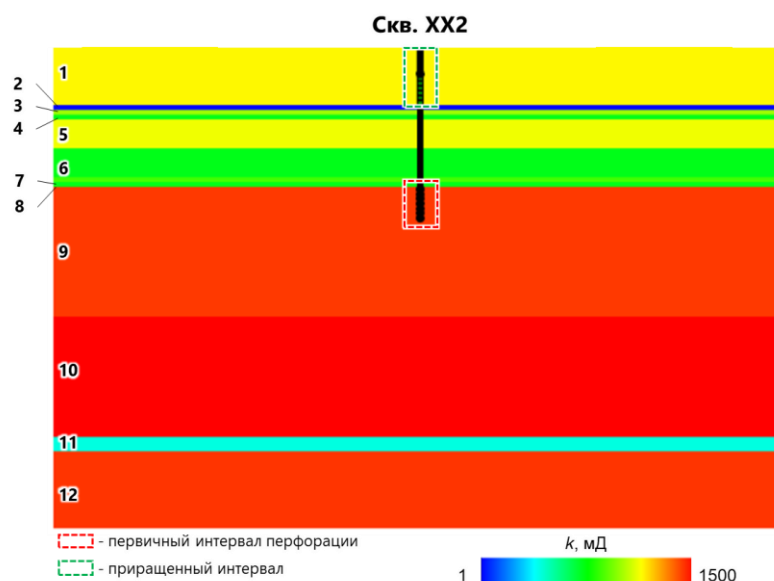


Рис. 5. Графическое представление распределения проницаемости по разрезу

Fig. 5. Graphical representation of cross-sectional permeability distribution

Табл. 1. Параметры пропластков по результатам интерпретации геофизических исследований скважин и гидродинамической модели**Table 1.** Layer parameters based on well logging results and reservoir simulation model

№ п/п	Тип	Насыщение ГИС / ГДМ	h , м	k ГИС, мД	k ГДМ, мД	Δk , мД	δk , %	kh ГДМ, мД·м
1	коллектор	газ / газ	6,1	1110	500	-610	-55	3050
2	«неколлектор»	- / газ	0,7	-	1	-	-	0.7
3	коллектор	газ / газ	0,7	217	217	0	0	151,9
4	«неколлектор»	- / газ	0,4	-	50	-	-	20
5	коллектор	газ / газ	2,7	422	422	0	0	1139,4
6	«неколлектор»	- / газ	3,1	-	50	-	-	155
7	коллектор	газ / газ	0,6	105	105	0	0	63
8	«неколлектор»	- / газ	0,3	-	50	-	-	15
9	коллектор	газ / газ	13,4	2341	2341	0	0	31 369,4
10	коллектор	вода / вода	12,4	3711	3711	0	0	46 016,4
11	«неколлектор»	- / вода	1,3	-	10	-	-	13
12	коллектор	вода / вода	8	2440	2440	0	0	19 520

Вместе с тем, необходимо обратить внимание на одно отклонение от общих тенденций. В ходе адаптации проницаемость для интервала 1 пришлось занизить почти в два раза, а следующему слою «неколлектора» задать заниженное относительно других «неколлекторов» значение $k = 1$ мД. Данная корректировка была вызвана необходимостью настройки на первичную КВД и явилась объяснением отсутствия видимых различий в поведении производной после проведения дострела. Так, по данным табл. 1, суммарная величина kh по первым двум пропласткам составляет менее 10 % от общего значения по газонасыщенной части разреза, непосредственно охваченной дренированием.

С учетом уже полученного распределения фильтрационных свойств по разрезу, адаптация на темпы снижения пластового давления и подъема ГВК проводилась только путем подбора размеров сектора и активности аквифера. При этом достичь удовлетворительной настройки удалось за достаточно малое количество итераций, что также подтверждает адекватность полученных параметров модели.

Финальный этап моделирования заключался в сопоставлении модельных и фактических откликов КВД, представленных на одну дату замера, с динамикой подъема конуса подошвенной воды.

Обсуждение

На рис. 6а представлено сопоставление диагностических графиков модельной и фактической КВД на начальный период отработки скважины. На рис. 6б приведен разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности из ГДМ. Конус подошвенной воды в этот период в явном виде не обнаруживается, но имеются незначительные изменения насыщенности в ближайших от ГВК ячейках. Вертикальное положение «полки» на производной модельной КВД определяет величину kh равной 19 400 мД·м. Это значение близко к точному интегральному значению 19 520 мД·м для распределения проницаемости в адаптированной модели (см. табл. 1). Погрешность составляет менее 1 % и связана с особенностями визуальной оценки положения «полки» на производной КВД.

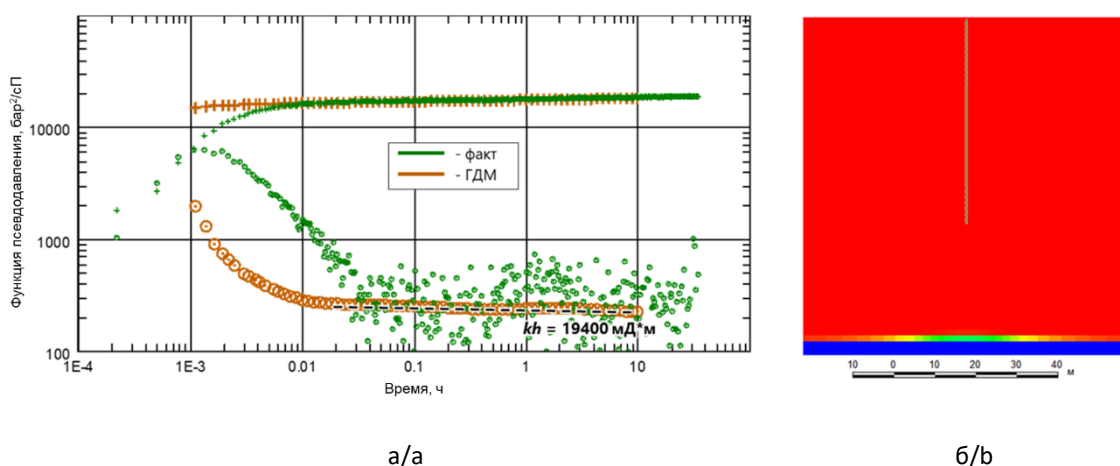


Рис. 6. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели в начальный период времени:

- а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 6. Pressure buildup simulation results at initial time period:

- а – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
б – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution

На рис. 7а, 8а и 9а представлено сопоставление модельных и фактических КВД на различные периоды подъема ГВК. На рис. 7б, 8б и 9б приведены разрезы вдоль скважины XX2 по кубу водонасы-

щенности в ГДМ на моменты остановки скважины для записи КВД с отмеченной высотой сформированного конуса подошвенной воды относительно начального положения ГВК.

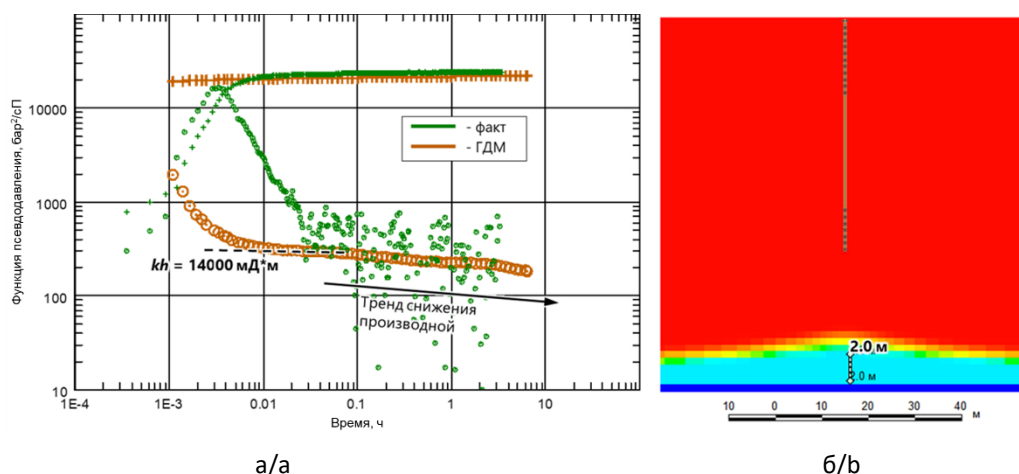


Рис. 7. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели на момент подъема конуса подошвенной воды на 2 м:

- а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 7. Pressure buildup simulation results at the moment the water cone moved up by 2 m:

- а – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
б – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution

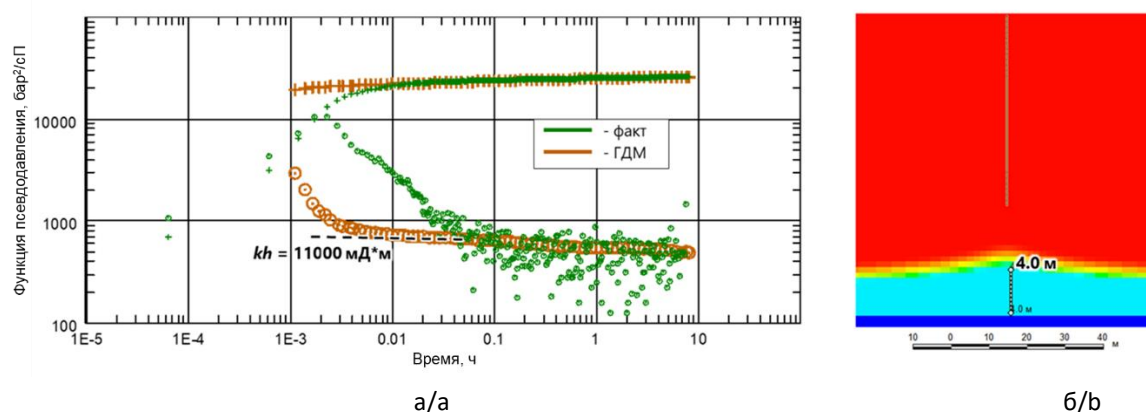


Рис. 8. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели на момент подъема конуса подошвенной воды на 4 м:
а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 8. Pressure buildup simulation results at the moment the water cone moved up by 4 m:

- а – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
б – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution

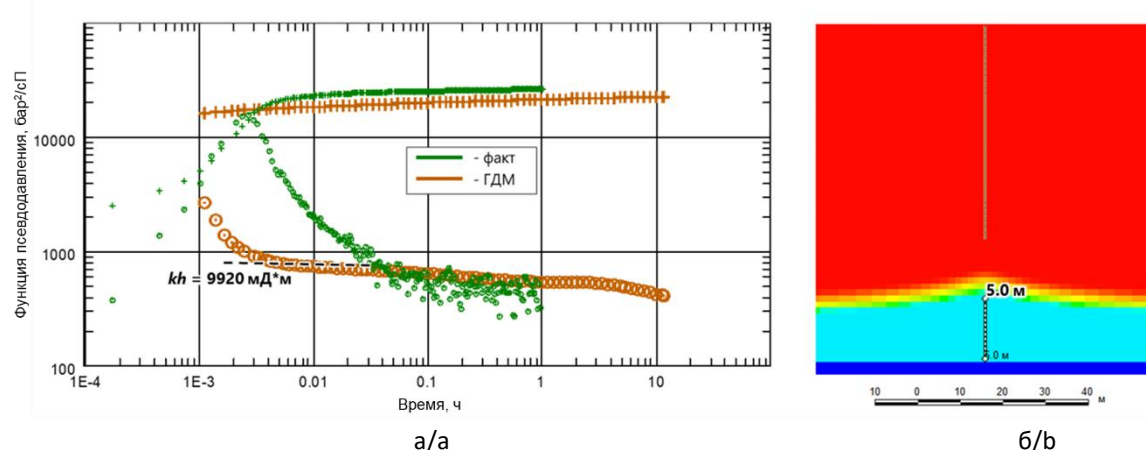


Рис. 9. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели на момент подъема конуса подошвенной воды на 5 м:
а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 9. Pressure buildup simulation results at the moment the water cone moved up by 5 m:

- а – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
б – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution

В модели подъем конуса подошвенной воды оценивался по зоне с максимальной водонасыщенностью $S_w = 0,81$ (голубая зона на рис. 7–9), соответствующей остаточной насыщенности газом. Как видно из этих рисунков, размер переходной желто-зеленой зоны с промежуточными значениями

насыщенности является незначительным относительно голубой зоны остаточной газонасыщенности. Исходя из этого предполагалось, что по данным ИННК текущий подъем конуса подошвенной воды выявляется именно по зоне максимальной водонасыщенности.

Как и для рис. 4, сопоставление модельных данных с фактическими кривыми позволило выявить ранее не заметные особенности. На рис. 7а представлена повторная КВД спустя 4 месяца отработки, подъем конуса подошвенной воды согласно данным ГДМ составил 2 м (см. рис. 7б). На модельной КВД данный факт отразился в виде снижения kh в начальный период замера до значения 14 000 мД·м с последующим формированием наклонного тренда снижения производной. Данный тренд визуально показывает достаточно хорошее соответствие облаку точек фактической производной, несмотря на ее зашумленность. Следует отметить, что период максимального снижения kh на модельной кривой отображает уменьшение эффективных толщин в ближайшей от ствола скважины зоне. На фактической КВД данный период скрыт ВСС, который заканчивается приблизительно на 0,3 ч замера. Выход производной на устойчивый тренд снижения, наблюдаемый на 0,1 ч, соответствует радиусу условного влияния около 60 м. На этом расстоянии подъем конуса подошвенной воды по данным модели оценивается равным 1 м. На конец замера фактической КВД модельная кривая формирует «полку», положение которой практически соответствует начальному kh . Радиус условного влияния на этот момент времени составляет порядка 250 м, что соответствует минимальному подъему конуса – 0,5 м.

Таким образом, благодаря модельным данным становятся очевидными признаки формирования конуса подошвенной воды на фактической КВД, которые было невозможно выявить при первичном анализе. Также, помимо указанного в работе [11] снижения kh , модельная КВД демонстрирует еще один характерный отклик в виде

формирования наклонного участка производной. Он указывает на постепенный рост эффективных газонасыщенных толщин по мере удаления условного радиуса распространения возмущения от скважины, что определяется геометрическими особенностями конуса.

При дальнейших ГДИ, когда подъем конуса подошвенной воды последовательно составил 4 и 5 м (см. рис. 8 и 9 соответственно), корреляция между фактической и модельной КВД становится более явной. Представленная на рис. 8 КВД была записана после дострела и частично рассмотрена ранее. Видно, что подъем конуса также отражается на кажущейся величине kh на начальном участке модельных кривых. Так, на момент подъема ГВК на 4 м kh «ближней зоны» снизился до значения 11 000 мД, на момент подъема на 5 м – до 9920 мД. На всех фактических кривых начальный период скрыт маскирующим влиянием ствола скважины. Несмотря на это, начиная примерно с 0,03 ч на фактических производных отчетливо наблюдается тренд снижения при наложении на модельные отклики. Данный факт не был столь очевиден при первичном рассмотрении каждой фактической КВД в отдельности, что наглядно отображает примеры по КВД до и после дострела (см. рис. 2).

Отмеченное выше формирование желто-зеленой переходной зоны на рис. 7–9 может иметь некоторое дополнительное влияние на интегральное снижение kh . Однако небольшая ее протяженность по модельным данным определяет непринципиальный вклад данного фактора. Поэтому факт успешной настройки модели на данные КВД позволяет сделать вывод о корректности воспроизведения процесса конусообразования.

На рис. 10 представлено сопоставление модельных КВД на различные этапы формирования конуса подошвенной воды, которое позволяет наиболее наглядно отследить динамику изменения КВД по мере его роста. Как видно, несмотря на очевидные признаки изменения в поведении давления, их проявление

характеризуется малой амплитудой вертикального смещения производной и небольшим наклоном тренда. Такое поведение является дополнительным подтверждением сложности диагностирования подъема конуса по КВД в случае получения зашумленных данных замера давления.

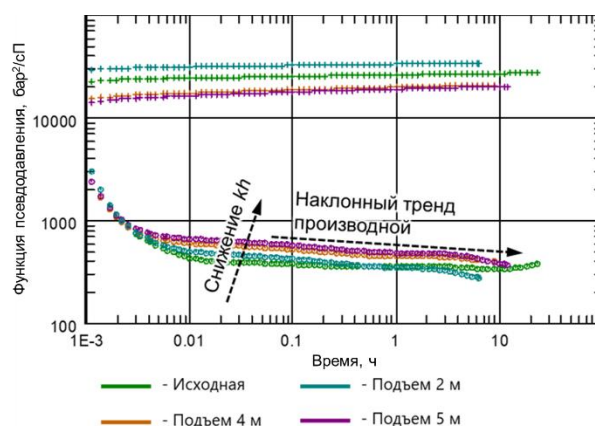


Рис. 10. Сопоставление диагностических графиков модельных кривых восстановления давления

Fig. 10. Comparison of diagnostic plots of model pressure buildup

Таким образом, результаты моделирования показали, что подъем конуса подошвенной воды имеет свои диагностические признаки на повторных КВД, и они находили свое отражение на фактических замерах. Вместе с тем, без сравнения с результатами численного моделирования эти тренды являются практически неразличимыми в формирующемся облаке точек.

Выполненные исследования с привлечением ГДМ и междисциплинарного анализа показывают принципиальную возможность использования результатов повторных ГДИ для контроля динамики подъема ГВК и дренирования запасов газа. Применение высокоточных датчиков позволит существенно снизить возникающие неопределенности и напрямую использовать данные ГДИ как диагностический

инструмент для оперативного анализа динамики конусообразования.

Заклучение

Полученные результаты расширяют возможности применения комплексной методики гидродинамического контроля разработки, являющейся эффективным способом изучения особенностей дренирования маломощных газовых залежей. На примере малоамплитудной залежи в пласте покурской свиты (ПК1) использованием секторной ГДМ, ее детальной настройки на фактические данные ГДИ и сопоставления с данными ИННК подтверждены и уточнены диагностические признаки подъема конуса подошвенной воды на повторных КВД. Показана возможность с высокой степенью точности контролировать темп подъема конуса по повторным ГДИ в вертикальной газовой скважине.

Диагностическим признаком формирования конуса подошвенной воды на КВД в вертикальной скважине является уменьшение газонасыщенных толщин и снижение проводимости пласта в прискважинной зоне.

Это отображается на диагностическом графике повторных КВД в виде подъема производной давления выше ее положения на первоначальной кривой, с дальнейшим трендом снижения до исходной «полки».

Вклад авторов

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

А.Ш. Аккерман – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи.

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

Р.А. Ягудин – администрирование проекта, концептуализация, методология, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

А.А. Александров – концептуализация, формальный анализ, создание рукописи и ее редактирование.

А.Ю. Головизнин – методология, формальный анализ.

Р.Р. Абзгильдин – руководство исследованием, формальный анализ.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

И.М. Индрупский является членом редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

Инструменты искусственного интеллекта не использовались при подготовке данной рукописи.

Список источников

1. Аккерман А.Ш. Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8(101). С. 70–74. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-8-70-74>

2. Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А. и др. Анализ гидродинамических исследований малоомощной сеноманской газовой залежи при наличии проницаемой глинистой перемычки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 381–400. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

3. Орлов А.Ю., Шехонин Р.С., Кунаккужсин И.А. и др. Накопленный опыт планирования и геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин в сеноманских отложениях Харампурского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11(611). С. 5–14. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-5-14](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14)

4. Дубив И.Б., Курин К.К., Фирулев Н.С., Инякин В.В. Опыт автоматизации процесса адаптации положения газоводяного контакта сеноманской залежи Юбилейного месторождения // Газовая промышленность. 2023. № 7(851). С. 16–25. EDN: AJCFOE

5. Супрун А.Н., Кунаккужин И.А., Гарифуллин А.Р. и др. Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7(92). С. 88–92. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-7-88-92>
6. Корякин А.Ю., Сопнев Т.В., Юнусов А.А. и др. Определение граничных критериев эффективности восстановления продуктивности сеноманских газовых скважин зарезкой боковых стволов на Уренгойском и Северо-Уренгойском месторождениях // Газовая промышленность. 2025. № 5(881). С. 54–61. EDN: UAJFGF
7. Сафронов М.Ю., Абзалов А.А., Кондратьев К.И. и др. Метод обоснования целевого объекта для строительства бокового ствола в условиях эксплуатации многопластового месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2025. № 10(299). С. 76–84. EDN: FOBYUH
8. Сопнев Т.В., Бригадиренко С.В., Юнусов А.А. и др. Комплекс решений по повышению эффективности управления разработкой Песцовой площади Уренгойского НГКМ // Нефть. Газ. Новации. 2025. № 11(300). С. 77–82. EDN: CZBUWT
9. Bourdet D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
10. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
11. Чепкасова Е.В. Диагностирование перемещения газоводяного контакта с помощью результатов газодинамических исследований скважин // Газовая промышленность. 2017. № 5(752). С. 42–45. EDN: YZBHSJ
12. Кричевский В.М., Каешков И.С., Гайнутдинова Л.И. Ранняя диагностика конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями с помощью мониторинга скин-фактора горизонтальных скважин // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2025. Т. 10, № 4(38). С. 66–76. EDN: MAFGEA
13. Выговский Т.В., Выговский С.В. Фильтрационно-емкостные свойства пород туронского возраста Русско-Часельского мегавала // Нефтяное хозяйство. 2026. № 1. С. 24–29. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-24-29>
14. Добрыдень С.В., Туренко С.К., Семёнова Т.В. Прогноз проницаемости в терригенно-карбонатном разрезе с учетом литологической принадлежности горных пород // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 6–10. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-2-6-10>
15. Кучурина О.Е., Мاستин А.В., Воронина А.Н. и др. Типизация терригенного разреза высокой степени неоднородности для прогноза петрофизических свойств на примере отложений нижней подсвиты покурской свиты // Нефтяное хозяйство. 2025. № 3. С. 20–24. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-3-20-24>
16. Орехов А.Н., Аmani М.М.М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 6. С. 198–209. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2140>
17. Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В. и др. Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 1. С. 46–54 <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>

18. Gao Y., Jiang R., Xu X., et al. The pressure buildup well test analysis considering stress sensitivity effect for deepwater composite gas reservoir with high temperature and pressure // *Geofluids*. 2021. Vol. 2021. P. 5054246. <https://doi.org/10.1155/2021/5054246>

19. Кременецкий М.И., Инамов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 676 с.

20. Davarpanah A., Mirshekari B., Jafari Behbahani T., Hemmati M. Integrated production logging tools approach for convenient experimental individual layer permeability measurements in a multi-layered fractured reservoir // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2018. Vol. 8, No. 3. P. 743–751. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0422-3>

21. Кременецкий М.И., Инамов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.

Информация об авторах

Тимур Алексеевич Абрамов – руководитель группы, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5671-4440, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru

Анель Шалхаровна Аккерман – главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; SPIN-код: 9263-3531, <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: ASh_Akkerman@rn-gir.rosneft.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

Радик Аслямович Ягудин – канд. техн. наук, главный геолог, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0000-5842-586X>; e-mail: YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

Александр Александрович Александров – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-1491-1571>; e-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Антон Юрьевич Головизнин – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-4246-1245>; e-mail: GolovizninAYu@kharampurneftegaz.ru

Рустам Ринатович Абзгильдин – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-7721-537X>; e-mail: AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru

Поступила в редакцию 06.05.2026

Принята к публикации 12.08.2026

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

Original article

Influence of water coning on pressure buildup response in vertical Cenomanian gas wells

Timur A. Abramov¹ ✉, Anel Sh. Akkerman¹, Ilya M. Indrupskiy², Radik A. Yagudin³, Aleksandr A. Aleksandrov³, Anton Yu. Goloviznin³, Rustam R. Abzgildin³

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

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

3 – Kharampurneftegaz LLC, 7B Odesskaya St., Tyumen, 625023, Russia

Abstract. *Introduction.* To minimize the risks of early water breakthrough and premature well abandonment during the development of formation with a small gas-saturated thickness, it is critically important to monitor the dynamics of the gas–water contact rise in a timely manner. In theory, a reduction in effective gas-saturated thickness due to water coning should be detectable through the repeated pressure transient well test analysis; however, examples of identifying of such cases in practice and in the literature are quite rare. *Objective.* To evaluate the influence of water coning on pressure buildup behavior based on actual pulsed neutron–neutron logging and pressure transient analysis data and numerical simulation. *Materials and methods.* Research using pulsed neutron–neutron logging and pressure buildup analysis of a low-amplitude reservoir of the Pokur Formation in Cenomanian deposits, numerical simulation of the obtained data in the tNavigator software, and processing of model and actual pressure buildup data in the Kappa Saphir software. *Results.* Numerical simulation on a sector model made it possible to unmask characteristic trends on the pressure buildup curve that were not initially identifiable from the actual data due to the subtle changes in the pressure derivative, which were under measurement conditions at the limit of standard downhole gauge resolutions. By comparison with the model calculations, similar signs were identified in the actual data. This justifies the possibility of operational monitoring of the gas–water contact rise based on the data from well tests with the use of high-precision gauges. *Conclusion.* This study confirms and clarifies the diagnostic signs of water coning on the pressure buildup curve in vertical gas wells. These are represented by characteristic derivative slope period, as well as gradual vertical upward shift of the pressure derivative in repeated well test results relative to previous tests.

Keywords: well tests; pressure buildup; Cenomanian Formation; gas–water contact; water coning

Funding: the work of Ilya M. Indrupskiy was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1); the other coauthors received no funding.

For citation: Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Indrupskiy I.M., Yagudin R.A., Aleksandrov A.A., Goloviznin A.Yu., Abzgildin R.R. Influence of water coning on pressure buildup response in vertical Cenomanian gas wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 356–375. (In Russ.).

✉ Timur A. Abramov, TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru

© Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Indrupskiy I.M., Yagudin R.A., Aleksandrov A.A., Goloviznin A.Yu., Abzgildin R.R., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

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

Anel Sh. Akkerman – formal analysis, investigation, visualization, writing – original draft.

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

Radik A. Yagudin – project administration, conceptualization, methodology, supervision, writing – review & editing.

Aleksandr A. Aleksandrov – conceptualization, formal analysis, writing – review & editing.

Anton Yu. Goloviznin – methodology, formal analysis.

Rustam R. Abzgildin – supervision, formal analysis.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Ilya M. Indrupskiy is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

Use of artificial intelligence

No artificial intelligence tools were used in the preparation of this manuscript.

References

1. Akkerman A.Sh. Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier. *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 8(101). P. 70–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-8-70-74>
2. Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Aleksandrov A.A., et al. Well test analysis of a low-thickness Cenomanian gas reservoir with permeable shale layer. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 381–400. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>
3. Orlov A.Yu., Shekhonin R.S., Kunakkuzhin I.A., et al. The accumulated experience of planning and geological support of horizontal wells drilling in the Cenomanian sediments of the Kharampur field. *Oilfield Engineering*. 2019. No. 11(611). (In Russ.). P. 5–14. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-5-14](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14)
4. Dubiv I.B., Kurin K.K., Firulev N.S., Inyakin V.V. Automation of the gas-water contact history matching in Cenomanian reservoir of Yubileynoye field. *Gazovaya promyshlennost*. 2023. No. 7(851). P. 16–25. (In Russ.).
5. Kunakkuzhin I.A., Suprun A.N., Garifullin A.R., et al. Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 7(92). P. 88–92. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-7-88-92>
6. Koryakin A.Yu., Sopnev T.V., Yunusov A.A., et al. Defining boundary performance criteria to recover the productivity of Cenomanian gas wells by branching at Urengoysskoye and Severo-Urengoysskoye fields. *Gazovaya promyshlennost*. 2025. No. 5(881). P. 54–61. (In Russ.).
7. Safronov M.Yu., Abzalov A.A., Kondratiev K.L., et al. Method to substantiate target object to construct side-track while operating multi-layer field. *Neft' Gaz. Novatsii*. 2025. No. 10(299). P. 76–84. (In Russ.).

8. Sopnev T.V., Brigadirenko S.V., Yunusov A.A., et al. Set of solutions to improve management efficiency while developing Pestsovaya area at Urengoy OGC field. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2025. No. 11(300). P. 77–82. (In Russ.).
9. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
10. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
11. Chepkasova E.V. Diagnostics of the shift of a gas-water contact with the use of the results of gas and dynamic research of wells. *Gazovaya promyshlennost*. 2017. No. 5(752). P. 42–45. (In Russ.).
12. Krichevsky V.M., Kaeshkov I.S., Gainutdinova L.I. Early diagnosing of water coning on bottom water-drive high-viscosity fields by means of monitoring skin of horizontal wells. *PROneft. Professionally about Oil*. Vol. 10, No. 4(38). P. 66–76. (In Russ.).
13. Vygovskiy T.V., Vygovskiy S.V. Reservoir properties of Turonian age rocks of the Russko-Chasel megaswell. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2026. No. 1. P. 24–29. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-24-29>
14. Dobryden S.V., Turenko S.K., Semenova T.V. Prediction of permeability in the terrigenous-carbonate section taking into account the lithological affiliation of rocks. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2025. No. 2. P. 6–10. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-2-6-10>
15. Kuchurina O.E., Mastin A. V., Voronina A.N., et al. Typification of a highly heterogeneous terrigenous deposits for the prediction of petrophysical properties in case of deposits of the Pokurskaya formation. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2025. No. 3. P. 20–24. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-3-20-24>
16. Orekhov A.N., Amani M.M.M. Possibilities of geophysical methods for predicting reservoir fractures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019. Vol. 330, No. 6. P. 198–209. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2140>
17. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Bakhmutov A.V., et al. Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs. *Exposition Oil Gas*. 2025. No. 1. P. 46–54. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>
18. Gao Y., Jiang R., Xu X., et al. The pressure buildup well test analysis considering stress sensitivity effect for deepwater composite gas reservoir with high temperature and pressure. *Geofluids*. 2021. Vol. 2021. P. 5054246. <https://doi.org/10.1155/2021/5054246>
19. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 1. *Fundamentals of Hydrodynamic and Geophysical Control of Development and Monitoring of Production*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 676 p. (In Russ.).
20. Davarpanah A., Mirshekari B., Jafari Behbahani T., Hemmati M. Integrated production logging tools approach for convenient experimental individual layer permeability measurements in a multi-layered fractured reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2018. Vol. 8, No. 3. P. 743–751. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0422-3>
21. 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.).

Information about the authors

Timur A. Abramov – Head of Group, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru

Anel Sh. Akkerman – Chief Specialist, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: ASh_Akkerman@rn-gir.rosneft.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

Radik A. Yagudin – Cand. Sci. (Eng.), Chief Geologist, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-5842-586X>; e-mail: YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

Aleksandr A. Aleksandrov – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0005-1491-1571>; e-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Anton Yu. Goloviznin – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0006-4246-1245>; e-mail: GolovizninAYu@kharampurneftegaz.ru

Rustam R. Abzgildin – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0009-7721-537X>; e-mail: AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru

Received 6 May 2026

Accepted 12 August 2026

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья
УДК 621.6.028+579.66
EDN: FJCLFX

Выявление оптимального температурного режима размещения водорода в метанонасыщенных высокоминерализованных водоносных горизонтах: микробиологический аспект

А.Д. Мельник, Л.А. Абукова ✉, Е.А. Сафарова

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

Аннотация. *Введение.* Актуальность работы обусловлена необходимостью минимизации потерь водорода при его внутрипластовой генерации (на истощенных месторождениях углеводородов) и подземном хранении (в геологических формациях). Основную роль в снижении объемов водорода на подобных геолого-промысловых объектах авторы отводят процессам жизнедеятельности аборигенных микробных сообществ пластовых вод, которые могут быть ответственны за потребление водорода, изменение компонентного состава газа и развитие коррозионных процессов. *Цель работы.* Экспериментальная оценка влияния температуры на активность микроорганизмов при размещении водорода в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа, а также при индуцированной микробной генерации водорода в истощенных коллекторах старых нефтегазовых месторождений. *Материалы и методы.* Основным материал – пластовые воды щигровского горизонта Щелковского подземного хранилища газа, их химический состав и микробные сообщества. Представительность микробиоты оценивалась с использованием секвенирования 16S рРНК. Компонентный состав газа определялся методом газовой хроматографии, кинетика развития бактерий сульфатредукторов оценивалась спектрометром Photocor Compact. *Результаты.* Проведенные эксперименты позволили уточнить особенности накопления водорода (10–100 %) в высокоминерализованных водах в диапазоне температур 20–65 °С. В моделируемой обстановке показаны взаимозависимые изменения количественного состава между сероокисляющими бактериями и сульфатредукторами, в том числе снижение количества последних. *Заключение.* Экспериментально показано, что при температурах выше 50 °С развитие микробных сообществ существенно ингибировалось независимо от концентрации водорода. Полученные данные позволяют установить температурный диапазон – 50–65 °С, оптимальный для хранения водорода в высокоминерализованных пластовых водах за счет подавления активности водородотрофных микроорганизмов.

Ключевые слова: водород; метан; подземное хранение; сульфатредукция; внутрипластовая генерация; температура; микробные сообщества

Финансирование: статья написана в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501406-8).

✉ Абукова Лейла Азретовна, abukova@ipng.ru

© Мельник А.Д., Абукова Л.А., Сафарова Е.А., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Мельник А.Д., Абукова Л.А., Сафарова Е.А. Выявление оптимального температурного режима размещения водорода в метанонасыщенных высокоминерализованных водоносных горизонтах: микробиологический аспект // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 376–394. EDN: FJCLFX

Введение

Важным, но малоизученным фактором, влияющим на сохранность водорода (H_2) в геологических формациях, является микробиологическая активность аборигенных сообществ в среде высокоминерализованных пластовых вод [1, 2]. Именно такие гидрохимические условия оптимальны для хранения водорода в соленосных формациях и в соляных кавернах, что теоретически и практически доказано в работах [3, 4]. Целью работы является экспериментальная оценка значимости влияния температуры на кинетику жизнедеятельности микроорганизмов при размещении водорода на объектах подземного хранения газа в водоносных горизонтах с высокоминерализованными водами, а также при индуцированной генерации H_2 в истощенных коллекторах старых нефтегазовых месторождений методом микробиологической ферментации.

Несмотря на растущий интерес к технологиям подземного хранения водорода, биокинетика в высокоминерализованных рассолах изучена фрагментарно. Тем не менее в работе показано, что аборигенные метаногены и сульфатредукторы активно потребляют H_2 в водоносных горизонтах и истощенных коллекторах, что ведет к существенным технологическим потерям [5–7]. При этом отмечено, что в соляных кавернах экстремальная соленость и специфические термические режимы способны подавлять

микробную активность [8, 9]. Количественные данные о температурной зависимости кинетики жизнедеятельности микробных сообществ именно в таких сложных гидрохимических условиях остаются противоречивыми и недостаточно систематизированными, что и обуславливает актуальность настоящих экспериментальных исследований для оптимизации условий безопасного геологического хранения [10].

В данной работе выполненные ранее исследования [5, 10, 11] дополнены следующими позициями анализа:

- уточнение температурного диапазона микробиологической активности при хранении и технически обусловленной генерации водорода в геологических формациях с высокоминерализованными водами, что позволяет существенным образом конкретизировать выбор геологических объектов для указанных целей;

- детализация механизмов изменения количественного состава сероокисляющих и сульфатредуцирующих бактерий, что может быть использовано для искусственного воздействия на рост доли водорода в газовых смесях.

- обоснование оптимального с микробиологических позиций соотношения содержания H_2 (20 %) в составе природных газовых смесей, что существенно повышает безопасный объем хранения водорода совместно с метаном в геологических резервуарах.

Для оценки степени микробиологической активности в аспекте генерации и последующего хранения водорода с метаном необходимо экспериментально оценить пороговые значения температуры и концентрации H_2 , при которых происходит переключение между доминирующими функциональными группами микроорганизмов.

Материалы и методы

В представленной работе в качестве модельного объекта выбрано Щелковское подземное хранилище газа (ПХГ), созданное в водоносном пласте щигровского горизонта верхнего девона, пластовые воды которого характеризуются высокой минерализацией и

низким содержанием сульфатов (табл. 1). Размещение подземных хранилищ в водоносных горизонтах (с водами высокой минерализации) является надежным технологическим решением в связи с тем, что водоносные горизонты эффективно выполняют изолирующую роль для газовых компонентов нижележащей флюидной системы. В таком контексте обоснован выбор Щелковского ПХГ в качестве модельного объекта для исследования микробиологической активности с учетом его характерных гидрогеохимических особенностей, среди которых определяющее значение имеет высокая минерализация пластовых вод (с низким содержанием сульфатов).

Табл. 1. Гидрохимическая характеристика щигровского водоносного комплекса Щелковского ПХГ (скв. 161)

Table 1. Hydrochemical characteristics of the Shchigrovsky aquifer complex of the Shchelkovo underground gas storage facility (well 161)

Глубина отбора пробы, м	Химический состав воды (мг/дм ³) [(мг-экв·л)]							Тип вод по Сулину
	Cl'	SO ₄ "	HCO ₃ '	Ca"	Mg"	K'+Na"	Общая минерализация	
930	75 250	3516,4	26,6	12 242,4	4076,6	28 789,1	123 963,91	ХК
	2122,71	73,2	0,436	610,96	335,38	1251,7	4394,386	

В работе использован комплекс полевых и экспериментальных методов:

Отбор проб пластовых вод из исследуемого объекта. Пробы пластовой воды отбирались с глубины 980 м из щигровского пласта-коллектора Щелковского ПХГ с помощью наливной желонки. Гидрохимический анализ показал, что воды характеризуются минерализацией 124 г/дм³, имеют рН = 6,6. В пробах воды обнаружены низшие жирные кислоты, включая уксусную кислоту в концентрации до 93 мг/дм³ и летучие кислоты состава C₃–C₅ с суммарной концентрацией 32 мг/дм³.

Фильтрация воды для получения концентрированной клеточной суспензии. Для

дальнейших работ проводилась пробоподготовка пластовой воды. Проба (1,5 л) пропусклась через фильтр на вакуумной фильтрационной установке, состоящей из вакуумного насоса, собирательной колбы, фильтровальной воронки с держателем, закрепленной на штативе, и фильтра (диаметр пор 0,22 мкм) (рис. 1а). Это позволяло отделить клеточный материал, а также собрать необходимый для проведения анализа объем биомассы. Биологический материал, собранный на фильтре, использовался для последующего выделения дезоксирибонуклеиновой кислоты (ДНК) и определения микробного состава образца (рис. 1б).



а/а



б/б

Рис. 1. Внешний вид вакуумной фильтрационной установки – мембранная фильтрация пластовой воды для сбора клеток ДНК:
а – фильтрационная установка; б – биологический материал на фильтре
(фото авторов)

Fig. 1. Vacuum filtration setup – membrane filtration of formation water for DNA/cell collection:
а – filtration setup; б – biological material on the filter
(photo by the authors)

Определение компонентного состава закачиваемого газа методом газовой хроматографии проводилось на программно-аппаратном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000».

Постановка накопительных культур микробного сообщества пластовых вод осуществлялась в среде чистого H_2 и газовых смесей водорода с метаном при содержании водорода 10–20 %.

Инкубирование проб проводилось при разных температурах в течение 2 месяцев.

Выполнена экстракция ДНК микробных сообществ накопительных культур и проведена постановка полимеразной цепной реакции (ПЦР).

Состав микробных сообществ определялся методом высокопроизводительного секвенирования по гену 16S рибосомной рибонуклеиновой кислоты (pPHK).

Оценка кинетики развития процессов сульфатредукции проводилась спектрометром Photocor Compact.

Выполнен анализ состава сообществ и оценка влияния физико-химических факторов на общую активность и жизнедеятельность микроорганизмов.

ДНК выделена с помощью наборов FastDNA Spin Kit for Soil (MP Biomedicals, США) в соответствии с протоколами производителя. Для гомогенизации пробы при помощи стеклянных микрочастиц использовался прибор TissueLyser LT (Qiagen, Германия). Для всех образцов перед дальнейшим анализом проводилось измерение количества тотальной ДНК с использованием флюориметра Qubit 2.0 (Thermo Fisher Scientific, США). Описанным выше способом были подготовлены 10 образцов из исследуемой пробы воды. Выполнено NGS профилирование микробных сообществ по гену 16S pPHK.

NGS профилирование микробных сообществ по гену 16S рРНК для каждого образца проводилось в двух повторностях. Для первичной оценки состава микробных сообществ использовался V4 участок гена 16S рРНК. Библиотеки готовились по схеме двухстадийной ПЦР по схеме, описанной в работе Gohl и др. [12]. Система праймеров и общая методика постановки реакции представлена в работе Merkel и соавторов [13]. Результаты амплификации также использовали как качественный признак наличия биоматериала прокариот в пробах, используя тот же набор праймеров, что и для ампликонного профилирования. Амплификация осуществлялась с использованием системы CFX96 Touch Real-Time PCR Detection System (Bio-Rad Laboratories, США), набора реагентов qPCRMix-HS SYBR (Evrogen, Россия). Секвенирование проводили с использованием набора реагентов MiSeq Reagent Micro Kit v2 (300-cycles) MS-103-1002 (Illumina, США) на секвенаторе MiSeq (Illumina, США) в соответствии с инструкцией производителя.

Результаты и обсуждение

Оценка влияния температурного фактора на рост аборигенной микробиоты

Деятельность микроорганизмов метаногенов, ацетогенов и сульфатредукторов очень чувствительна к условиям в пласте, на которые влияют такие факторы, как температура и минерализация вод. В немногочисленных исследованиях, посвященных данной проблематике, следует выделить работу [14], в которой рассматривается влияние пластовой температуры и минерализации вод на метаболическую активность указанных микробных групп. Эти факторы послужили важным ориентиром при планировании настоящих экспериментальных исследований, направленных на оценку поведения микробных сообществ в условиях варьирования компонентного состава газа в широком диапазоне температур (табл. 2). Точное определение диапазонов этих параметров имеет решающее значение для выбора объекта хранения и внутрипластовой генерации водорода, способствуя снижению потерь энергии от микробного метаболизма и повышению эффективности хранения.

Табл. 2. Оптимальные и критические диапазоны условий окружающей среды для микробного метаболизма

Table 2. Optimal and critical ranges of environmental factors for microbial metabolism

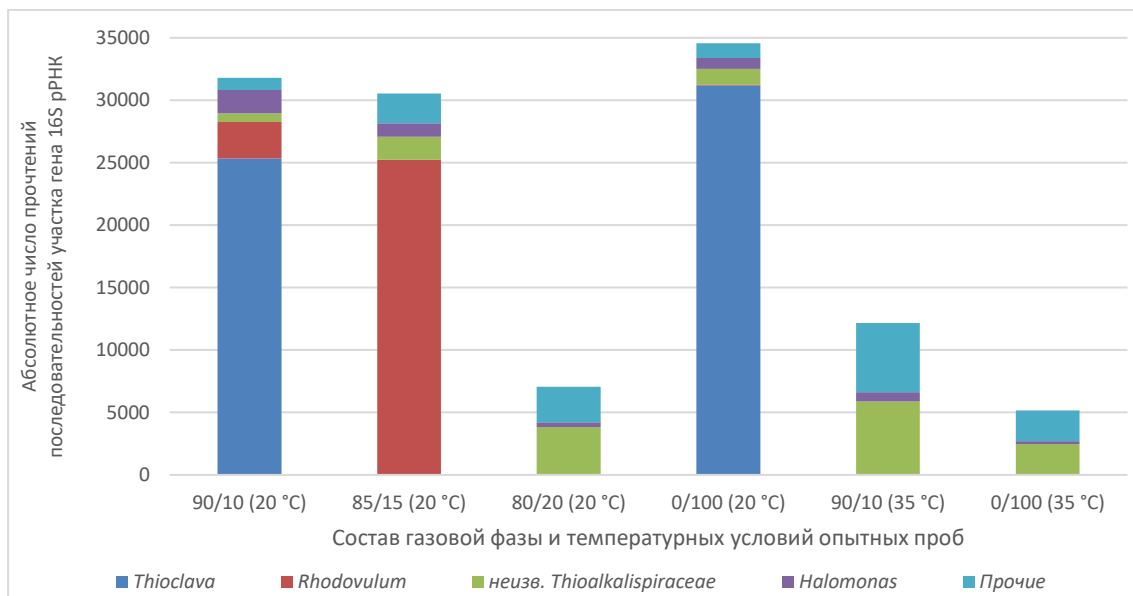
Тип процесса	Температура, °C		Минерализация, г/л	
	оптимальная	критическая	оптимальная	критическая
метаногенез	30–40	122	< 60	200
ацетогенез	20–30	72	< 40	300
сульфатредукция	20–30	113	< 100	240

Источник / Source: [15–17]

В результате экспериментальной работы по инкубированию образцов при различных температурах получены данные

о составе микробных сообществ методом высокопроизводительного секвенирования по гену 16S рРНК (рис. 2).

a/a



б/б

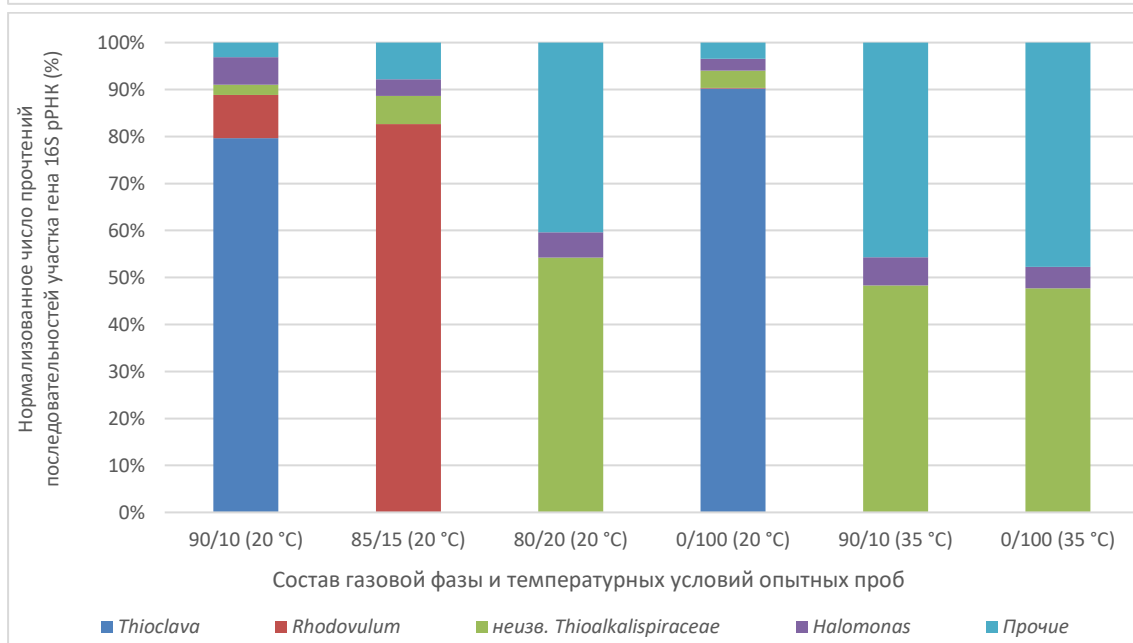


Рис. 2. Таксономический состав микробных сообществ (на уровне родов)

после инкубирования пластовых вод Щелковского ПХГ

при различных температурах и концентрациях H_2 в газовой фазе,

оцененный по числу прочтений участка маркерного гена 16S рРНК:

а – с использованием абсолютного числа прочтений участка маркерного гена 16S рРНК для каждого рода;

б – с использованием нормализованного числа прочтений участка маркерного гена 16S рРНК каждого вида (% от общего числа прочтений в пробе)

Fig. 2. Taxonomic composition of microbial communities (at the genus level)

after incubation of formation waters from the Shchelkovo underground gas storage facility under various temperatures and H_2 concentrations in the gas phase,

assessed by the number of reads of the 16S rRNA marker gene fragment:

a – using the absolute number of reads of the 16S rRNA marker gene region for each genus;

b – using the normalized read count for the 16S rRNA marker gene region of each species (% of the total number of reads in the sample)

В табл. 3 продемонстрирован результат постановки ПЦР. Пороговый цикл амплификации (cycle threshold, Ct) обратно пропорционален исходному содержанию матричной ДНК в пробе, что позволяет косвенно оценить относительную биомассу в исследуемых точках отбора. Так, в образцах № 7–10 амплификация целевых фрагментов ДНК методом ПЦР не наблюдалась, что может свидетельствовать о крайне низком содержании микробной биомассы. В данном случае отсутствие продукта самой ПЦР можно осторожно интерпретировать как

возможное ингибирование развития аборигенного микробного сообщества. Ключевым результатом эксперимента является, предположительно, резкое подавление микробиологической активности в температурном интервале выше 50 °C вне зависимости от содержания H₂ в газовой фазе. Следует подчеркнуть, что установленный температурный порог в 50 °C соответствует конкретно изучаемому объекту. Для иных геологических условий и термобарических обстановок предельные значения могут существенно варьироваться.

Табл. 3. Результаты инкубирования образцов при различных режимах температуры и концентраций водорода

Table 3. Incubation results at different temperatures and hydrogen concentrations

№ образца	Температура, °C	Содержание, %		Результат ПЦР
		Метан	Водород	
1	20	90,00	10,00	+
2	20	85,00	15,00	+
3	20	80,00	20,00	+
4	20	0,00	100,00	+
5	35	90,00	10,00	+
6	35	0,00	100,00	+
7	50	90,00	10,00	обл. повыш. t, °C
8	50	0,00	100,00	обл. повыш. t, °C
9	65	90,00	10,00	обл. повыш. t, °C
10	65	0,00	100,00	обл. повыш. t, °C

Примечание: «+» обозначает прирост ДНК в пробе.

Анализ изменений состава микробных сообществ в процессе инкубирования

Таксономический анализ исходной пробы воды выявил небогатую структуру аборигенного сообщества пластовых вод с доминированием двух функциональных групп (рис. 3). Абсолютным лидером является серо-окисляющий род *Thioalkalispira-Sulfurivermis* (филум *Desulfobacterota*, до 47 %), что указывает на ключевую роль хемолито-

трофного окисления серы. Вторым доминант – род *Desulfopila* (34 %, семейство *Desulfocapsaceae*), свидетельствующий о высокой активности сульфатредукции. Эти две линии формируют около 81 % сообщества, замыкая две ветви биогеохимического цикла серы. Оставшуюся часть (< 20 %) составляют некультивируемый кластер E6aC0₂ (6 %), род *Sediminimonas* (4 %), *Desulfohalotomaculum* и *Marinobacter* (по 2 %).

Таким образом, экосистема характеризуется низким разнообразием и высокой связью с циклом серы. *Desulfopila* – сульфатредукторы, окисляющие формат, пируват, лактат, фумарат, спирты и глицерин, преимущественно до ацетата, используя сульфат, сульфит и тиосульфат как акцепторы [18, 19]. Отдельные виды (например, *D. inferna*) способны к хемо-

литоавтотрофному росту на H_2 с фиксацией CO_2 [20], однако не извлекают электроны с поверхности $Fe(0)$ [21]. Это мезофилы (оптимум $\sim 35^\circ C$, pH 7,5–7,6), толерантные к колебаниям кислорода, широко распространенные в морских экосистемах, где подавляют метаногенез и участвуют в деградации продуктов ферментации [18, 20, 22].

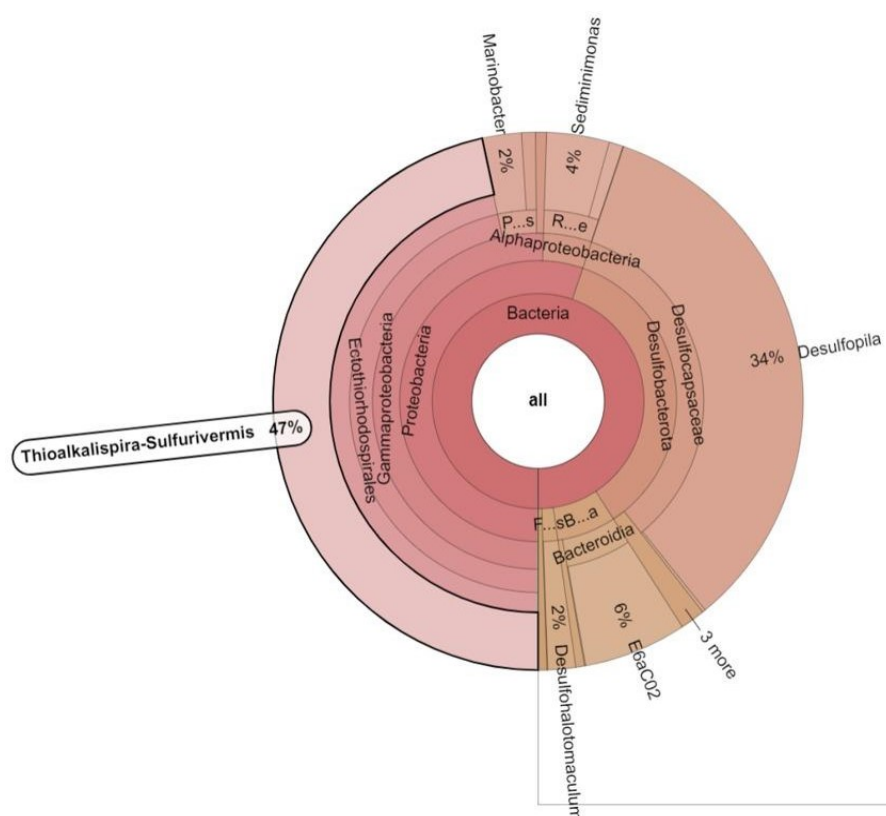


Рис. 3. Круговая диаграмма таксономического профиля микробного сообщества пластовых вод Щелковского ПХГ, построенная на основе 16S рРНК-секвенирования

Fig. 3. Krona chart of the taxonomic profile of the microbial community of the Shchelkovo underground gas storage facility formation waters based on 16S rRNA sequencing data

Источник / Source¹

¹ Абукова Л.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С. Прогноз гидрохимических и микробиологических процессов, сопутствующих совместному хранению водорода и метана в подземных условиях // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности. Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 354–358.

Abukova L.A., Safarova E.A., Filippova D.S. Forecasting hydrochemical and microbiological processes associated with the joint underground storage of hydrogen and methane. In: *Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation Dedicated to the 35th Anniversary of OGRI RAS*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 354–358. (In Russ.).

После инкубирования при различных температурах и газовых режимах во всех вариантах доминировали представители филума *Pseudomonadota* (альфа- и гамма-протеобактерии семейств *Paracoccaceae* и *Thioalkalispiraceae*), тогда как доля сульфатредукторов заметно сократилась (см. рис. 3).

Семейство *Paracoccaceae* (альфа-протеобактерии) экологически пластично, особенно в морских биотопах, и объединяет аэробных хемогетеротрофов и анаэробных пурпурных несерных бактерий, активно участвующих в циклах серы и углерода. Род *Rhodovulum* (*R. sulfidophilum*) использует сульфид как донор электронов [23]. Род *Thioclava* включает аэробные виды, окисляющие серу (*T. pacifica*) и разлагающие углеводороды (*T. dalianensis*) [24–26]. Другой, широко представленный род *Halomonas* (*Pseudomonadota*), объединяет галотолерантных или галофильных аэробных хемоорганотрофов, некоторые из которых способны к аэробной денитрификации [16, 27, 28]. Эти организмы играют важную роль в трансформации азота и серы в засоленных экосистемах. Таким образом, доминирующие группы принадлежат к протеобактериям (сероокисляющим организмам), характерным для морских (*Paracoccaceae*) либо гиперсоленых и содовых водоемов (*Thioalkalispiraceae*).

Динамика микробных сообществ в процессе термического инкубирования демонстрирует выраженную сукцессию (см. табл. 3, рис. 2, 3).

Во всех условиях общая и относительная численность сульфатредукторов снижалась (рис. 4). При содержании H_2 10–15 % наблюдался активный рост сероокисляющих бактерий, которые совместно с сульфатредукторами замыкали цикл серы. Малая численность сульфатредукторов может быть обусловлена присутствием следов кислорода либо

исчерпанием органических доноров, тогда как *Thioalkalispira* продолжала автотрофный рост на восстановленных соединениях серы. При этом при соотношении содержания метана и водорода 80/20 число прочтений маркерного гена 16S рРНК является минимальным среди всех экспериментов при 20 °С, что может свидетельствовать о наименьшей активности микроорганизмов при заданных условиях. В образцах со 100 %-м содержанием водорода число прочтений гена 16S рРНК при 35 °С снижено более чем в 5 раз относительно повторности при 20 °С. При температурах > 50 °С рост микроорганизмов значительно подавлялся, методами профилирования по гену 16S рРНК жизнедеятельность микроорганизмов отследить не удалось. Важно отметить, что высокая концентрация водорода не стимулировала рост сульфатредукторов: напротив, в пробах с максимальным содержанием H_2 общая численность снижалась. Следовательно, в условиях эксперимента и при моделировании конкретного объекта, температурный режим оказывает большее влияние на структуру сообщества и микробиологическую активность, чем доступность водорода.

Как можно судить по публикациям европейских ученых, оптимальным принимается объемное соотношение метана к водороду 90/10. Результаты экспериментов, проведенных в рамках исследования, показывают несколько иную картину. Так, наименьшая микробная активность в модельных пробах была выявлена для образцов, где в составе газовой фазы присутствовало 20 % водорода. Об этом свидетельствуют результаты секвенирования по гену 16S рРНК (абсолютная численность прочтений, см. рис. 3а) и результаты измерения количества ДНК в пробах, косвенно указывающие на объем биомассы микроорганизмов в образцах (см. рис. 4).

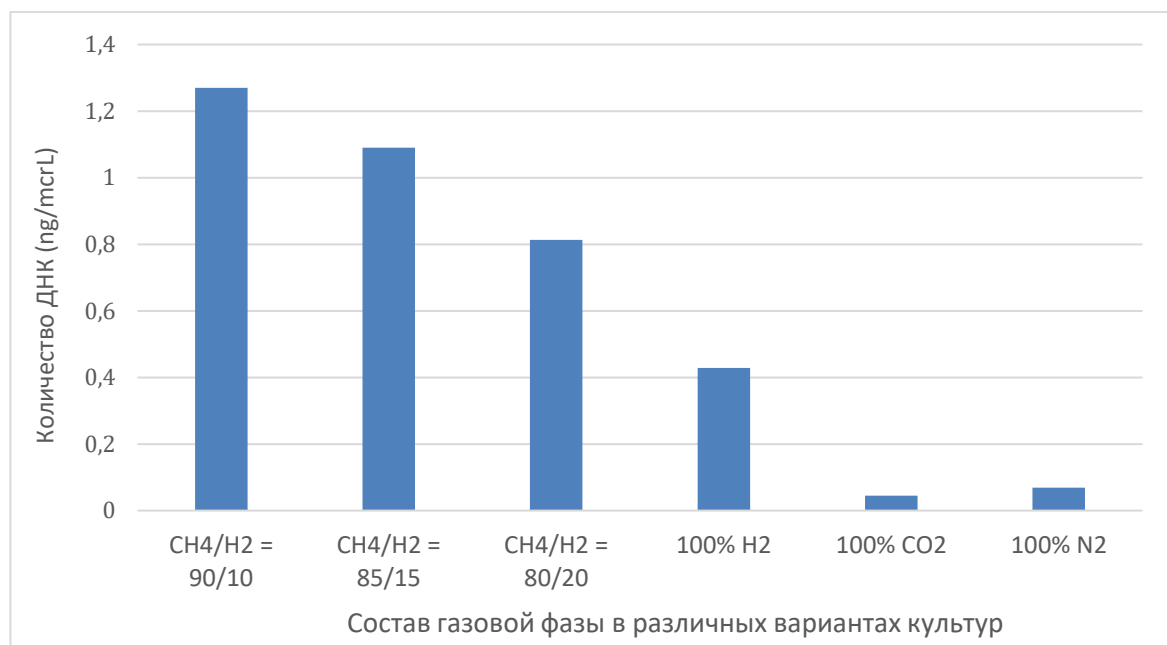


Рис. 4. Количество ДНК в обогащенных культурах из пробы пластовых вод Щелковского ПХГ (скв. 161), выращенных с использованием различных газовых фаз

Fig. 4. DNA amounts in enrichment cultures of the Shchelkovo underground gas storage facility formation waters (well 161) incubated under different gas phases

Так, экспериментальные результаты, полученные в ходе настоящей работы, можно рассматривать как предпосылку к возможности увеличить долю водорода до 20 % в газовых смесях для хранения в определенных геологических объектах. Речь идет о подземных хранилищах газа с более глубокими горизонтами хранения и экстремальными физико-химическими условиями, в первую очередь с более жестким температурным режимом ($> 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ в контексте анализируемого микробного сообщества) и повышенной минерализацией. Авторы работы высказывают предположение, что на таких объектах при условиях, приближенных к экспериментальным условиям настоящего исследования, микробиологическая активность будет снижена, что расширит возможности внутрипластовой генерации и хранения водорода в водоносных горизонтах с высокоминерализованной водой.

Для изучения кинетики развития бактерий сульфатредукторов в условиях

водородной газовой фазы использован метод динамического рассеяния света на спектрометре Photocor Compact [29]. Принцип метода основан на определении коэффициента диффузии дисперсных частиц в жидкости посредством анализа корреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеянного света, что позволяет в режиме реального времени отслеживать динамику бактериальной популяции. В ходе эксперимента зафиксирована классическая четырех-фазная кривая роста: лаг-фаза (адаптация к среде), логарифмическая фаза (экспоненциальный рост), стационарная фаза (лимитирование по питательным веществам) и фаза отмирания. Оценка соответствия культивированной популяции указанным этапам жизненного цикла выполнялась с использованием пробирок Хангейта в многоканальном приборе Photocor при заполнении газовой фазы чистым водородом [11].

Эксперименты на пластовых водах щигровского горизонта Щелковского ПХГ (скв. 161) выявили прямую корреляцию численности популяции с количеством введенного водорода (рис. 5). Для корректного сравнения временных интервалов экспоненциальной фазы и фазы отмирания в различных образцах

плотность популяции нормирована к максимальному значению, зафиксированному в стационарной фазе. Полученная динамика соответствует классической модели кривой роста микробной популяции и подтверждает прогнозируемые закономерности для данного промыслового объекта.

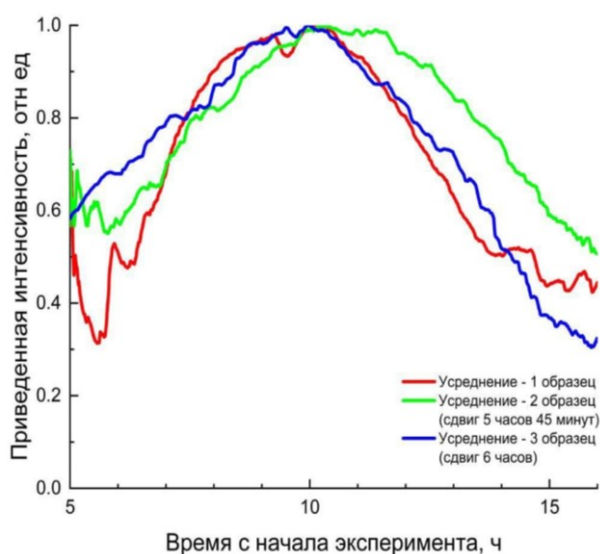


Рис. 5. Динамика интенсивности светорассеяния, зарегистрированная на спектрометре Photocor Compact и соответствующая жизненному циклу микробного сообщества из пробы пластовых вод Щелковского ПХГ (скв. 161)

Fig. 5. Light scattering intensity dynamics recorded using a Photocor Compact spectrometer during the life cycle of the microbial community of the Shchelkovo underground gas storage facility formation waters (well 161)

Полученное в результате экспериментального моделирования объемное соотношение CH_4/H_2 как 80/20 позволяет существенно увеличить объем водорода, который возможно хранить совместно с метаном в традиционных ПХГ с более высоким температурным режимом ($> 50^\circ\text{C}$ в контексте анализируемого микробного сообщества). Такое решение имеет свои технические и экономические преимущества по сравнению с европейской практикой, в которой это соотношение принято, как 90/10.

Проведенные эксперименты подчеркнули важность температуры как потенциально основного фактора, контролирующего микробиологическую активность в высокоминерализованных пластовых водах в рамках модельных условий. Для геологических объектов, характеризующихся условиями, приближенными к модельным, экспериментально предложенный порог в 50°C предположительно разделяет геологическую среду изучаемых категорий объектов на две потенциальные области применения различных технологий.

Во-первых, область предположительно безопасного хранения водорода, где геологические формации обладают температурами выше этого порога, характеризуется неблагоприятными экологическими условиями, подавляющими активность сульфатредукторов и метаногенов. Во-вторых, данная область подходит для индуцированной внутрипластовой генерации H_2 путем стимуляции аборигенной микробиоты. Для нее оптимальным является более низкотемпературный интервал 20–35 °С, обеспечивающий максимальную скорость ферментативных процессов. При этом, возможность повышения доли водорода в газовой смеси до 20 % (при соотношении $CH_4/H_2 = 80/20$) становится экономически более выгодной для практической реализации.

Заключение

1. Теоретическая значимость выполненных исследований состоит в следующем:

– Экспериментально подтверждена ключевая роль температуры в регуляции активности аборигенных микробных сообществ пластовых вод. Установлен критический порог в 50 °С, выше которого наблюдается ингибирование роста микроорганизмов, что является определяющим критерием при выборе геологических объектов для безопасного хранения водорода.

– Установлено, что в интервале температур 20–35 °С, оптимальном для внутрипластовой генерации водорода, возможно проявление высокой активности сульфатредукторов и сероокисляющих

бактерий. Выявленная сукцессия сообществ (снижение доли сульфатредукторов при росте сероокисляющих бактерий) свидетельствует о возможности естественного подавления коррозионно-опасных сульфидогенных процессов в геологических формациях как объектах хранения метановодородных смесей.

– Показано, что в рамках изучаемой системы увеличение доли водорода в газовой смеси с метаном до 20 % не стимулирует развитие микробных сообществ по сравнению с чистой водородной газовой средой. Это открывает перспективы для совместного хранения метана с большей долей водорода без существенного увеличения микробиологических рисков.

– Подтверждена гипотеза о том, что основным потребителем водорода в исследованных условиях являются сульфатредукторы, активность которых снижается с ростом температуры. Температурный режим является более значимым фактором, влияющим на структуру и функциональную активность сообщества, чем доступность водорода как субстрата.

2. Полученные результаты, имеющие прикладное значение: для проектирования подземных хранилищ водорода в условиях, подобных модельным, предположительно следует ориентироваться на горизонты с $T > 50$ °С, тогда как для создания внутрипластовых биореакторов с целью генерации водорода следует выбирать интервал 20–35 °С. Это разграничение, основанное на едином температурном критерии, составляет научно-практическую значимость работы.

Вклад авторов

А.Д. Мельник – формальный анализ, проведение исследования, методология, верификация данных, визуализация.

Л.А. Абукова – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Е.А. Сафарова – проведение исследования, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

Л.А. Абукова является членом редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

Инструменты искусственного интеллекта не использовались при подготовке данной рукописи.

Список источников

1. *Kularatne K., Moretti I.* Geological and geochemical pathways of onshore natural hydrogen generation // *Natural Hydrogen Systems: Properties, Occurrences, Generation Mechanisms, Exploration, Storage and Transportation* / Ed. by R. Rezaee, B.J. Evans. Berlin: De Gruyter, 2025. P. 105–130. <https://doi.org/10.1515/9783111437040-004>
2. *Prinzhofer A., Cacas-Stentz M.C.* Natural hydrogen and blend gas: a dynamic model of accumulation // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 57. P. 21610–21623. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.060>
3. *Truche L., Donzé F.* Geological storage // *Hydrogen Storage: A Wide Range of Solutions* / Ed. by P. de Rango, F. Cuevas. London: ISTE, 2025. P. 57–98.
4. *Zgonnik V.* The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review // *Earth-Science Reviews*. 2020. Vol. 203, No. 8. P. 103–140. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>
5. *Назина Т.Н., Абукова Л.А., Турова Т.П. и др.* Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // *Микробиология*. 2021. Т. 90, № 5. С. 589–600. <https://doi.org/10.31857/S002636562105013X>
6. *Bhadariya V., Jaspreet K., Prathamesh S., et al.* Hydrogen storage in porous media: Understanding and mitigating microbial risks for a sustainable future // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 681–693. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.178>
7. *Tarkowski R., Uliasz-Misiak B.* Underground hydrogen storage: Insights for future development // *Energies*. 2025. Vol. 18, No. 21. P. 5724. <https://doi.org/10.3390/en18215724>
8. *Panfilov M.* Underground and pipeline hydrogen storage // *Compendium of Hydrogen Energy*. Vol. 2. Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure / Ed. by R.B. Gupta, A. Basile, T.N. Veziroğlu. Cambridge: Woodhead, 2016. P. 91–115. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>
9. *Bagchi C., Patwardhan S.D., Iglauer S., et al.* A critical review on parameters affecting the feasibility of underground hydrogen storage // *ACS Omega*. 2025. Vol. 10, No. 12. P. 11658–11696. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c10442>

10. Nazina T.N., Abukova L.A., Tourova T.P., et al. Biodiversity and potential activity of microorganisms in underground gas storage horizons // Sustainability. 2023. Vol. 15, No. 13. P. 9945. <https://doi.org/10.3390/su15139945>
11. Абукова Л.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С. и др. Гидрохимические и микробиологические процессы, сопровождающие гибридное хранение водорода и метана в водоносных горизонтах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 221–234. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art14>
12. Gohl D.M., Vangay P., Garbe J., et al. Systematic improvement of amplicon marker gene methods for increased accuracy in microbiome studies // Nature Biotechnology. 2016. Vol. 34, No. 9. P. 942–949. <https://doi.org/10.1038/nbt.3601>
13. Меркель А.Ю., Тарновецкий И.Ю., Подосокорская О.А., Тоцаков С.В. Анализ систем праймеров на ген 16S рРНК для профилирования термофильных микробных сообществ // Микробиология. 2019. Т. 88, № 6. С. 655–664. <https://doi.org/10.1134/S0026365619060119>
14. Thaysen E.M., McMahon S., Strobel G.J., et al. Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. Vol. 151. P. 111481. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111481>
15. Heinemann N., Alcalde J., Miocic J.M., et al. Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges // Energy & Environmental Science. 2021. Vol. 14, No. 2. P. 853–864. <https://doi.org/10.1039/D0EE03536J>
16. Zeng L., Sarmadivaleh M., Saeedi A., et al. Storage integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs // Earth-Science Reviews. 2023. Vol. 247. P. 104625. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104625>
17. Qu X., Zeng H., Gao Y., et al. Bio-hydrogen production by dark anaerobic fermentation of organic wastewater // Frontiers in Chemistry. 2022. Vol. 10. P. 978907. <https://doi.org/10.3389/fchem.2022.978907>
18. Song J., Hwang J., Kang I., Cho J.C. A sulfate-reducing bacterial genus, *Desulfosediminicola* gen. nov., comprising two novel species cultivated from tidal-flat sediments // Scientific Reports. 2021. Vol. 11, No. 1. P. 19978. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-99469-5>
19. Diao M., Dykema S., Koeksoy E., et al. Global diversity and inferred ecophysiology of microorganisms with the potential for dissimilatory sulfate/sulfite reduction // FEMS Microbiology Reviews. 2023. Vol. 47, No. 5. P. fuad058. <https://doi.org/10.1093/femsre/fuad058>
20. Hausmann B., Knorr K.-H., Schreck K., et al. Consortia of low-abundance bacteria drive sulfate reduction-dependent degradation of fermentation products in peat soil microcosms // The ISME Journal. 2016. Vol. 10, No. 10. P. 2365–2375. <https://doi.org/10.1038/ismej.2016.42>
21. Liang D., Liu X., Woodard T.L., et al. Extracellular electron exchange capabilities of *Desulfovibrio ferrophilus* and *Desulfopila corrodens* // Environmental Science & Technology. 2021. Vol. 55, No. 23. P. 16195–16203. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c04071>
22. Liang Q.Y., Zhang J.Y., Ning D., et al. Niche modification by sulfate-reducing bacteria drives microbial community assembly in anoxic marine sediments // mBio. 2023. Vol. 14, No. 2. P. e0353522. <https://doi.org/10.1128/mbio.03535-22>
23. Jia R., Yang D., Xu D., Gu T. Anaerobic corrosion of 304 stainless steel caused by the *Pseudomonas aeruginosa* biofilm // Frontiers in Microbiology. 2017. Vol. 8. P. 2335. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2017.02335>

24. Chen D., Fan H., Tang S., et al. *Thioclava litoralis* sp. nov., a novel species of alphaproteobacterium, isolated from surface seawater // Archives of Microbiology. 2024. Vol. 206, No. 7, P. 333. <https://doi.org/10.1007/s00203-024-04057-6>
25. Liu Y., Lai Q., Shao Z. A multilocus sequence analysis scheme for phylogeny of *Thioclava* bacteria and proposal of two novel species // Frontiers in Microbiology. 2017. Vol. 8. P. 1321. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2017.01321>
26. Chang R., Bird L., Barr C., et al. *Thioclava electrotropha* sp. nov., a versatile electrode and sulfur-oxidizing bacterium from marine sediments // International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology. 2018. Vol. 68, No. 5. P. 1652–1658. <https://doi.org/10.1099/ijsem.0.002723>
27. Ye J.W., Chen G.Q. *Halomonas* as a chassis // Essays in Biochemistry. 2021. Vol. 65, No. 2. P. 393–403. <https://doi.org/10.1042/EBC20200159>
28. Wang L., Shao Z. Aerobic denitrification and heterotrophic sulfur oxidation in the genus *Halomonas* revealed by six novel species characterizations and genome-based analysis // Frontiers in Microbiology. 2021. Vol. 12. P. 652766. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2021.652766>
29. Chu B. Laser Light Scattering: Basic Principles and Practice. 2nd ed. San Diego, CA: Academic Press, 1991. 343 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-174551-6.X5001-0>

Информация об авторах

Арсений Дмитриевич Мельник – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 1751-6934, <https://orcid.org/0009-0002-0001-8430>; e-mail: 14amelnikd@gmail.com

Лейла Азретовна Абукова – д-р геол.-минерал. наук, профессор, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 4282-3946, <https://orcid.org/0000-0002-8984-7907>; e-mail: abukova@ipng.ru

Елисавета Александровна Сафарова – заведующий центром, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 6005-4416, <https://orcid.org/0000-0002-6137-0844>; e-mail: safarova@ipng.ru

Поступила в редакцию 11.07.2026

Принята к публикации 21.09.2026

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

Original article

Identification of the optimal temperature regime for the placement of hydrogen in methane-saturated highly mineralized aquifers: Microbiological aspect

Arseniy D. Melnik, Leyla A. Abukova ✉, Elisaveta A. Safarova

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

Abstract. *Introduction.* The relevance of the work is due to the need to minimize hydrogen losses during its in situ generation (in depleted hydrocarbon deposits) and underground storage (in geological formations). The authors attribute the main role in reducing hydrogen volumes at such geological and field-based facilities to the processes of vital activity of indigenous microbial communities in formation waters, which may be responsible for hydrogen consumption, changes in the component composition of the gas, and the development of corrosion processes. *Objective.* To experimentally assess the effect of temperature on microbial activity under conditions relevant to hydrogen storage in aquifers of underground gas storage facilities, as well as during microbially induced hydrogen generation in depleted reservoirs of mature oil and gas fields. *Materials and methods.* Formation waters from the Shchigrov horizon of the Shchelkovo underground gas storage facility were used as the primary study material, including their chemical composition and associated microbial communities. Microbial diversity and representativeness were evaluated using 16S rRNA gene sequencing. Gas composition was determined by gas chromatography, while the growth kinetics of sulfate-reducing bacteria were monitored using a Photocor Compact spectrometer. *Results.* The experiments enabled refinement of the conditions governing hydrogen accumulation (10–100%) in highly mineralized waters over a temperature range of 20–65 °C. Under the modeled conditions, shifts in the relative abundance of sulfur-oxidizing bacteria and sulfate-reducing bacteria were observed, including a decrease in the latter. It was further demonstrated that microbial activity was substantially inhibited at temperatures above ~50 °C, irrespective of hydrogen concentration. *Conclusion.* The experimental data indicate that microbial community development is substantially inhibited at temperatures above 50 °C, irrespective of hydrogen concentration. These results support defining a temperature range of 50–65 °C as optimal for hydrogen storage in highly mineralized formation waters, owing to the suppression of hydrogenotrophic microorganism activity.

Keywords: hydrogen; methane; underground storage; sulfate reduction; in situ generation; temperature; microbial communities

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501406-8).

For citation: Melnik A.D., Abukova L.A., Safarova E.A. Identification of the optimal temperature regime for the placement of hydrogen in methane-saturated highly mineralized aquifers: Microbiological aspect. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 376–394. (In Russ.).

✉ Leyla A. Abukova, abukova@ipng.ru

© Melnik A.D., Abukova L.A., Safarova E.A., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Arseniy D. Melnik – formal analysis, investigation, methodology, validation, visualization.

Leyla A. Abukova – conceptualization, methodology, writing – review & editing.

Elisaveta A. Safarova – investigation, validation, visualization, writing – original draft.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Leyla A. Abukova is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

Use of artificial intelligence

No artificial intelligence tools were used in the preparation of this manuscript.

References

1. Kularatne K., Moretti I. Geological and geochemical pathways of onshore natural hydrogen generation. In: Rezaee R., Evans B.J., eds. *Natural Hydrogen Systems: Properties, Occurrences, Generation Mechanisms, Exploration, Storage and Transportation*. Berlin: De Gruyter, 2025. P. 105–130. <https://doi.org/10.1515/9783111437040-004>
2. Prinzhofer A., Cacas-Stentz M.C. Natural hydrogen and blend gas: a dynamic model of accumulation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 57. P. 21610–21623. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.060>
3. Truche L., Donzé F. Geological storage. In: de Rango P., Cuevas F., eds. *Hydrogen Storage: A Wide Range of Solutions*. London: ISTE, 2025. P. 57–98. <https://doi.org/10.1002/9781394401635.ch2>
4. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Earth-Science Reviews*. 2020. Vol. 203, No. 8. P. 103–140. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>
5. Nazina T.N., Abukova L.A., Tourova T.P., et al. Diversity and possible activity of microorganisms in underground gas storage aquifers. *Microbiology*. 2021. Vol. 90, No. 5. P. 621–631. <https://doi.org/10.1134/S002626172105012X>
6. Bhadariya V., Jaspreet K., Prathamesh S., et al. Hydrogen storage in porous media: Understanding and mitigating microbial risks for a sustainable future. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 681–693. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.178>
7. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. Underground hydrogen storage: Insights for future development. *Energies*. 2025. Vol. 18, No. 21. P. 5724. <https://doi.org/10.3390/en18215724>
8. Panfilov M. Underground and pipeline hydrogen storage. In: Gupta R.B., Basile A., Veziroğlu T.N., eds. *Compendium of Hydrogen Energy*. Vol. 2. *Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure*. Cambridge: Woodhead, 2016. P. 91–115. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>
9. Bagchi C., Patwardhan S.D., Iglauer S., et al. A critical review on parameters affecting the feasibility of underground hydrogen storage. *ACS Omega*. 2025. Vol. 10, No. 12. P. 11658–11696. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c10442>

10. Nazina T.N., Abukova L.A., Tourova T.P., et al. Biodiversity and potential activity of microorganisms in underground gas storage horizons. *Sustainability*. 2023. Vol. 15, No. 13. P. 9945. <https://doi.org/10.3390/su15139945>
11. Abukova L.A., Safarova E.A., Filippova D.S., et al. Hydrochemical and microbiological processes accompanying hybrid storage of hydrogen and methane in aquifers. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 3(42). P. 221–234. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art14>
12. Gohl D.M., Vangay P., Garbe J., et al. Systematic improvement of amplicon marker gene methods for increased accuracy in microbiome studies. *Nature Biotechnology*. 2016. Vol. 34, No. 9. P. 942–949. <https://doi.org/10.1038/nbt.3601>
13. Merkel A.Yu., Tarnovetskii I.Yu., Podosokorskaya O.A., Toshchakov S.V. Analysis of 16S rRNA primer systems for profiling of thermophilic microbial communities. *Microbiology*. 2019. Vol. 88, No. 6. P. 671–680. <https://doi.org/10.1134/S0026261719060110>
14. Thaysen E.M., McMahon S., Strobel G.J., et al. Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 151. P. 111481. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111481>
15. Heinemann N., Alcalde J., Miocic J.M., et al. Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges. *Energy & Environmental Science*. 2021. Vol. 14, No. 2. P. 853–864. <https://doi.org/10.1039/D0EE03536J>
16. Zeng L., Sarmadivaleh M., Saeedi A., et al. Storage integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs. *Earth-Science Reviews*. 2023. Vol. 247. P. 104625. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104625>
17. Qu X., Zeng H., Gao Y., et al. Bio-hydrogen production by dark anaerobic fermentation of organic wastewater. *Frontiers in Chemistry*. 2022. Vol. 10. P. 978907. <https://doi.org/10.3389/fchem.2022.978907>
18. Song J., Hwang J., Kang I., Cho J.C. A sulfate-reducing bacterial genus, *Desulfosediminicola* gen. nov., comprising two novel species cultivated from tidal-flat sediments. *Scientific Reports*. 2021. Vol. 11, No. 1. P. 19978. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-99469-5>
19. Diao M., Dykema S., Koeksoy E., et al. Global diversity and inferred ecophysiology of microorganisms with the potential for dissimilatory sulfate/sulfite reduction. *FEMS Microbiology Reviews*. 2023. Vol. 47, No. 5. P. fuad058. <https://doi.org/10.1093/femsre/fuad058>
20. Hausmann B., Knorr K.-H., Schreck K., et al. Consortia of low-abundance bacteria drive sulfate reduction-dependent degradation of fermentation products in peat soil microcosms. *The ISME Journal*. 2016. Vol. 10, No. 10. P. 2365–2375. <https://doi.org/10.1038/ismej.2016.42>
21. Liang D., Liu X., Woodard T.L., et al. Extracellular electron exchange capabilities of *Desulfovibrio ferrophilus* and *Desulfopila corrodens*. *Environmental Science & Technology*. 2021. Vol. 55, No. 23. P. 16195–16203. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c04071>
22. Liang Q.Y., Zhang J.Y., Ning D., et al. Niche modification by sulfate-reducing bacteria drives microbial community assembly in anoxic marine sediments. *mBio*. 2023. Vol. 14, No. 2. P. e0353522. <https://doi.org/10.1128/mbio.03535-22>
23. Jia R., Yang D., Xu D., Gu T. Anaerobic corrosion of 304 stainless steel caused by the *Pseudomonas aeruginosa* biofilm. *Frontiers in Microbiology*. 2017. Vol. 8. P. 2335. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2017.02335>

24. Chen D., Fan H., Tang S., et al. *Thioclava litoralis* sp. nov., a novel species of alphaproteobacterium, isolated from surface seawater. *Archives of Microbiology*. 2024. Vol. 206, No. 7, P. 333. <https://doi.org/10.1007/s00203-024-04057-6>
25. Liu Y., Lai Q., Shao Z. A multilocus sequence analysis scheme for phylogeny of *Thioclava* bacteria and proposal of two novel species. *Frontiers in Microbiology*. 2017. Vol. 8. P. 1321. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2017.01321>
26. Chang R., Bird L., Barr C., et al. *Thioclava electrotropha* sp. nov., a versatile electrode and sulfur-oxidizing bacterium from marine sediments. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*. 2018. Vol. 68, No. 5. P. 1652–1658. <https://doi.org/10.1099/ijsem.0.002723>
27. Ye J.W., Chen G.Q. *Halomonas* as a chassis // *Essays in Biochemistry*. 2021. Vol. 65, No. 2. P. 393–403. <https://doi.org/10.1042/EBC20200159>
28. Wang L., Shao Z. Aerobic denitrification and heterotrophic sulfur oxidation in the genus *Halomonas* revealed by six novel species characterizations and genome-based analysis. *Frontiers in Microbiology*. 2021. Vol. 12. P. 652766. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2021.652766>
29. Chu B. *Laser Light Scattering: Basic Principles and Practice*. 2nd ed. San Diego, CA: Academic Press, 1991. 343 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-174551-6.X5001-0>

Information about the authors

Arseniy D. Melnik – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-0001-8430>; e-mail: 14amelnikd@gmail.com

Leyla A. Abukova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-8984-7907>; e-mail: abukova@ipng.ru

Elisaveta A. Safarova – Head of Center, Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6137-0844>; e-mail: safarova@ipng.ru

Received 11 July 2026

Accepted 21 September 2026

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 551.247

EDN: RFTZYS

Современное состояние изученности соляной тектоники в осадочных бассейнах мира в контексте перспектив их нефтегазоносности

А.К. Юмашева ✉, М.П. Антипов

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

Аннотация. *Введение.* В последние годы вопросы, связанные с влиянием соляной тектоники на аккумуляционные и экранирующие свойства галогенных покровов, характеризуются различной степенью изученности. Для формирования целостного представления о текущем состоянии исследований в этой области целесообразно проведение библиометрического анализа, который позволяет выявлять современные тренды развития научно-практического знания. *Цель работы.* Комплексный анализ современного состояния изученности в области соляной тектоники как геологического процесса, определяющего формирование галогенных структур в нефтегазоносных бассейнах. Работа направлена на выявление ключевых тенденций развития направления и определение перспективных направлений изучения процессов формирования дисгармоничных галогенных структур для российской науки. *Материалы и методы.* На основе данных OpenAlex за период 1910–2025 гг. методами анализа соупотребления ключевых слов и географического анализа рассмотрен глобальный ландшафт научных работ по соляной тектонике для выявления тематической структуры, динамики и распределения публикаций среди стран. *Результаты.* Выделено четыре тематических кластера: углеводородный, геохимический, технологический и флюидный. Зафиксирован рост количества работ по водородной тематике в 2022–2024 гг., что отражает трансформацию роли соляных структур от ловушек углеводородов к элементам энергетической инфраструктуры. Установлено, что лидирующие позиции по публикационной активности занимают США, Китай и страны Западной Европы, что обусловлено комплексом факторов, таких как степень освоения нефтегазовых ресурсов в солеродных провинциях и концентрация исторически сформировавшихся научно-исследовательских центров. Хотя Россия входит в десятку лидеров, ее позиции не отражают реального геологического потенциала солеродных бассейнов из-за низкой международной видимости русскоязычных публикаций. *Заключение.* Для преодоления разрыва между геологической изученностью российских бассейнов и их международной цитируемостью необходим переход к англоязычным публикациям в журналах Q1/Q2, создание открытых баз эталонных разрезов и интеграция методов искусственного интеллекта и геофлюидодинамического моделирования.

Ключевые слова: соляная тектоника; осадочные бассейны; библиометрический анализ; тематическая кластеризация; углеводороды; хранение водорода; OpenAlex

✉ Юмашева Анастасия Константиновна, yumasheva@ipng.ru

© Юмашева А.К., Антипов М.П., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: статья написана в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501406-8).

Для цитирования: Юмашева А.К., Антипов М.П. Современное состояние изученности соляной тектоники в осадочных бассейнах мира в контексте перспектив их нефтегазоносности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 395–414. EDN: RFTZYS

Введение

Соляная тектоника остается одним из определяющих факторов условий формирования углеводородных систем, создания структурных и литологических ловушек, контроля миграционных путей и термальной истории бассейнов. Понимание механизмов движения солей имеет ключевое значение для разработки эффективных технологий освоения ресурсов углеводородов, оценки рисков природных катастроф и решения экологических проблем нефтегазоносных территорий. Проведение библиометрического анализа позволяет оценить состояние исследований, выявить существующие пробелы и предложить направления дальнейших разработок. За последние 20 лет наблюдается переход от описательных структурных схем к количественным геомеханическим и геофлюидодинамическим моделям.

Изучение процессов соляной тектоники – не новый раздел в геологии, так как эта область во всем мире исследуется более 100 лет. На графике (рис. 1) распределения опубликованных материалов по годам на основе базы данных OpenAlex¹ выделяются 3 этапа развития направления.

Первый этап (1910–1950 гг.) характеризовался ограниченным количеством исследований из-за отсутствия качественных данных о глубинном строении

недр несмотря на первые описания диапиризма, появившиеся еще в конце XIX века. Тем не менее, случайное обнаружение крупных запасов каменной соли на Авери-Айленд и открытие месторождения Дженнингс (1901 г.) в соляном куполе Мексиканского залива заложили фундамент для изучения солеродных бассейнов и связи галогенных структур с нефтегазоносностью [1–3].

Во второй этап, в период с 1950 по 1980 гг., объем публикаций вырос, что, вероятно, связано с развитием сейсморазведки, открытием крупных нефтяных месторождений в соляных бассейнах (Мексиканский залив, Прикаспийская впадина, Северное море). Работы нацелены на заложение теоретических основ соляной тектоники, где даются обоснования механических процессов формирования соляных структур, связь их с региональным тектоногенезом, а также растет интерес к подсолевым отложениям. Эксперименты Л.Л. Неттлтона (1934 г.), доказавшие гравитационную природу диапиризма через неустойчивость Рэлея–Тейлора при инверсии плотностей, послужили основой для работы Ф. Трусхейма (1957 г.), который ввел термин «галокинез» для строгого разделения гравитационных движений соли и деформаций, вызванных боковыми тектоническими напряжениями [4].

¹ OpenAlex: The open catalog to the global research system. URL: <https://openalex.org/> (дата обращения: 04.08.2026).

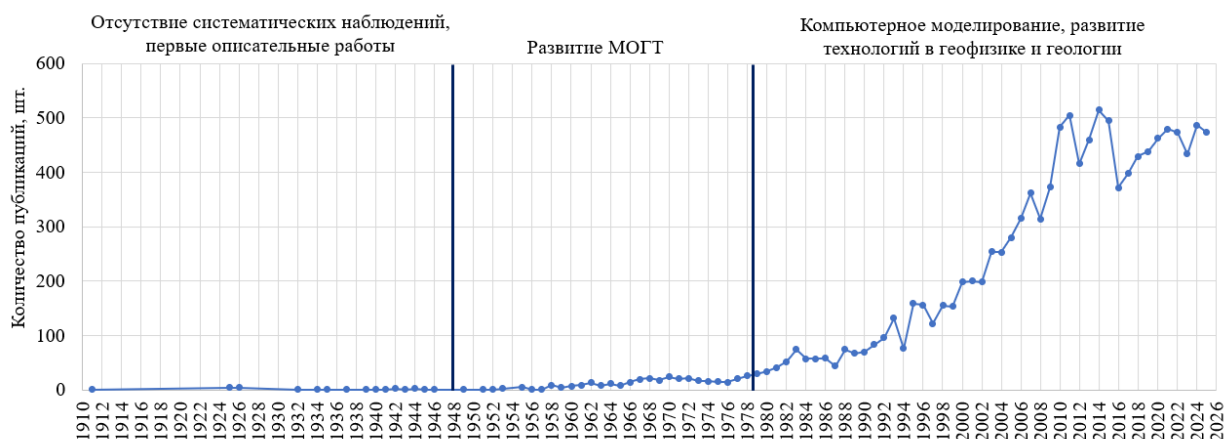


Рис. 1. Динамика публикационной активности по изучению соляной тектоники на базе данных OpenAlex

Fig. 1. Trends in publication activity relating to the study of salt tectonics in the OpenAlex database

В России в 50-х годах ученые Авров В.Я., Айзенштадт Г.Е.-А., Китык В.И., Конищев И.С., Косыгин Ю.А., Чирвинская М.В. и др. предполагали, что ведущую роль в образовании соляных куполов играет изменение положения блоков фундамента, что вызывает нарушение целостности вышележащих осадочных слоев с последующим восходящим потоком соленосных масс [5]. Основные исследования были проведены на территории Прикаспийской впадины, в одном из самых больших солянокупольных бассейнов мира. Активная фаза пришлась на период 1960–1970 гг., в течение которого была разработана обширная база научных трудов, посвященных строению и нефтегазоносному потенциалу соляных куполов [6, 7].

В третий этап с 1980 г. по настоящее время происходит экспоненциальное увеличение публикаций. В этот период появились первые компьютерные геологические модели, происходит активное внедрение 3D-сейсморазведки, компьютерного моделирования, машинного обучения [8, 9].

На графике (см. рис. 1) можно отметить значительные спады: например, в 2008 г. связан с глобальным кризисом 2007–2009 гг., что привело к резкому уменьшению финансирования научных исследований, включая геологию, а в 2014–2016 гг. резкое падение цен на нефть привело к массовому сокращению инвестиций в разведку и исследования в нефтяной индустрии. Спад публикаций в 2023 г., вероятнее всего, обусловлен комбинацией пост-пандемийных задержек, экономической нестабильностью и методологических артефактов, а не снижением интереса к дисциплине, что подтверждается восстановлением показателей в 2024–2025 гг.

По мере «созревания» дисциплины темпы роста объема работ естественным образом замедляются. Также происходит смещение интереса от исследования соляной тектоники как направления фундаментальной геологической науки к смежным областям, таким как подземное хранение CO_2 и H_2 в соляных кавернах, геотермальная энергетика.

За столетнюю историю изучения процессов соляной тектоники были заложены фундаментальные законы, было получено много геолого-геофизической информации. При этом на данный момент все еще остаются нерешенными некоторые вопросы, например, остаются дискуссионными точные триггерные механизмы начала движения соли, трудности точного датирования этапов соляной тектоники и восстановления палеогеометрии соляных структур, прогнозирование геомеханического поведения галогенных толщ и оценка сейсмической опасности при подземном хранении углеводородов (УВ), CO_2 и H_2 , сложности получения качественных сейсмических изображений структур под мощными соляными телами из-за волновых помех и аномалий скоростей.

В настоящей работе целью исследования является определение основных трендов изучения соляной тектоники на основе библиометрического анализа для формулирования стратегических направлений развития данного раздела геологии в России. На основе данных OpenAlex выявлены лидирующие страны, научные центры и организации-спонсоры, формирующие актуальную исследовательскую повестку. Выполнена кластеризация тематики публикаций и оценены междисциплинарные связи со смежными специальностями. Определена роль соляной тектоники в контексте глобального энергоперехода, в частности в задачах подземного хранения CO_2 и H_2 и сформулированы рекомендации для российской науки по повышению международной видимости исследований и интеграции современных цифровых методов.

Материалы и методы

В современном мире актуальность темы изучения соляной тектоники иллюстрируется тем, что, по материалам OpenAlex, в 2021 г. было выпущено 480 статей, в 2022 г. – 473, в 2023 г. – 434, в 2024 г. – 487, в 2025 г. – 473 статьи. При этом запрос «salt tectonics» не ограничивается востребованностью соляной тектоники в нефтегазовой отрасли, а выполняется без дополнительной фильтрации по области применения, что позволит показать, в каких областях исследования чаще всего встречаются задачи, связанные с изучением данного направления геологии.

В качестве примеров, раскрывающих тематику изучения соляной тектоники, приведены одни из самых цитируемых статей с открытым доступом за 2025 г.

Исследование структуры Гассум (Восточная Ютландия, Дания) производилось с помощью сейсморазведки высокого разрешения, выполненной с применением инновационной методики двойной регистрации [10]. Авторы демонстрируют, что интеграция данных позволяет получить детализированное изображение асимметричного соляного купола, выявить ранее некартированные разломы, стратиграфические клинья и зоны эрозии кровли, что существенно уточняет модель эволюции структуры. Особое внимание уделено оценке потенциала объекта для геологического захоронения углекислого газа. Так в работе рассматривается методика детального изучения галокинетических структур в контексте энергоперехода и декарбонизации [10].

На примере Миссисипского каньона (Мексиканский залив) рассмотрена методика автоматизированной классификации сейсмических фаций с применением алгоритма машинного обучения.

Основное достижение работы заключается в демонстрации комбинации геометрических, спектральных и амплитудных сейсмических атрибутов с помощью моделей на основе искусственной нейронной сети, что позволяет эффективно выделять потенциальные резервуары для хранения CO_2 и H_2 , соляные структуры и разломы даже при отсутствии плотной сети скважинных данных. Новизна исследования состоит в разработке и верификации воспроизводимого рабочего процесса, который обеспечивает более быструю и экономически эффективную интерпретацию 3D-сеймики по сравнению с традиционными методами. Полученные результаты имеют практическое значение для оценки пригодности галокинетических структур Мексиканского залива для подземного хранения газа и могут быть адаптированы для аналогичных соляных провинций с ограниченным скважинным контролем [11].

Центральная зона Высокого Атласа (Марокко) – классический пример инвертированного рифтового бассейна. На основе полевых данных, дистанционного зондирования и структурного моделирования авторы выделяют соляные валы и мини-бассейны, сформированные в юрский период. Ключевым результатом работы является установление пространственно-временной связи между ростом диапиров и распределением фаций, т.е. в то время как мини-бассейны заполнялись глубоководными отложениями, локальный подъем соляных структур способствовал формированию мелководных карбонатных платформ и карстообразованию. Выявленные структурные и седиментологические закономерности могут быть использованы для улучшения геологических моделей при

поиске УВ и оценке потенциала соляных структур для хранения CO_2 и H_2 [12].

Библиометрические базы данных аккумулируют массив статистической информации о научном сообществе. Подобная метрика представляет собой совокупность методологических подходов, основанных на обработке и интерпретации данных, предоставляемых современными реферативными системами. Данный аналитический инструмент востребован специалистами разных дисциплин и находит применение в широком диапазоне исследовательских задач, включая составление библиометрических обзоров, проведение сценарных прогнозов, выявление тенденций развития отдельных областей знания, изучение научной мобильности исследователей и особенностей международного научного сотрудничества [13].

Существует достаточное количество реферативных баз, самые крупные из них – это Web of Science, Scopus и Google Академия (Google Scholar). В качестве методологической основы для библиометрического анализа была выбрана открытая база данных OpenAlex, которая в современных реалиях становится наиболее объективным и сбалансированным инструментом для определения тенденции развития соляной тектоники как направления геологии. В отличие от коммерческих баз Scopus и Web of Science, OpenAlex обеспечивает более репрезентативный охват не только глобальных нефтегазовых журналов, но и профильных отечественных и региональных изданий, что важно для корректной оценки вклада различных научных школ в изучение нефтегазоносных бассейнов [14].

Анализ и визуализация библиометрических данных выполнены с применением программы VOSviewer для кластеризации ключевых слов [13], построение диаграмм и графиков осуществлено в программном обеспечении (ПО) Excel, для создания карты распределения публикаций по странам использовалось ПО ArcGIS.

Всего с 1910 по 2025 гг. в базе данных OpenAlex по запросу «Salt tectonics», с фильтром «Title & abstract» в открытом доступе было найдено 2525 работ, из них 1377 статей, 240 диссертаций, 59 обзоров,

9 книг. Наибольший интерес для изучения основных тенденций развития раздела «соляной тектоники» как направления геологии, представляют публикации за 2021–2025 гг., за этот период выявлено 1720 работ, из них 1087 – в открытом доступе.

Результаты запроса актуальны на 01.07.2026.

Результаты и обсуждение

Диаграмма распределения ключевых слов по научным направлениям иллюстрирует междисциплинарную природу исследований соляной тектоники (рис. 2).

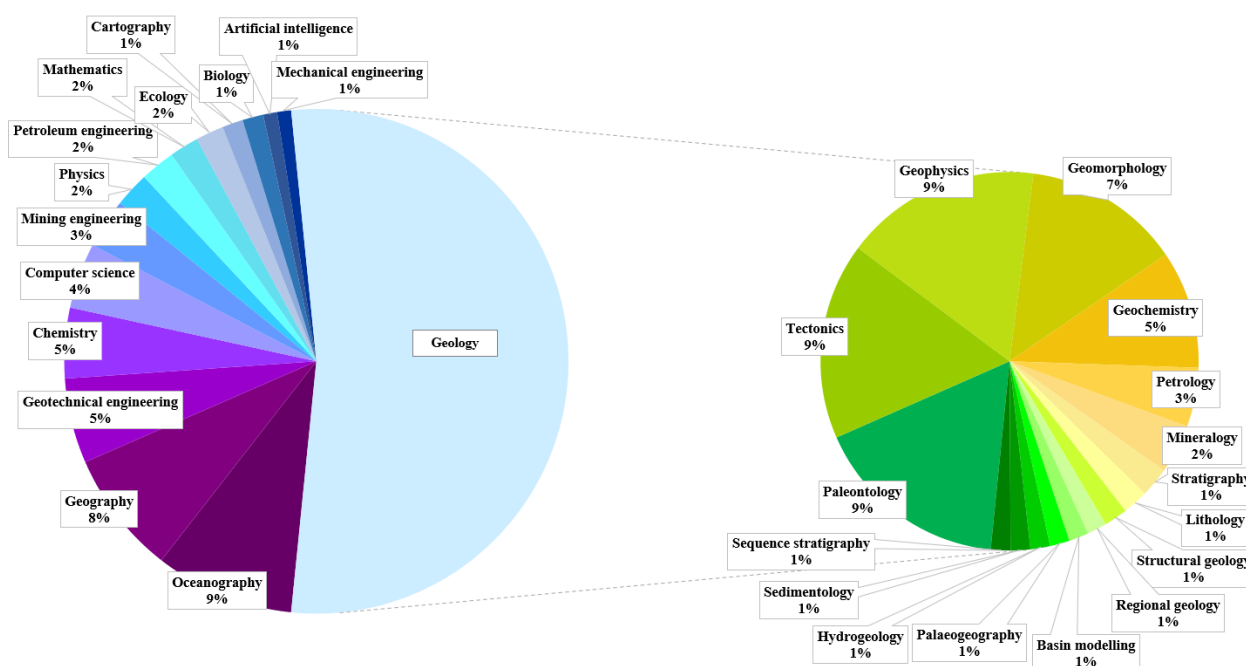


Рис. 2. График ключевых слов по научным направлениям, наиболее часто встречаемых в публикациях 2021–2025 гг. согласно данным OpenAlex

Fig. 2. Chart of the most frequently occurring keywords by research field in publications from 2021 to 2025, according to OpenAlex data

Хотя геология доминирует, значительный вклад вносят океанография, география и геотехническая инженерия. Равномерное распределение геологических наук, таких как тектоника, палеонтология, геоморфология и геохимия, отражает

комплексный подход к изучению соляных структур. Важно отметить присутствие современных направлений: искусственный интеллект и компьютерные науки, а также традиционных инженерных дисциплин – нефтегазового и горного дела.

Такое разнообразие подтверждает, что современное изучение соляной тектоники требует интеграции фундаментальных геологических знаний с передовыми технологиями моделирования, инженерными решениями и экологическими аспектами, что особенно актуально для задач поиска и разведки УВ, создания подземных

хранилищ газа (ПХГ) и оценки геологических рисков.

Представленный тематический ландшафт ключевых слов (рис. 3) выборки «salt tectonics» отражает четкое выделение в 4 кластера, синий кластер объединяет термины углеводородной системы («source rock», «kerogen», «oil shale» и т. д.).

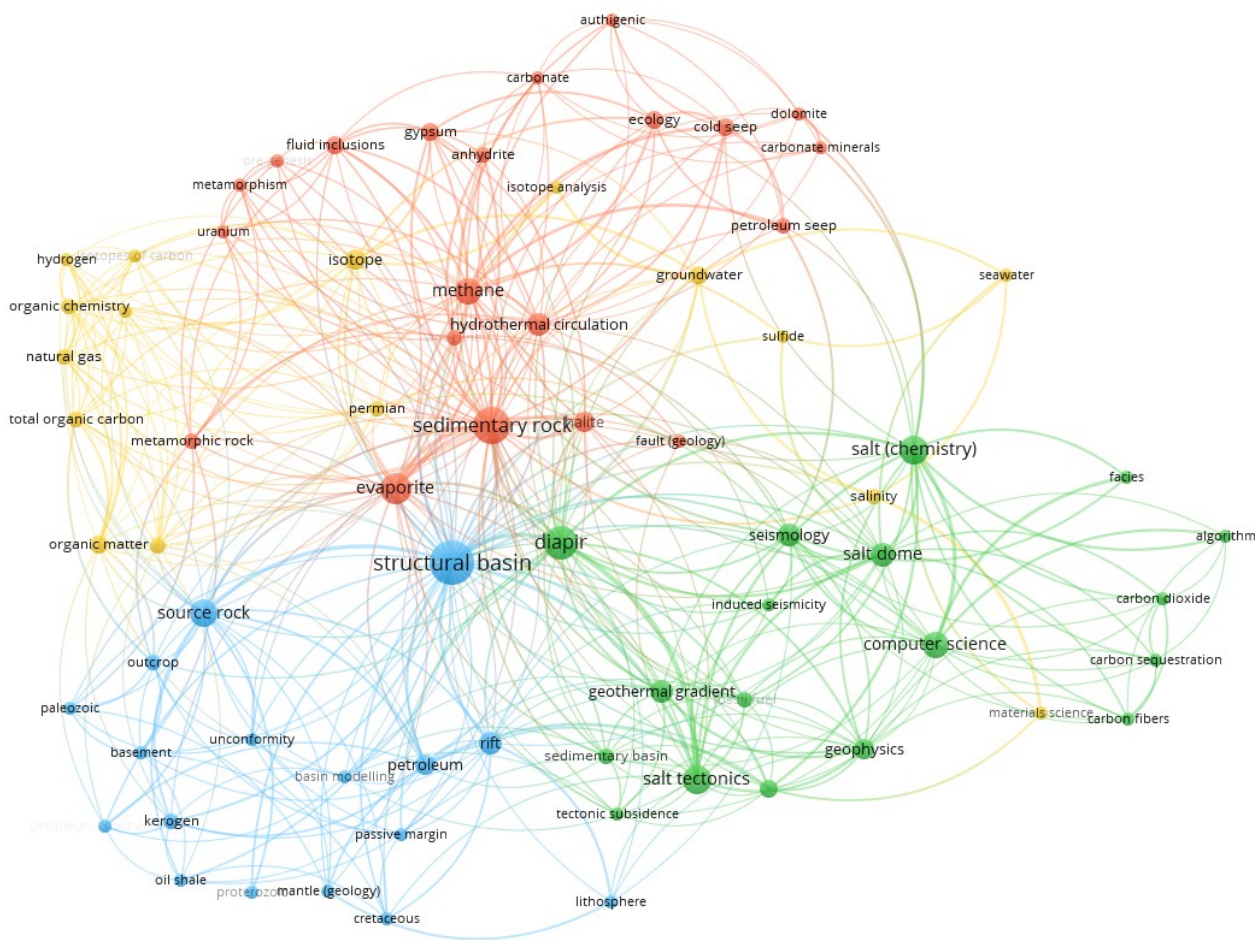


Рис. 3. Кластеризация совместной встречаемости тематик, полученная для выборки «salt tectonics»

Fig. 3. Clustering of co-occurrences of topics, generated for the sample “salt tectonics”

Выборка показывает, что соляная тектоника неразрывно связана с этапами формирования бассейнов, где генерируются углеводороды. Термин «basin modelling» подчеркивает, что без учета движения соли невозможно корректно смоделировать историю созревания керогена и миграцию флюидов. Красный кластер – геохимический

– связан с изучением флюидов в галите и изотопным анализом, что позволяет реконструировать пути миграции углеводородов и условия их захоронения. «Hydrothermal circulation» указывает на то, что соляные структуры могут быть ассоциированы с гидротермальной активностью, влияющей на качество коллекторов.

Зеленый кластер, он же технологический, где узлы «salt dome» и «diapir» связаны с «seismology», а появление терминов «carbon dioxide», «carbon sequestration» и computer science свидетельствует о том, что соляные структуры исследуются не только для добычи полезных ископаемых, но и для создания инфраструктуры ПХГ в соляных кавернах, а их сложная геометрия требует применения компьютерного моделирования. Желтый кластер дополняет зеленый, демонстрируя преобладание методов органической геохимии при изучении газовых компонентов и флюидов.

На основе распределения числа публикаций за 2021–2025 гг. по областям исследований (табл. 1) наблюдается, что наибольшее количество работ сосредоточено в области «Geological Formations and Processes» и «Geological and Geophysical

Studies Worldwide». «Hydrocarbon Exploration and Reservoir Analysis» свидетельствует о значительном внимании научного сообщества к проблемам разведки углеводородов и анализа коллекторов. Область «Earthquake and Tectonic Studies» представляет особый интерес к тектоническим процессам и сейсмичности, поскольку солянокупольные структуры могут быть ассоциированы с сейсмической активностью. Упоминание терминов «Seismic Imaging and Inversion Techniques», «Geophysical and Geoelectrical Methods» указывает на основную методологию визуализации соляных структур. Присутствуют публикации в областях геохимии, палеоклиматологии, исследований метановых гидратов, палеонтологии и стратиграфии, что также указывает на междисциплинарный характер современных геологических изысканий.

Табл. 1. Распределение числа публикаций (N) в рабочей выборке по предметным областям (Subject area)

Table 1. Distribution of the number of publications (N) in the working sample by subject area

Subject area	N
Geological Formations and Processes	169
Geological and Geophysical Studies Worldwide	145
Hydrocarbon Exploration and Reservoir Analysis	127
Earthquake and Tectonic Studies	106
Geological Studies and Exploration	87
Geochemical Analysis	65
Paleoclimatology Research	65
Seismic Imaging and Inversion Techniques	58
Methane Hydrates and Related Phenomena	46
Geological Formations and Processes Exploration	34
Paleontology and Stratigraphy of Fossils	29
Geologic Mapping	27
Marine and Environmental Studies	26
Geophysical and Geoelectrical Methods	25

По результатам анализа распределения публикаций по странам выявляется лидерство США (185 работ), за которыми следуют Китай (~170), Великобритания (~138), Франция (~140) и Германия (~122) (рис. 4). Наличие крупных соляных провинций выступает первичным факто-

ром, стимулирующим исследования, так лидерство США напрямую коррелирует с наличием Мексиканского залива – одного из наиболее изученных регионов соляной тектоники в мире, где развиты сложные системы аллохтонной соли [15].

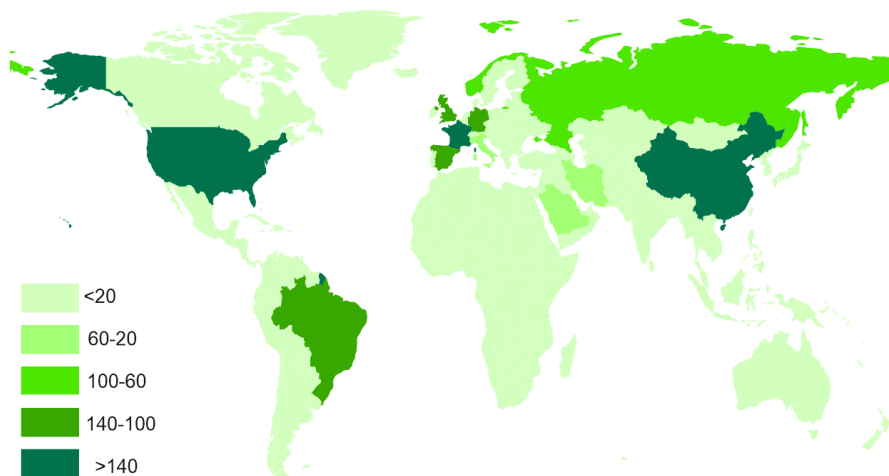


Рис. 4. Карта публикационной активности по теме «соляная тектоника» по данным OpenAlex за 2021–2025 гг.

Fig. 4. Map of publication activity on the topic “salt tectonics” based on OpenAlex data for 2021–2025

Китай занимает второе место, что отражает общие тренды стремительного роста китайской науки в последние два десятилетия. В области соляной тектоники ученые страны исследуют внутренние соляные бассейны (Таримский бассейн, Сино-корейская платформа) с кембрийскими и ордовикскими эвапоритами, в международных коллаборациях одним из стратегических направлений является подземное хранение газа в соляных кавернах [16].

Франция развивает исследования в Западной Африке. Французские исследовательские центры накопили уникальные данные в области соляной тектоники атлантических пассивных окраин Габона, Конго и Анголы [17]. Кроме того, активно изучается мессинский кризис солености Средиземного моря, что представляет фунда-

ментальный интерес для понимания закономерностей эвапоритового осадконакопления в замкнутых бассейнах [18], поэтому научные центры CNRS и INSU занимают лидирующие позиции по научным работам.

Германия, Нидерланды, Норвегия и Великобритания имеют доступ к уникальным данным по соленосному бассейну Северного моря, формирование которого связано с позднепермскими эвапоритовыми отложениями формации Цехштейн². Исследования объекта исторически стимулировались не только нефтегазовым потенциалом, но и практическими задачами подземного хранения углеводородов и CO₂ [19].

² Warren J. Evaporites // Encyclopedia of Geochemistry / Ed. by W.M. White. Cham, Switzerland: Springer, 2016. P. 1–8. https://doi.org/10.1007/978-3-319-39193-9_100-1

Высокие позиции Великобритании обусловлены доступом к Северному морю и атлантической окраине, а также развитой нефтегазовой индустрией, стимулирующей исследования соляной тектоники отложений цехштейна [2].

Испания также занимает высокие позиции за счет активного изучения обнажений эвапоритов различных возрастов [20, 21]. Научный кластер представлен CSIC и Университетом Барселоны, их совместные инициативы, включая создание первой комплексной базы данных соляных структур Иберии (IESDB, 2023), свидетельствует о сильной национальной школе геологии и сохраняющемся фундаментальном интересе к изучению эвапоритов Пиренейского полуострова и Средиземноморья.

Бразилия активно развивает исследования в области соляной тектоники в связи с открытием гигантских месторождений в подсолевых резервуарах атлантической пассивной окраины. Накопленные нефтегазовой отраслью 3D-сейсмические данные позволяют сегодня детально изучать структурные особенности соляной тектоники и эволюцию подсолевых ловушек в бассейнах Южной Атлантики [22, 23].

Страны Персидского залива представляют регион, изучающий галогенную толщу формации Хормус, которая связана с обширным формированием соляных куполов в большинстве частей Персидского залива и на суше Ближнего Востока [24].

В России находится один из самых больших и уникальных солеродных бассейнов – Прикаспийская впадина [25], а также фиксируются солевые отложения на северо-востоке Тимано-Печорской провинции [26] и венд-кембрийские соли Сибирской платформы [27], где объектом исследования может выступать подсолевой

этаж [28]. Несмотря на это, страна находится на 8-м месте. Это может быть связано с проблемой видимости российских работ в международных базах, так как большинство работ публикуется на русском языке в журналах, индексируемых только в РИНЦ. При этом Российская академия наук входит в тройку наиболее активных центров, демонстрируя высокий научный потенциал в изучении солеродных провинций страны.

Важно отметить методологические ограничения данного анализа. Иностранные базы преимущественно индексируют публикации на английском языке, что дискриминирует исследования, опубликованные на национальных языках. Значительная часть работ выполняется международными группами, что размывает национальный вклад. Например, изучение Мексиканского залива часто выполняется совместными усилиями американских, европейских и латиноамериканских ученых. Не все журналы, особенно региональные и отраслевые, индексируются в международных базах, что приводит к недоучету публикаций в развивающихся странах.

С помощью анализа организаций-спонсоров (табл. 2) определено преобладание государственных научных фондов при значительной роли индустриального сектора. National Natural Science Foundation of China стал лидером по числу грантовых публикаций, что отражает стратегический интерес КНР к изучению внутренних соляных бассейнов. Высокая активность испанских организаций (Agencia Estatal de Investigación, Ministerio de Ciencia e Innovación) указывает на сильную государственную поддержку геологических исследований в стране, в частности изучение мессинского кризиса солености.

Присутствие Petrobras на третьем месте подтверждает ключевую роль нефтегазовой индустрии в финансировании направления, особенно в сфере разработки подсоловых месторождений Бразилии. Европейский

кластер представлен немецкими организациями (RWTH Aachen University, Deutsche Forschungsgemeinschaft), что отражает интерес к работам немецкой геологической школы.

Табл. 2. Список спонсирующих организаций для выборки публикаций согласно данным OpenAlex

Table 2. List of sponsoring organizations for the sample of publications, according to OpenAlex data

Funder	N
National Natural Science Foundation of China	48
Agencia Estatal de Investigación	26
Petrobras	23
Ministerio de Ciencia e Innovación	22
Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico	15
RWTH Aachen University	15
Deutsche Forschungsgemeinschaft	13
Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior	12
European Regional Development Fund	12
University of Texas at Austin	11

Основное внимание изучению солеродных бассейнов уделяется в контексте нефтепоисковых работ и создания подземных хранилищ газа (CO_2 , H_2), в связи с этим важно проанализировать взаимосвязь терминов «соляная тектоника»,

«углеводороды» и «водород». Исходя из графика публикаций (рис. 5) на основе базы OpenAlex демонстрируется устойчивый рост интереса к исследованиям соляной тектоники в контексте поиска, разведки и добычи углеводородов на протяжении 25 лет.

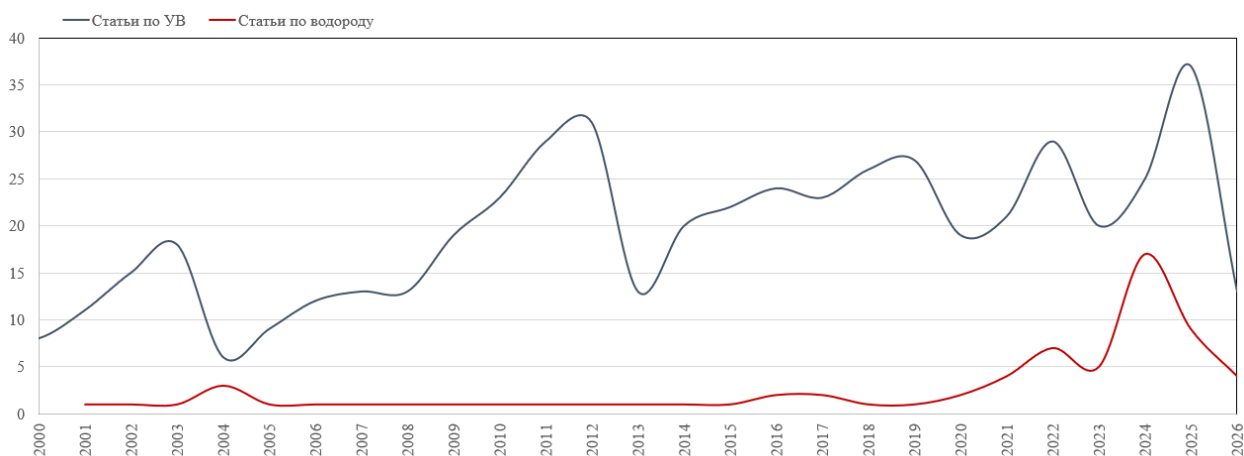


Рис. 5. График публикаций по темам «углеводороды» и «водород» в связи с соляной тектоникой

Fig. 5. Graph showing publications on the topics “hydrocarbons” and “hydrogen” in relation to salt tectonics

Интересно, что резкий рост с 2 до 17 статей произошел в период 2022–2024 гг. по водородной тематике, что вероятно связано с глобальным энергетическим переходом и программами декарбонизации, где соляные формации рассматриваются как перспективные хранилища для водорода. В 2025 г. наблюдается пик в углеводородной тематике, на что могло повлиять внедрение новых методов обработки и визуализации сейсмических данных, открытие месторождений нефти и газа в подсолевых отложениях.

Синхронный рост публикаций по обеим темам в 2022–2024 гг. отражает системный сдвиг, так соляная тектоника больше не изучается исключительно в контексте углеводородов, а становится междисциплинарной платформой для решения задач энергоперехода, объединяющей традиционную нефтегазовую отрасль с водородной энергетикой и технологиями декарбонизации.

Проведенный библиометрический обзор демонстрирует, что исследования соляной тектоники претерпевают концептуальные изменения. Если исторически дисциплина определялась задачами нефтегазового сектора (что подтверждается доминированием кластеров углеводородов, бассейнового моделирования и структурного анализа), то современные тренды указывают на расширение вектора. Быстрый рост публикаций по связанным темам «водород» и «соляная тектоника» свидетельствует о трансформации роли соляных структур: от ловушек флюидов к элементам энергетической инфраструктуры (ПХГ). При этом выявляется дефицит работ на стыке с компьютерными науками, что подчеркивает необходимость внедрения

цифровых методов (искусственный интеллект, машинное обучение) для решения различных задач.

Каждый скачок публикационной активности коррелирует с появлением новых технологий: развитие сейсмических методов → нарастание цифровизации (3D-моделирование, искусственный интеллект). Современные исследования объединяют структурную геологию, геофизику и моделирование. Вероятно, что после 2026 г. ожидается большое количество работ с акцентом на цифровые двойники нефтегазовых бассейнов, осложненных соляными дисгармоничными структурами и предиктивное моделирование галокинеза и соляной тектоники.

Распределение публикаций показывает превалирование фундаментальных исследований геологических процессов и прикладных работ по разведке углеводородов, что коррелирует с практической значимостью для нефтегазовой отрасли, при этом демонстрируется переход от описательной деятельности к прогнозному цифровому моделированию, где соляная тектоника рассматривается как комплексный динамический процесс.

Анализ сети совместного употребления ключевых слов по запросу «Salt tectonics» свидетельствует о смещении фокуса исследований соляной тектоники от традиционной геологии углеводородов к инфраструктурным проектам энергетического перехода. Соляные купола и каверны все чаще оцениваются как перспективные объекты для хранения газов, а изучение их сложной геометрии и флюидного режима требует применения высокоточного компьютерного моделирования и углубленных геохимических исследований.

Высокая цитируемость работ из Великобритании, Франции и Германии отражает не столько наличие соленосных бассейнов, сколько исторически сложившуюся роль европейских исследовательских центров в разработке методологии изучения геологии, в частности соляной тектоники. Позиция России не совсем соответствует масштабу исследований в этом направлении в Прикаспийской впадине, Тимано-Печорской провинции и Сибирской платформе. Это обусловлено публикацией преимущественно в русскоязычных журналах с ограниченным международным охватом, недостаточным участием в международных коллаборациях, отставанием в цифровизации архивных данных.

Распределение финансирования исследований по соляной тектонике подтверждает, что развитие данной отрасли геологии сегодня одинаково стимулируется как национальными научными стратегиями, так и глобальным коммерческим спросом на освоение углеводородов. При этом следует отметить, что поле «Funder» носит оценочный характер ввиду несистематического заполнения метаданных.

Заключение

В настоящей статье на основе библиометрического анализа базы данных OpenAlex определены основные тренды изучения соляной тектоники и сформулированы стратегические направления развития данного раздела геологии применительно к задачам российской науки.

На основе результатов можно предположить, что для преодоления разрыва между геологической изученностью

российских соленосных бассейнов и их цитируемостью в международных базах данных (OpenAlex, Scopus) необходимо не только перейти к практике публикации результатов на английском языке в журналах уровня Q1/Q2 с интеграцией с международными базами данных и обязательным дублированием в отечественных изданиях, но и сконцентрировать усилия на создании открытых баз данных по эталонным разрезам Прикаспийской и Тимано-Печорской провинций для верификации зарубежных алгоритмов, интегрировать методы геофлюидодинамического моделирования, а также элементы искусственного интеллекта, что соответствует текущим глобальным трендам.

Также необходимо выделить, что для России приоритетом должна стать адаптация международных методик к внутренним бассейнам с учетом отечественного опыта глубинной сейсморазведки и структурного моделирования. Перспективными направлениями развития темы могут стать:

- Распознавание соляных границ на данных 3D-сеймики с помощью искусственного интеллекта, геофлюидодинамическое моделирование как в контексте нефтепоисковых изысканий, так и для создания подземных хранилищ газа (CO₂, H₂), создание цифровых двойников солеродных провинций;

- Необходимость переинтерпретации архивной 2D/3D сеймики с учетом современных алгоритмов и совместного моделирования соляных куполов и подсолевых разрезов;

- Изучение связи галокинеза с рифтогенезом, термобарическим режимом, гидродинамикой и сохранностью УВ в соленосных бассейнах.

Вклад авторов

А.К. Юмашева – методология, проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

М.П. Антипов – администрирование проекта, концептуализация, формальный анализ, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Использование искусственного интеллекта

При написании текста статьи генеративные системы искусственного интеллекта не использовались.

Список источников

1. Day J.W., Clark H.C., Chang C., et al. Life cycle of oil and gas fields in the Mississippi River Delta: A review // *Water*. 2020. Vol. 12, No. 5. P. 1492. <https://doi.org/10.3390/w12051492>
2. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt Tectonics: Principles and Practice. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781139003988>
3. Spencer J.A. The race for the first Louisiana oil “discovery” // *GeoGulf Transactions*. 2020. Vol. 70, No. 1. P. 203–212.
4. Чайковский И.И. Типизация основных механизмов соляной тектоники мира: Верхнекамское месторождение как эталон многоэтапного гравитационного скольжения // *Вестник Пермского научного центра УрО РАН*. 2013. № 1. С. 18–37. EDN: RCABMR
5. Лунев Б.В., Лапковский В.В., Антипов М.П. и др. Влияние строения эвапоритовой формации на формирование структур соляной тектоники и ловушек углеводородов (по результатам численного моделирования галокинеза в Прикаспии) // *Геодинамика и тектонофизика*. 2023. Т. 14, № 2. С. 2–18. <https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690>
6. Ажгалиев Д.К., Валиуллин Р.А., Габбасова А.К., Исенов С.М. Солянокупольная тектоника и нефтегазоносность восточного борта Прикаспийской впадины по данным геофизических методов исследований // *Известия Уральского государственного горного университета*. 2021. Вып. 4(64). С. 27–42. EDN: HNQMBL
7. Волож Ю.А., Мельников П.Н., Милетенко Н.В. и др. Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции // *Геология нефти и газа*. 2024. № 5. С. 5–16. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-5-5-16>
8. Back S., Amberg S., Sachse V., Littke R. Reconstructing 3D subsurface salt flow // *Solid Earth*. 2022. Vol. 13, No. 6. P.1027–1043. <https://doi.org/10.5194/se-13-1027-2022>
9. Mattson A.G., Gani M.R., Roesler T., et al. 3D mapping of intruding salt bodies in the subsurface of the Gulf of Mexico using 3D seismic data // *Results in Geophysical Sciences*. 2020. Vols. 1–4. P. 100004. <https://doi.org/10.1016/j.ringps.2020.100004>
10. Westgate M., Kucinskaite K., Konstantinidis E., et al. Seismic imaging of halokinetic sequences and structures with high-resolution, dual-element acquisition, and processing: Applications to

the Gassum structure in Eastern Jutland, Denmark // *Earth and Space Science*. 2025. Vol. 12, No.1. P. e2024EA004014. <https://doi.org/10.1029/2024EA004014>

11. *Samuel S., Knapp C., Knapp J.* Seismic facies classification of salt structures and sediments in the northern Gulf of Mexico using self-organizing maps // *Geosciences (Switzerland)*. 2025. Vol. 15, No. 5. P. 183. <https://doi.org/10.3390/geosciences15050183>

12. *Saura P.E., Martín-Martín J.D.* Shoulder to shoulder architecture of a salt-related rift basin at the onset of continental break-up // *Marine and Petroleum Geology*. 2025. Vol. 176. P. 19. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2025.107338>

13. *Малахов В.А.* Библиометрический анализ как метод науковедческих исследований: возможности и ограничения // *Науковедческие исследования*. 2022. № 1. С. 212–227. EDN: YHJPI

14. *Редькина Н.С.* Российская наука в системе открытых научных знаний OpenAlex // *Управление наукой: теория и практика*. 2024. Т. 6, № 4. С. 86–104. <https://doi.org/10.19181/smtp.2024.6.4.5>

15. *Curry M.E., Hudec M.R., Peel F.J., et al.* Structural restorations of the complete conjugate US-Mexico eastern Gulf of Mexico margin // *Tectonics*. 2024. Vol. 43, No. 1. P. e2023TC007897. <https://doi.org/10.1029/2023TC007897>

16. *Wan M., Ji W., Wan J., et al.* Compressed air energy storage in salt caverns in China: Development and outlook // *Advances in Geo-Energy Research*. 2023. Vol. 9, No. 1. P. 54–67. <https://doi.org/10.46690/ager.2023.07.06>

17. *Pichel L.M., Legeay E., Ringenbach J.-C., Callot J.-P.* The West African salt-bearing rifted margin – Regional structural variability and salt tectonics between Gabon and Namibe // *Basin Research*. 2023. Vol. 35, No. 6. P. 2217–2248. <https://doi.org/10.1111/bre.12796>

18. *Roveri M., Lugli S., Manzi V.* The desiccation and catastrophic refilling of the Mediterranean: 50 years of facts, hypotheses, and myths around the Messinian salinity crisis // *Annual Review of Marine Science*. 2025. Vol. 17. P. 485–509. <https://doi.org/10.1146/annurev-marine-021723-110155>

19. *Barnett H.G., Ireland M.T., Van Der Land C.* Capturing geological uncertainty in salt cavern developments for hydrogen storage // *Earth Science, Systems and Society*. 2024. Vol. 4, No. 1. P. 10125. <https://doi.org/10.3389/esss.2024.10125>

20. *Artiaga D.T., García-Veigas J., Cendón D.I., et al.* The Messinian evaporites of the Mesaoria basin (North Cyprus): A discrepancy with the current chronostratigraphic understanding // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2021. Vol. 584. P. 110681. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2021.110681>

21. *Ortí F., Pérez-López A., Salvany J.M.* Triassic evaporites of Iberia: Sedimentological and palaeogeographical implications for the western Neotethys evolution during the Middle Triassic–Earliest Jurassic // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2017. Vol. 471. P. 157–180. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2017.01.025>

22. *Kukla P.A., Strozyk F., Mohriak W.U.* South Atlantic salt basins – Witnesses of complex passive margin evolution // *Gondwana Research*. 2018. Vol. 53. P. 41–57. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.03.012>

23. *Magee C., Pichel L.M., Madden-Nadeau A.L., et al.* Salt–magma interactions influence intrusion distribution and salt tectonics in the Santos Basin, offshore Brazil // *Basin Research*. 2021. Vol. 33, No. 3. P. 1820–1843. <https://doi.org/10.1111/bre.12537>

24. *Thomas R.J., Ellison R.A., Goodenough K.M., et al.* Salt domes of the UAE and Oman: Probing eastern Arabia // *Precambrian Research*. 2015. Vol. 256. P. 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.10.011>
25. *Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. и др.* Палеогеографические реконструкции формирования пермской соленосной формации Каспийского региона // *Вестник Пермского университета. Геология*. 2026. Т. 25, № 1. С. 19–27. <https://doi.org/10.17072/psu.geol.25.1.19>
26. *Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П.* Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // *Георесурсы*. 2016. Т. 18, № 1. С. 13–23. <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3>
27. *Соборнов К.О.* Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность // *Геология нефти и газа*. 2024. № 5. С. 45–66. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-5-45-66>
28. *Севостьянова Р.Ф., Абукова Л.А.* Гидрогеологические условия подсолевого этажа Мирнинского свода с позиций использования пластовых вод как источника гидроминерального сырья // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2025. Т. 16, № 1. С. 36–49. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>

Информация об авторах

Анастасия Константиновна Юмашева – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 2830-7413, <https://orcid.org/0009-0006-2663-058X>; e-mail: yumasheva@ipng.ru

Михаил Петрович Антипов – канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 8666-1809, <https://orcid.org/0000-0002-2929-6648>; e-mail: mpantipov@yandex.ru

Поступила в редакцию 22.07.2026

Принята к публикации 06.08.2026

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

Original article

Current studies of the process of salt tectonics in sedimentary basins of the world in the context of their oil and gas potential

Anastasia K. Yumasheva ✉, Mikhail P. Antipov

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

Abstract. *Introduction.* In recent years, issues relating to the influence of salt tectonics on the accumulation and barrier properties of halogen-bearing caps have been studied to varying degrees. To gain a comprehensive understanding of the current state of research in this field, it is advisable to conduct a bibliometric analysis, which enables the identification of current trends in the development of scientific and practical knowledge. *Objective.* To conduct a comprehensive analysis of the current state of research into salt tectonics as a geological process that determines the formation of salt structures in oil and gas basins. The work is aimed at identifying key trends in the development of this field and determining promising areas of research into the formation processes of disharmonic salt structures for Russian geological science. *Materials and methods.* Using data from OpenAlex covering the period 1910–2025, and employing keyword co-occurrence analysis and geospatial analysis, this study examines the global research landscape of salt tectonics to identify the thematic structure, dynamics, and geographical distribution of publications. *Results.* Four thematic clusters were identified: hydrocarbon, geochemical, technological, and fluid. An increase in the number of works on hydrogen-related topics was recorded between 2022 and 2024, reflecting the transformation of the role of salt structures from hydrocarbon traps to elements of the energy infrastructure. It was established that the United States, China, and the countries of Western Europe lead the way in terms of publication output; this is due to a combination of factors, such as the extent to which oil and gas resources in salt-bearing provinces have been developed and the concentration of historically established research centers. Although Russia ranks among the top ten, its position does not reflect the true geological potential of its salt-bearing basins due to the low international visibility of Russian-language publications. *Conclusion.* To bridge the gap between the level of geological research into Russian basins and their international citation rates, it is necessary to transition to English-language publications in Q1/Q2 journals, to create open-access databases of reference sections, and to integrate artificial intelligence methods and geofluid dynamics modeling.

Keywords: salt tectonics; sedimentary basins; bibliometric analysis; thematic clustering; hydrocarbons; hydrogen storage; OpenAlex

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501406-8).

For citation: Yumasheva A.K., Antipov M.P. Current studies of the process of salt tectonics in sedimentary basins of the world in the context of their oil and gas potential. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 395–414. (In Russ.).

✉ Anastasia K. Yumasheva, yumasheva@ipng.ru

© Yumasheva A.K., Antipov M.P., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Anastasia K. Yumasheva – methodology, investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Mikhail P. Antipov – project administration, conceptualization, formal analysis, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

Use of artificial intelligence

Generative artificial intelligence tools were not used in writing the text of the article.

References

1. Day J.W., Clark H.C., Chang C., et al. Life cycle of oil and gas fields in the Mississippi River Delta: A review. *Water*. 2020. Vol. 12, No. 5. P. 1492. <https://doi.org/10.3390/w12051492>
2. Jackson M.P.A., Hudec M.R. *Salt Tectonics: Principles and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781139003988>
3. Spencer J.A. The race for the first Louisiana oil “discovery”. *GeoGulf Transactions*. 2020. Vol. 70, No. 1. P. 203–212.
4. Tchaikovski I.I. Main mechanisms typification of world salt tectonics: Verkhnekamskoe deposit as standard of multi-stage gravitational sliding. *Perm Federal Research Centre Journal*. 2013. No. 1. P. 18–37. (In Russ.).
5. Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Antipov M.P., et al. Influence of the evaporite formation structure on salt tectonics and hydrocarbon traps (by the results of numerical simulation of halokinesis in the Pre-Caspian). *Geodynamics & Tectonophysics*. 2023. Vol. 14, No. 2. P. 2–18. (In Russ.). <https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690>
6. Azhgaliev D.K., Valiullin R.A., Gabbasova A.K., Isenov S.M. Salt dome tectonics and oil-and-gas content of the eastern side of the Peri-Caspian depression according to geophysical research methods. *News of the Ural State Mining University*. 2021. No. 4(64). P. 27–42. (In Russ.).
7. Volozh Yu.A., Melnikov P.N., Miletenko N.V., et al. Deep horizons of Caspian Petroleum Province: Hydrocarbon resource development. *Geologiya nefi i gaza*. 2024. No. 5. P. 5–16. (In Russ.). <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-5-5-16>
8. Back S., Amberg S., Sachse V., Littke R. Reconstructing 3D subsurface salt flow. *Solid Earth*. 2022. Vol. 13, No. 6. P. 1027–1043. <https://doi.org/10.5194/se-13-1027-2022>
9. Mattson A.G., Gani M.R., Roesler T., et al. 3D mapping of intruding salt bodies in the subsurface of the Gulf of Mexico using 3D seismic data. *Results in Geophysical Sciences*. 2020. Vols. 1–4. P. 100004. <https://doi.org/10.1016/j.ringps.2020.100004>
10. Westgate M., Kucinskaite K., Konstantinidis E., et al. Seismic imaging of halokinetic sequences and structures with high-resolution, dual-element acquisition, and processing: Applications to the Gassum structure in Eastern Jutland, Denmark. *Earth and Space Science*. 2025. Vol. 12, No. 1. P. e2024EA004014. <https://doi.org/10.1029/2024EA004014>

11. Samuel S., Knapp C., Knapp J. Seismic facies classification of salt structures and sediments in the northern Gulf of Mexico using self-organizing maps. *Geosciences (Switzerland)*. 2025. Vol. 15, No. 5. P. 183. <https://doi.org/10.3390/geosciences15050183>
12. Saura P.E., Martín-Martín J.D. Shoulder to shoulder architecture of a salt-related rift basin at the onset of continental break-up. *Marine and Petroleum Geology*. 2025. Vol. 176. P. 19. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2025.107338>
13. Malahov V.A Bibliometric analysis as a method of scientific research: Opportunities and limitations. *Naukovedcheskie issledovaniya*. 2022. No. 1. P. 212–227. (In Russ.).
14. Redkina N.S. Russian science in the OpenAlex system of open scientific knowledge. *Science Management: Theory and Practice*. 2024. Vol. 6, No. 4. P. 86–104. (In Russ.). <https://doi.org/10.19181/smt.2024.6.4.5>
15. Curry M.E., Hudec M.R., Peel F.J., et al. Structural restorations of the complete conjugate US-Mexico eastern Gulf of Mexico margin. *Tectonics*. 2024. Vol. 43, No. 1. P. e2023TC007897. <https://doi.org/10.1029/2023TC007897>
16. Wan M., Ji W., Wan J., et al. Compressed air energy storage in salt caverns in China: Development and outlook. *Advances in Geo-Energy Research*. 2023. Vol. 9, No. 1. P. 54–67. <https://doi.org/10.46690/ager.2023.07.06>
17. Pichel L.M., Legeay E., Ringenbach J.-C., Callot J.-P. The West African salt-bearing rifted margin – Regional structural variability and salt tectonics between Gabon and Namibe. *Basin Research*. 2023. Vol. 35, No. 6. P. 2217–2248. <https://doi.org/10.1111/bre.12796>
18. Roveri M., Lugli S., Manzi V. The desiccation and catastrophic refilling of the Mediterranean: 50 years of facts, hypotheses, and myths around the Messinian salinity crisis. *Annual Review of Marine Science*. 2025. Vol. 17. P. 485–509. <https://doi.org/10.1146/annurev-marine-021723-110155>
19. Barnett H.G., Ireland M.T., Van Der Land C. Capturing geological uncertainty in salt cavern developments for hydrogen storage. *Earth Science, Systems and Society*. 2024. Vol. 4, No. 1. P. 10125. <https://doi.org/10.3389/esss.2024.10125>
20. Artiaga D.T., García-Veigas J., Cendón D.I., et al. The Messinian evaporites of the Mésara basin (North Cyprus): A discrepancy with the current chronostratigraphic understanding. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2021. Vol. 584. P. 110681. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2021.110681>
21. Ortí F., Pérez-López A., Salvany J.M. Triassic evaporites of Iberia: Sedimentological and palaeogeographical implications for the western Neotethys evolution during the Middle Triassic–Earliest Jurassic. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2017. Vol. 471. P. 157–180. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2017.01.025>
22. Kukla P.A., Strozzyk F., Mohriak W.U. South Atlantic salt basins – Witnesses of complex passive margin evolution. *Gondwana Research*. 2018. Vol. 53. P. 41–57. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.03.012>
23. Magee C., Pichel L.M., Madden-Nadeau A.L., et al. Salt–magma interactions influence intrusion distribution and salt tectonics in the Santos Basin, offshore Brazil. *Basin Research*. 2021. Vol. 33, No. 3. P. 1820–1843. <https://doi.org/10.1111/bre.12537>
24. Thomas R.J., Ellison R.A., Goodenough K.M., et al. Salt domes of the UAE and Oman: Probing eastern Arabia. *Precambrian Research*. 2015. Vol. 256. P. 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.10.011>

25. Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., et al. Paleogeological models of Permian evaporite basin within Caspian Region. *Bulletin of Perm University. Geology*. 2026. Vol. 25, No. 1. P. 19–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.17072/psu.geol.25.1.19>
26. Grunis E.B., Rostovschikov V.B., Bogdanov B.P. Ordovician salts and their role in the structure and oil and gas potential of the northeast of the Timan-Pechora province. *Georesursy*. 2016. Vol. 18, No. 1. P. 13–23. <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3>
27. Sobornov K.O. Salt-bearing fold-and-thrust belts of Northern and Central Eurasia: Structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2024. No. 5. P. 45–66. (In Russ.). <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-5-45-66>
28. Sevostianova R.F., Abukova L.A. Hydrogeological conditions of the subsalt level of the Mirny arch from the standpoint of using formation waters as a source of hydromineral raw materials. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 36–49. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>

Information about the authors

Anastasia K. Yumasheva – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-2663-058X>; e-mail: yumasheva@ipng.ru

Mikhail P. Antipov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, <https://orcid.org/0000-0002-2929-6648>; e-mail: mpantipov@yandex.ru

Received 22 July 2026

Accepted 6 August 2026

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обзор

УДК 662.276.65

EDN: PEVRAS

Применение наночастиц для повышения эффективности вытеснения нефти и газа при разработке месторождений

Э.С. Аникеева¹ ✉, Д.П. Аникеев¹, А.С. Ушакова^{1,2}

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

2 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Россия, 117485, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Аннотация. В статьях, вышедших ранее в 2025–2026 гг., авторами был приведен обзор практики применения наночастиц и поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных и газовых пластов с целью повышения нефтеотдачи. Но указанное направление развивается настолько динамично, что появилась необходимость еще раз вернуться к этому вопросу, в том числе для того, чтобы рассмотреть статьи, вышедшие уже после сдачи материала в печать. В обзоре статей предметом интереса авторов также является технология применения наночастиц и поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. Интенсификация притока и повышение эффективности вытеснения нефти из пласта происходит за счет снижения межфазного натяжения, изменения фобности пород коллектора. Для этого используются наночастицы на основе кремния, циркония, алюминия, оксида железа и др. При использовании наночастиц появляется возможность изменять реологические свойства агента вытеснения за счет воздействия на пласты акустическим и электромагнитным полем. В обзоре описаны осложнения, возникающие при использовании наночастиц, а также перечислены сопряженные с технологией риски. Прослежен путь от лабораторных экспериментов, выполненных в растворах без пористой среды, к фильтрационным экспериментам и испытаниям на скважинах.

Ключевые слова: вытеснение нефти и газа; методы увеличения нефтеотдачи; наночастицы; поверхностно-активные вещества; поверхностное натяжение; разработка месторождений

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

Для цитирования: Аникеева Э.С., Аникеев Д.П., Ушакова А.С. Применение наночастиц для повышения эффективности вытеснения нефти и газа при разработке месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 415–439. EDN: PEVRAS

✉ Аникеева Эльвира Сергеевна, esanikeeva@ipng.ru

© Аникеева Э.С., Аникеев Д.П., Ушакова А.С., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Ранее, в статьях [1, 2], нами было рассмотрено состояние применения наночастиц и поверхностно-активных веществ (ПАВ) для повышения дебитов нефти и газа на месторождениях. Одним из выводов в этих статьях является утверждение, что наночастицы имеют широкую область применения и в комбинации с другими химическими методами увеличения нефтеотдачи производят синергетический эффект в нефтедобыче [3].

Кроме того, наночастицы действуют на масштабах капиллярных и молекулярно-поверхностных явлений [4], включаются в процессы, протекающие на границах раздела фаз и между флюидами и твердой поверхностью, что особенно важно для низкопроницаемых коллекторов [5, 6]. К такому выводу пришли не только авторы указанных статей, но и многие специалисты в России [3, 7] и по всему миру [8, 9]. Большое количество работ посвящено применению наночастиц для разработки месторождений сланцевой нефти и газа [10, 11], а также комбинации наночастиц с физическим воздействием (электромагнитным [12, 13], ультразвуковым [14, 15] и вибровоздействием [16]).

Данное направление активно развивается в последние годы, появилось большое число отечественных разработок на основе наночастиц [17, 18], в связи с чем отраженный в статьях [1, 2] обзор несколько устарел, и авторы вернулись к этому вопросу еще раз, сделав акцент на современные работы, посвященные применению наночастиц и сопутствующие эксперименты с наночастицами. В работе рассматривается применение наночастиц в промысловых условиях: в составе химических агентов для вытеснения нефти и как самостоятельного нанофлюида в водном растворе, в качестве трассеров, для

обработки призабойной зоны пласта, для снижения межфазного натяжения и более эффективного вытеснения нефти. Также в статье рассматриваются риски, связанные с применением наночастиц на промысле и методы их контроля.

Основные механизмы действия наночастиц

Механизмами, которые позволяют повысить эффективность вытеснения нефти нанофлюидами, являются снижение поверхностного натяжения в системе «нефть – вода», изменение смачиваемости горных пород, выравнивание профиля притока, где наночастицы выступают альтернативой полимерным системам или используются вместе с полимерными системами. Возможные механизмы действия наночастиц для повышения нефтеотдачи [19] схематически показаны на рис. 1.

Наночастицы сами по себе, в составе раствора ПАВ или в виде агрегатов, образованных молекулами ПАВ, уменьшают капиллярные силы, что облегчает деформацию капель при движении жидкости через горловины пор [8, 20], что показано на рис. 1. Изменению смачиваемости породы под действием наночастиц посвящено большое число работ. В основном, целевым является переход от гидрофобной или смешанно-смачиваемой поверхности к более гидрофильной поверхности породы; так как это облегчает отрыв нефтяной пленки.

В работах [21, 22] показано, что в экспериментах со специально подготовленными магнитными многостенными углеродными нанотрубками снижение поверхностного натяжения составило от 49 до 59 %. Это привело к уменьшению контактного угла смачивания для системы «вода – твердая поверхность» от 113°–115° до 36°–37° при концентрации нанотрубок 500 ppm.



Рис. 1. Схематическое представление влияния наночастиц на механизм вытеснения нефти водой в пористых средах

Fig. 1. Schematic representation of the effect of nanoparticles on waterflood oil displacement mechanism in the porous media

Источник: адаптировано из [19]

Source: adapted from [19]

В работах [23, 24] для наночастиц на основе SiO_2 с гидрофильно-гидрофобной модификацией поверхности янус-наночастиц наблюдалось снижение контактного угла от 155° до 32° . В работе [19] снижение угла смачивания произошло примерно от 115° до 30° . На стеклянных микромоделях визуальное фиксировалось снижение объема зацементированной нефти при использовании наночастиц на основе Fe_3O_4 со стабилизирующей оболочкой из желатина. Коэффициент извлечения нефти (КИН) увеличился от 26,57 % до 42,9 %. В работе [25] для наночастиц на основе SiO_2 контактный угол снизился от 107° до $61,7^\circ$. В обзорной работе [26] обобщены данные о более чем 100 экспериментах по определению угла смачивания, в которых наночастицы на основе SiO_2 , Al_2O_3 , ZrO_2 , TiO_2 , ZnO , MgO , Fe_3O_4 снижают контактный

угол при температурах до 90°C в терригенных и карбонатных породах, а также снижают поверхностное натяжение [27–29].

Для увеличения приемистости возможен обратный процесс – частичная гидрофобизация поверхности, чтобы снизить сопротивление потоку воды. При этом происходит снижение давления нагнетания и повышение приемистости. В работах [30, 31] гидрофобно-модифицированные наночастицы SiO_2 размером около 60 нм увеличивали контактный угол смачивания от 37° до 136° (рис. 2) и снижали давление нагнетания до 39,6–57,4 % [18] и примерно до 49 % в условиях низкопроницаемой породы (20 мД) [31]. Модифицированные частицы на основе SiO_2 могут уменьшать гидратационное набухание глин и снижать водное сопротивление в низкопроницаемых каналах [32].

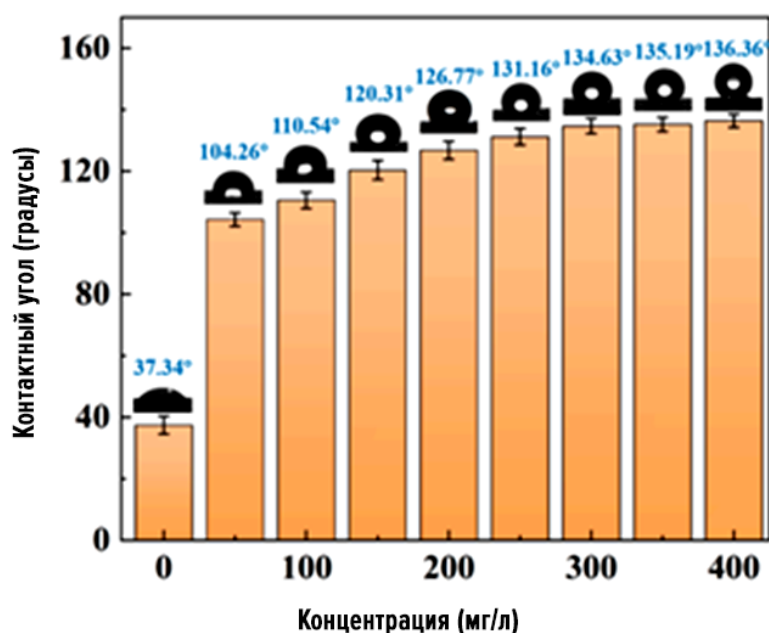


Рис. 2. Динамика значений контактного угла смачивания при разных концентрациях модифицированных наночастиц nano-SiO_2 (гидрофобизирующий эффект)

Fig. 2. Dynamics of contact angle of wetting values at different concentrations of modified nano-SiO_2 nanoparticles (hydrophobic effect)

Источник: адаптировано из [31]

Source: adapted from [31]

Следующий эффект – это создание раскливающего давления. Наночастицы концентрируются у линии трехфазного контакта, образуют клин жидкой пленки и способствуют «отмыванию» нефти от стенок пор [30, 33]. Этот эффект наблюдался в экспериментах при самопроизвольной пропитке образцов нефтенасыщенной породы наноплюидами. Было показано, что жидкость с наночастицами проникает в области, слабо охваченные водой.

Также наночастицы стабилизируют границы раздела фаз, создавая микроэмульсии, такое поведение особенно характерно для янус-наночастиц. При этом остаточная нефть дробится на небольшие капли, которые легче перемещаются в микроканалах, обратная сторона этого процесса в том, что слишком стойкая эмульсия может осложнить подготовку продукции [33, 34].

Большое число работ посвящено совместной закачке наночастиц с полимерными системами. Интересным с точки зрения разработки низкопроницаемых коллекторов является совмещение наночастиц оксида олова (SnO_2) с углекислым газом. В работе [35] авторы относят к методам повышения газо- и нефтеотдачи электрохимическое восстановление углекислого газа с помощью нанокатализаторов на основе диоксида олова SnO_2 (Carbon dioxide reduction reaction, CO_2RR). Эффективность CO_2 как агента для повышения КИН [36, 37] связана с достаточно низким давлением смешивающегося вытеснения, добавление наночастиц должно улучшить этот процесс [38, 39]. По аналогии с проблемами выпадения асфальтенов при закачке CO_2 [40] возможны такие же, и даже большие, проблемы при комплексовании CO_2 с наночастицами [41].

Совмещение наночастиц с электромагнитным и акустическим воздействием

Акустическое и ультразвуковое воздействие само по себе может снижать вязкость нефти, разрушать асфальтеновые и парафиновые структуры, способствовать и коалесценции, и диспергированию капель нефти, и улучшать очистку призабойной зоны пласта.

Комплексирование ультразвукового воздействия с вытеснением нефти наночастицами SiO_2 размером примерно 18–115 нм в виде наножидкости снизили межфазное натяжение до 0,2 мН/м; прирост извлечения нефти на насыпной модели составил 44,33 %, в отличие от 26,33 % для наножидкости без ультразвука. Авторы связывают эффект с кавитацией, локальным ростом давления и температуры и разрушением тяжелых молекулярных структур [42]. Для тяжелой нефти добавление наночастиц SiO_2 размером 60 нм при концентрации 1500 мг/л в водном растворе снижали вязкость тяжелой нефти до 27 % при ультразвуковом воздействии (120, 240, 360, 480 и 600 Вт) в течение разного времени (1, 2, 3 и 4 мин) и скважности импульсов (0,2; 0,4; 0,6 и 0,8) [43].

Магнитные и диэлектрические наноплюиды могут поглощать электромагнитную энергию, что воздействует на межфазную поверхность «нефть – вода», изменяет подвижность флюидов, смачиваемость, межфазное натяжение и эффективность охвата [44, 45]. Диэлектрические наночастицы ZnO , Al_2O_3 , TiO_2 , SiO_2 под действием электромагнитного поля поляризуются и могут изменять контактный угол и межфазное натяжение. Такие системы можно рассматривать для применения в качестве химического заводнения с

внешней активацией электромагнитным полем [46, 47].

На уровне лабораторных экспериментов, показано, что при использовании наночастиц возможно дополнительное воздействие электромагнитным полем, которое повышает эффективность применения наночастиц за счет дополнительного снижения значения поверхностного натяжения и уменьшения угла смачивания [48–50]. На рис. 3 из работы [48] представлены значения поверхностного натяжения наночастиц минерального раствора ZnO , SiO_2 и ZnO/SiO_2 при температурах от 500 до 700 °С с воздействием электромагнитным полем на металлические наночастицы оксида цинка и без него.

В работе [50] рассмотрены фильтрационные эксперименты на керне, на рис. 4 сопоставлены перепад давления и коэффициент извлечения нефти при вытеснении нефти наночастицами на образцах без воздействия и с воздействием электромагнитным полем.

Фильтрационные исследования наночастиц на керне

В ряде исследований на керне [51, 52] фиксируется рост коэффициента вытеснения при прокачке оторочки наноплюида. При этом наличие наночастиц меняет фазовое поведение системы [53–55], данный эффект не ограничивается только углеводородными системами, сходные наблюдения есть и для систем наночастиц в расплавах [56]. В результате меняются, например, плотности газовой и жидкой фаз [54]. Кроме того, взаимная растворимость компонентов системы существенно зависит от состава пористой среды, геометрии пор и исходного состава смеси [54, 56].

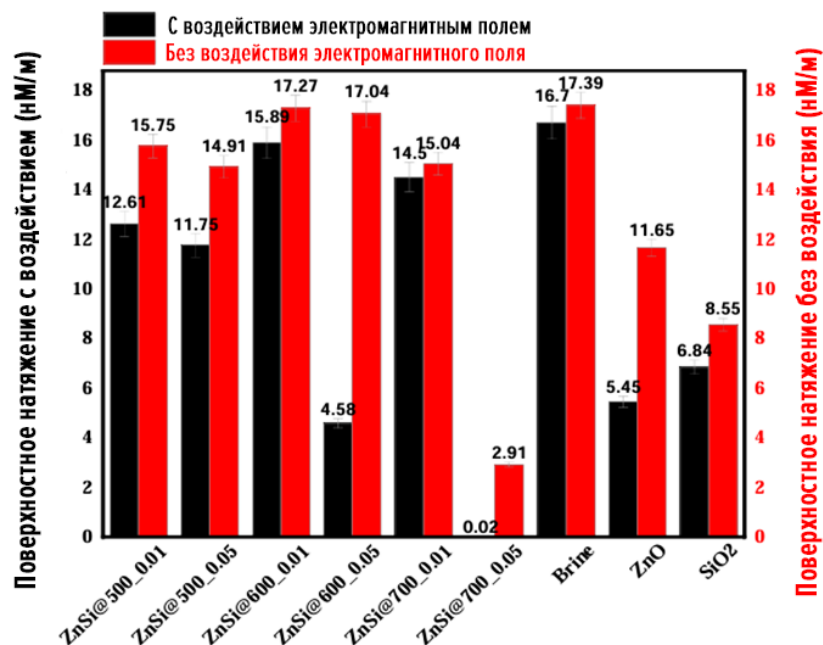


Рис. 3. Динамика значений поверхностного натяжения наночастиц в эксперименте с использованием электромагнитного поля и без него

Fig. 3. Dynamics of surface tension values of nanoparticles in an experiment with and without the use of an electromagnetic field

Источник: адаптировано из [48]

Source: adapted from [48]

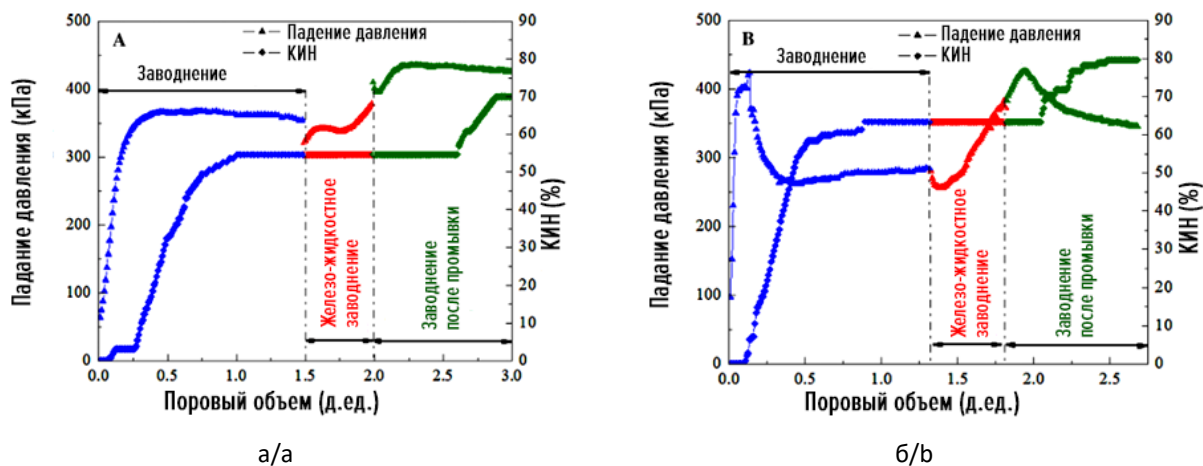


Рис. 4. Графики зависимостей падения давления и коэффициента извлечения нефти при экспериментальном вытеснении наночастицами на образцах:

а – без воздействия электромагнитным полем;

б – с воздействием электромагнитным полем

Fig. 4. Plots of dependence of oil pressure drop and recovery factor during an experimental displacement by nanoparticles on the samples:

а – without exposure to electromagnetic field;

б – with exposure to electromagnetic field

Источник: адаптировано из [50]

Source: adapted from [50]

В такой ситуации становится необходимым выполнение ядерных исследований как источника информации для калибровки моделей [57–59]. Эксперименты на ядрах показывают, что наночастицы меняют и динамические параметры, такие как относительные фазовые проницаемости [58].

Отдельно можно выделить направление, связанное с использованием в качестве агента нагнетания системы из полимера и наночастиц. На уровне лабораторных экспериментов они демонстрируют лучшие параметры, чем аналогичные чисто полимерные системы [60, 61].

Таким образом, на уровне лабораторных экспериментов в свободном объеме и, в меньшей степени, на ядрах показана эффективность наночастиц различного типа для снижения межфазного натяжения, угла смачивания и минимального давления смесимости (для случаев закачки CO_2). Но одновременно установлено, что наличие пористости и состав частиц также влияют на фазовое поведение углеводородной системы и динамические параметры флюидальной системы. Но экспериментов, исследующих данные вопросы, на порядки меньше, чем экспериментов, которые определяют, например, изменение поверхностного натяжения. В такой ситуации для обоснования практической применимости той или иной композиции наночастиц на промысле необходимо переходить к опробованиям на скважинах и/или опытно-промышленным работам.

Промысловые испытания

В нефтегазовых пластах применяются преимущественно дисперсии наночастиц SiO_2 , Al_2O_3 , TiO_2 и других оксидов

с функционально измененной поверхностью [49], углеродные/карбогенные точки, нанокаталитические оксиды или металл-оксидные системы [62, 63], а также наночастицы в составе ПАВ, полимерных и пенных составов [63, 64]. Как было сказано ранее [65], поверхность наночастиц покрывается слоем некоторого вещества – «функционализируется» для того, чтобы предотвратить коагуляцию, выпадение в осадок в водных растворах (в этом случае поверхность покрывается гидрофильными функциональными группами) и повысить эффективность наночастиц на границе «нефть – вода» (формируется гидрофильно-гидрофобная поверхность типа «янус»). В промысловых условиях это особенно важно, так как выпадение наночастиц в осадок в скважине или в пористой среде может нанести большой вред оборудованию, самой нефти и проницаемости коллектора.

Далее рассмотрим проекты успешного применения наночастиц для методов увеличения нефтеотдачи и риски, связанные с их применением.

На месторождении вязкой нефти в Колумбии в 2020 г. исследовано применение нанофлюида на основе наночастиц и анионного ПАВ для снижения межфазного натяжения. Наночастицы производятся в Колумбии в коммерческих объемах. В лабораторных экспериментах системы «наночастицы – ПАВ» (с концентрацией 100 мг/л и 500–1000 мг/л в растворе, соответственно) снизили адсорбцию ПАВ не менее чем на 40 %. Вытеснение нефти на ядре дало более высокий прирост коэффициента извлечения нефти по сравнению с одним ПАВ [66]. Промысловая часть была выполнена на двух участках заводнения на колумбийском нефтяном месторождении (рис. 5).

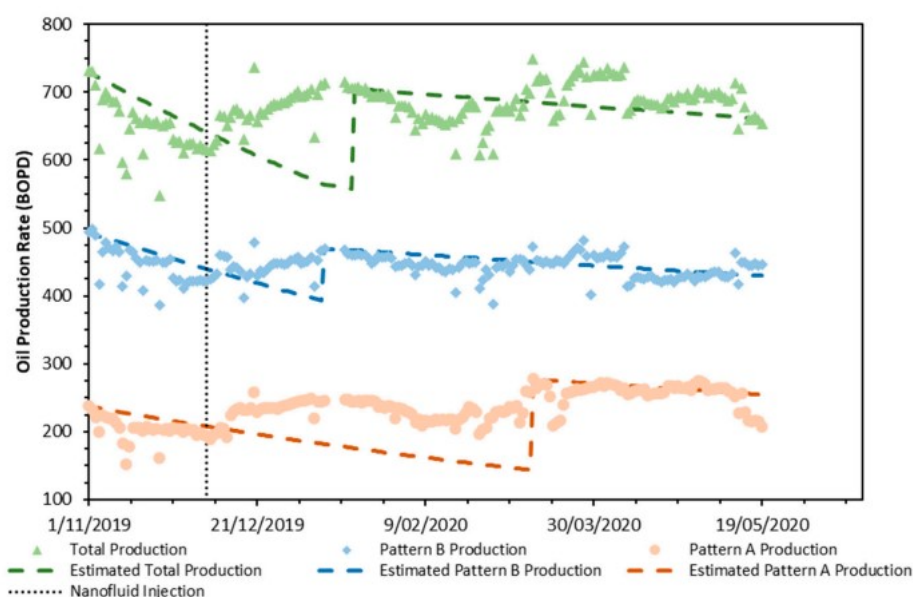


Рис. 5. Динамика добычи нефти с 01.11.2019 по 19.05.2020 на двух участках колумбийского месторождения (синяя и красная кривые) и суммарная добыча (зеленая кривая) при применении наночастиц и поверхностно-активных веществ

Fig. 5. Dynamics of oil production from 1 November 2019 to 19 May 2020 at the two sites of a Colombian field (blue and red curves) and cumulative production (green curve) with the use of nanoparticles and surfactants

Источник / Source: [66]

Начальный состав предполагал концентрацию примерно 1000 мг/л ПАВ и 100 мг/л наночастиц. Закачка началась 6 декабря 2019 г.; затем концентрация ПАВ была снижена до 350 мг/л при сохранении концентрации наночастиц. На дату оценки, 19 мая 2020 г., опубликованная накопленная дополнительная добыча составила 4 тыс. т. Первый месяц дал рост порядка 10 т/сут, а итоговый прирост добычи на 27,3 % превысил проектные данные на 3,5 %. Добыча на обоих участках отражена на рис. 5, где реакция от закачки наночастиц проявилась через 7 и через 17 дней после начала воздействия, соответственно. В данном проекте функция наночастиц состояла не только в самостоятельном изменении смачиваемости пород, но и в снижении потерь ПАВ на адсорбцию в пористой среде [65].

В работе [65] описана первая, по утверждению авторов, глобальная

реализация проекта закачки нанофлюидов (раствора функциональных наночастиц) при реализации циклической закачки пара. Целью применения наночастиц было уменьшение вязкости тяжелой нефти и повышение эффективности циклического паротеплового воздействия. В лабораторных фильтрационных исследованиях извлечение нефти возросло с 56 до 76 % за счет применения нанофлюида. По результатам испытания состава на двух скважинах в Колумбии, как сообщили авторы, дополнительная добыча за счет разового применения наночастиц возросла на 1600 т и 400 т по двум скважинам, соответственно. Также произошло снижение вязкости нефти с 39 тыс. до 11 тыс. сПз, API индекс вырос с 11,6° до 13,4° [65]. Также удалось снизить операционные затраты на 48 % за счет меньшей потребности в генерации пара и связанных с ней выбросов CO₂.

Более ранняя попытка воздействия на реологические свойства тяжелой и сверхтяжелой нефти с помощью нанокатализаторов описана в работе [67]. Нанокатализаторы использовались для увеличения подвижности нефти и воздействовали на асфальтеновые структуры и на реологию нефти. Промысловые результаты на месторождениях Castilla и Chichimene (в Колумбии), где в отдельные скважины было закачано 11–30 т нанофлюида, показали рост на десятки тонн нефти в сутки [26, 67]. На скважинах наблюдалось снижение вязкости нефти до 98 % за 9 суток (Chichimene) и до 47 % за 30 суток (Castilla). Длительность эффекта оценивалась до 269 суток [68].

На месторождении Sarukawa в Японии был выполнен краткосрочный проект по закачке наночастиц в 2022 г., для определения приемистости скважин. Одновременно выполнялся комплекс лабораторных исследований и далее, в 2024 г., – переход к пилотному проекту повышения нефтеотдачи [69, 70]. В лабораторной части рассматривались поверхностно-модифицированные наночастицы SiO_2 в виде дисперсии, в количестве 18 % по массе (концентрированный раствор), со средним размером в 20 нм и вязкостью раствора 5 сПз [70]. Дисперсии показывали стабильность в течение года. Так как было получено, что дисперсии обладают заметной вязкостью, были проведены предварительные тесты во избежание коагуляции призабойной зоны пласта, раствор наночастиц был закачан через существующую систему поддержания пластового давления в количестве 0,5 мас%, никаких отрицательных эффектов выявлено не было. В том же 2024 г. был проведен межскважинный тест: нанофлюид с концентрацией 0,5 мас% закачивался в течение двух месяцев. Было получено некоторое увеличение добычи нефти, но

наночастицы в продукции скважины зафиксированы не были [69].

Также в последние годы в Саудовской Аравии продолжают исследования наномаркеров (Ghawar/Arab-D) и флуоресцентных наночастиц A-Dots размером порядка 10 нм, рассчитанные на высокотемпературный карбонатный пласт с высокой минерализацией пластовой воды, для картирования потоков и трассерных исследований. Источники описывают масштаб производства до одной тонны нанофлюида и закачку в обводненную часть пласта¹ [71, 72]. В опытном проекте закачка проводилась в центральную скважину пятиточечного элемента, на четырех соседних добывающих скважинах проводился мониторинг наночастиц в течение 26 месяцев. Прорыв наночастиц подтвержден на одной скважине примерно в 500 м от нагнетательной, а максимум концентрации наблюдался примерно через 10 месяцев после закачки. В опыте была подтверждена мобильность и стабильность наночастиц в реальном карбонатном пласте, при этом не ставилось цели доказать коммерческое значение наночастиц для прироста нефтеотдачи [71, 72].

Этот результат важен для будущих «умных» наночастиц: если наномаркер способен проходить сотни метров в пластовых условиях, теоретически возможно доставлять активные или диагностические наночастицы глубже, чем призабойная зона пласта (что уже ранее было отработано в тестах на приемистость и обводненность продукции). Но переход от трассера к реактивному агенту потребует отдельной проверки безопасности, исследованию кинетики реакции и контролю выноса активных агентов [71, 72].

¹ Nanotechnology Q&A: Enhanced oil recovery // nanoActiv.
URL: <https://nanoactiv.com/resources/faqs>
(дата обращения: 01.07.2026).

Риски применения наночастиц

До сих пор внедрение наночастиц в нефтедобыче, несмотря на очень разнонаправленный положительный эффект, пока не перешло от отдельных пилотных проектов к масштабному применению. Кроме достаточно высоких цен на произ-

водство нанофлюидов, необходимости большого количества экспериментальных исследований по подбору наночастиц и фильтрационных тестов, большую роль играют риски применения наночастиц, которые до конца не изучены и не выявлены методы их предотвращения.

Табл. 1. Риски применения наночастиц и методы контроля

Table 1. Risks of nanoparticle use and control measures

Риск	Причина	Последствие	Контроль
Агрегация и коагуляция наночастиц	Высокая минерализация пластовой воды, наличие двухвалентных ионов, высокая температура, неподходящий pH	Рост давления закачки, снижение приемистости нагнетательных скважин, неравномерный охват пласта	Тесты на стабильность наночастиц в пластовой воде, фильтрационные тесты на кернах [26], тестовая закачка и отбор на скважинах [69], внимание к подготовке растворов на промысле [64, 70]
Неконтролируемая (повышенная) адсорбция наночастиц	Минеральный состав: глина, карбонаты, зависимость адсорбции от флюидности, фобности породы	Потеря реагента и слабый эффект от нанофлюида	Построение изотермы адсорбции, тесты на кернах с сохраненной смачиваемостью [66], мониторинг выноса наночастиц [71, 73]
Проблемы подготовки продукции	Стабилизация эмульсий, попадание частиц в нефть/воду, совместимость с деэмульгаторами	Рост затрат на сепарацию, невыполнение требований к качеству товарной нефти/воды	Создание эмульсий с наночастицами и их разделение, бутылочные тесты, анализ состава товарной нефти; что было реализовано в проекте закачки наночастиц в Японии [70]
Экология	Новые дисперсные материалы, сложность оценки проникающей способности наночастиц в пласте и в воде	Дополнительное загрязнение окружающей среды, сложность утилизации, дополнительные разрешения, требования к безопасности процесса	Паспорт безопасности, токсикология, ограничение дозирования [68], планы реагирования, анализ состава товарной нефти и воды ² [74]
Экономическая неопределенность – основной сдерживающий фактор проектов	Высокая стоимость химии, необходимость особых условий хранения и транспортировки, дополнительных затрат на подготовку продукции и очистку воды	Положительный лабораторный эффект не конвертируется в высокий NPV ³ проекта	Учет всех рисков, применение наиболее пессимистичного сценария при проектировании, обязательно предварительные скважинные тесты и проверка достижения основных показателей и эффективности в целом [65, 66]

² Там же.

³ NPV (Net Present Value, чистая приведенная стоимость) – финансовый показатель, который позволяет оценить, насколько проект будет прибыльным с учетом временной стоимости денег, инфляции и рисков (прим. ред.).

Заключение

Результаты лабораторных исследований говорят о большой вариативности воздействий наночастиц на уровне микропор: снижении межфазного натяжения, улучшений пропитки, гидрофилизации и гидрофобизации поверхности в зависимости от задачи. Также возможно комплексообразование наночастиц с ПАВ и CO₂, с акустическим и электромагнитным воздействием, что позволяет гибко применять наночастицы для разных целей разработки.

Из анализа промысловых испытаний прослеживаются три наиболее отработанные технологии. Первая – добавка наночастиц к химическим методам нефтеотдачи, когда частицам отводится роль стабилизатора и «защитника» ПАВ от адсорбционных потерь. Вторая – внутрипластовое облагораживание тяжелой нефти, где наночастицы влияют на количество асфальтеновых структур, разбивая их и уменьшая вязкость, особенно при интеграции с тепловыми методами. Третья – обработки призабойной зоны пласта в нетрадиционных коллекторах, где требуется уменьшить водную блокаду,

минимизировать негативные последствия гидроразрыва пласта или увеличить подвижность нефти.

Для полноценного (межскважинного) заводнения с использованием нанофлюидов ключевым остается вопрос баланса между достаточной активностью наночастиц на поверхности породы/флюидов и недопустимой коагуляцией порового пространства. Слишком высокая концентрация или неподходящее сродство наночастиц к поверхности могут сильно ухудшить приемистость пласта, при достаточно хороших лабораторных результатах.

Нанотрассеры – одно из направлений активного применения наночастиц, важное не только как отдельная технология, но и как доказательство, что частицы определенного размера и состава могут пройти через реальный пласт. Однако инертная наноточка (A-dot), предназначенная для мониторинга, не эквивалентна функциональной наночастице: у последней будут иные масса, адсорбция, устойчивость и фазовое поведение в растворе и на границе раздела сред.

Вклад авторов

Э.С. Аникеева – верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Д.П. Аникеев – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, проведение исследования, методология, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи.

А.С. Ушакова – концептуализация, формальный анализ, методология, администрирование проекта, руководство исследованием, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

А.С. Ушакова является членом редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

При написании текста статьи генеративные системы искусственного интеллекта не использовались.

Список источников

1. Аникеев Д.П., Ушакова А.С., Аникеева Э.С. Применение поверхностно-активных веществ и наночастиц для повышения продуктивности скважин и газоконденсатоотдачи // Вестник Российской академии естественных наук. 2025. Т. 25, № 3. С. 67–75. <https://doi.org/10.52531/1682-1696-2025-25-3-67-75>
2. Ушакова А.С., Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Применение наночастиц в нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи и увеличения продуктивности нагнетательных и добывающих скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 1. С. 108–133. EDN: CNUSMI
3. Гилаев Г.Г., Амер М., Аль-Идриси М.С. и др. Применение нанотехнологий для повышения нефтеотдачи пластов: наножидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 11(371). С. 42–49. EDN: SWQTIJ
4. Сулейманов Б.А., Аббасов Х.Ф. Механизм повышения нефтеотдачи пласта нанофлюидами // SOCAR Proceedings. 2022. № 3. С. 28–37. <https://doi.org/10.5510/OGP20220300705>
5. Wang C., Jin G., Wang W., et al. Nanomaterials driving technological advancements in enhanced oil recovery from low-permeability tight oil reservoirs: Opportunities and challenges // Nanomaterials. 2026. Vol. 16, No. 8. P. 464. <https://doi.org/10.3390/nano16080464>
6. Zhang C., Jin X., Tao J., et al. Comparison of nanomaterials for enhanced oil recovery in tight sandstone reservoir // Frontiers in Earth Science. 2021. Vol. 9. P. 746071. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.746071>
7. Андреева Е.С., Маринина О.А., Туровская Л.Г. Наножидкостное заводнение как метод повышения нефтеотдачи: механизм, преимущества // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335, № 6. С. 189–202. <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/6/4408>
8. Tong Q., Fan Z., Liu Q., et al. Research progress in nanofluid-enhanced oil recovery technology and mechanism // Molecules. 2023. Vol. 28, No. 22. P. 7478. <https://doi.org/10.3390/molecules28227478>
9. Li K., Wang D., Jiang S. Review on enhanced oil recovery by nanofluids // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2018. Vol. 73. P. 37. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018025>
10. Zhu J., Yang Z., Li X., et al. Application of microwave heating with iron oxide nanoparticles in the in-situ exploitation of oil shale // Energy Science & Engineering. 2018. Vol. 6, No. 5. P. 548–562. <https://doi.org/10.1002/ese3.231>
11. Afekare D., Garo J., Rao D. Enhancing oil recovery using silica nanoparticles: Nanoscale wettability alteration effects and implications for shale oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 203. P. 108897. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108897>

12. *Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al.* Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review // *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
13. *Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al.* Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review // *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
14. *Zhang H., Gao C., Zhang H., et al.* Revisiting the application of ultrasonic technology for enhanced oil recovery: Mechanisms and recent advancements // *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 14. P. 3517. <https://doi.org/10.3390/en17143517>
15. *Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al.* Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media // *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
16. *Azeez A.W., Hussein H.Q.* Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
17. *Жугаев В.А., Лесик Е.И., Кунцов М.А.* Разработка экологически безопасной композиции на основе биоразлагаемых поверхностно-активных веществ и наночастиц оксида кремния для повышения нефтеотдачи пласта // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2026. Т. 337, № 5. С. 36–44. <https://doi.org/10.18799/24131830/2026/5/5209>
18. *Vakhin A.V., Khelkhal M.A., Tajik A., et al.* The role of nanodispersed catalysts in microwave application during the development of unconventional hydrocarbon reserves: A review of potential applications // *Processes*. 2021. Vol. 9, No. 3. P. 420. <https://doi.org/10.3390/pr9030420>
19. *Ghalenavi H., Hemmati-Sarapardeh A., Schaffie M., Norouzi-Apourvari S.* Application of synthesized Fe_3O_4 @Gelatin nanoparticles on interfacial properties and enhanced oil recovery // *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 2558. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-84953-5>
20. *Liang F., Wang W., Zhu S., et al.* Nanofluids application in enhanced oil recovery process – opportunities and challenges // *Arabian Journal of Chemistry*. 2025. Vol. 18, No. 1. P. 106053. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2024.106053>
21. *Shen M., Zhang C., Yan X., et al.* Research progress and prospects of utilizing carbon-based nanomaterials in enhanced oil recovery // *Advances in Geo-Energy Research*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 201–214. <https://doi.org/10.46690/ager.2024.12.05>
22. *Pandey A., Qamar S.F., Das S., et al.* Advanced multi-wall carbon nanotube-optimized surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery // *Fuel*. 2024. Vol. 355. P. 129463. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129463>
23. *Fang P., Liu Z., Yang Z., et al.* Preparation and performance evaluation of amphiphilic Janus SiO_2 nanofluids for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs // *Results in Engineering*. 2025. Vol. 28. P. 107436. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.107436>
24. *Mao Y., Lanzon A.L., Zheng B., et al.* Nanofluids of amphiphilic kaolinite-based Janus nanosheets for enhanced oil recovery: The importance of stable emulsion // *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 11. P. 2515. <https://doi.org/10.3390/polym15112515>
25. *Xu G., Chang J., Wu H., et al.* Enhanced oil recovery performance of surfactant-enhanced Janus SiO_2 nanofluid for high temperature and salinity reservoir // *Colloids and Surfaces*

A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2023. Vol. 657. P. 130545. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130545>

26. *Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al.* Nanoparticles in enhanced oil recovery: State-of-the-art review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>

27. *Ebrahimi M., Kharrat R., Moradi B.* Experimental investigation of wettability alteration in reservoir rock using silica, alumina and titania nanoparticles // *Petroleum Research*. 2018. Vol. 28, No. 99. P. 38–42. <https://doi.org/10.22078/pr.2017.2816.2310>

28. *Ebrahimi M., Ghalenavi H., Schaffie M., et al.* Experimental investigation of wettability alteration in sandstone rock by nanoparticles, gelatin biopolymer, salt ions, and synthesized Fe_3O_4 /gelatin nanocomposite for EOR applications // *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 33260. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18591-w>

29. *Ziaraty A., Saboori R., Sabbaghi S., Rasouli K.* Investigation of the effect of $\text{Fe}_3\text{O}_4/\text{SiO}_2$ nanofluid on asphaltene adsorption and wettability alteration in hydrocarbon reservoirs: Optimization of nanocomposite composition and nanofluid concentration // *Chemical Engineering Research and Design*. 2023. Vol. 194. P. 810–828. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.05.028>

30. *Liu P., Niu L., Li X., Zhang Z.* Environmental response nanosilica for reducing the pressure of water injection in ultra-low permeability reservoirs // *Journal of Nanoparticle Research*. 2017. Vol. 19, No. 12. P. 390. <https://doi.org/10.1007/s11051-017-4086-1>

31. *Lai H., Shi W., Wang J., et al.* Development of hydrophobic-modified nanosilica for pressure reduction and injection increase in an ultra-low-permeability reservoir // *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, No. 9. P. 5248. <https://doi.org/10.3390/app13095248>

32. *Wang K.L., Liang S.C., Wang C.C.* Research of improving water injection effect by using active SiO_2 nano-powder in the low-permeability oilfield // *Advanced Materials Research*. 2010. Vol. 92. P. 207–212. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.92.207>

33. *Zhang J., Huang H., Zhang M., Wang W.* Experimental investigation of nanofluid enhanced oil recovery by spontaneous imbibition // *RSC Advances*. 2023. Vol. 13, No. 24. P. 16165–16174. <https://doi.org/10.1039/D2RA06762E>

34. *Wang K., You Q., Long Q.-M., et al.* Experimental study of the mechanism of nanofluid in enhancing the oil recovery in low permeability reservoirs using microfluidics // *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20, No. 1. P. 382–395. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.026>

35. *Chai R., Liu Y., Wang J., et al.* CO_2 utilization and sequestration in reservoir: Effects and mechanisms of CO_2 electrochemical reduction // *Applied Energy*. 2022. Vol. 323. P. 119584. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119584>

36. *Hosseini-noosheri P., Hosseini S.A., Nuñez-López V., Lake L.W.* Impact of field development strategies on CO_2 trapping mechanisms in a CO_2 -EOR field: A case study in the Permian Basin (SACROC unit) // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018. Vol. 72. P. 92–104. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.03.002>

37. *Xu S., Wang C., Gao B., Wang T.* Study on the mechanism of carbon dioxide miscible fracturing fluid huff and puff in enhanced oil recovery // *Processes*. 2024. Vol. 12. P. 1019. <https://doi.org/10.3390/pr12051019>

38. *Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., et al.* Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments // *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 12. P. 9984–9994. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>
39. *Hu J., Fu M., Li M., et al.* Study on SiO₂ nanofluid alternating CO₂ enhanced oil recovery in low-permeability sandstone reservoirs // *Processes*. 2023. Vol. 11, No. 9. P. 2758. <https://doi.org/10.3390/pr11092758>
40. *Косач А.В., Кравченко М.Н., Королев В.К. и др.* Новый метод контроля устойчивости асфальтеносодержащих дисперсных систем // *Петролеомика*. 2024. Т. 4, № 1. С. 75–81. EDN: FWRYD
41. *Nguele R., Hirota H., Sugai Y., Sasaki K.* Role of polymer-based nanofluids on asphaltene adsorption during carbon dioxide (CO₂) injection // *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14746–14757. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02333>
42. *Agı A., Junin R., Jaafar M.Z., et al.* Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media // *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
43. *Azeez A.W., Hussein H.Q.* Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
44. *Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al.* Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review // *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
45. *Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al.* Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review // *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
46. *Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C., Ahmad Latiff N.R.* Influence of electromagnetic waves on viscosity and electrorheology of dielectric nanofluids-scale-based approach // *Jurnal Teknologi*. 2016. Vol. 78, No. 6-4. P. 49–54. <https://doi.org/10.11113/jt.v78.8974>
47. *Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C.* Electromagnetically-induced change in interfacial tension and contact angle of oil droplet using dielectric nanofluids // *Fuel*. 2020. Vol. 259. P. 116274. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116274>
48. *Hassan Y.M., Guan B.H., Lee K.C., et al.* Electromagnetically modified wettability and interfacial tension of hybrid ZnO/SiO₂ nanofluids // *Crystals*. 2022. Vol. 12, No. 2. P. 169. <https://doi.org/10.3390/cryst12020169>
49. *Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al.* Nanoparticles in enhanced oil recovery: state-of-the-art review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>
50. *Esmailnezhad E., Van S.L., Chon B.H., et al.* An experimental study on enhanced oil recovery utilizing nanoparticle ferrofluid through the application of a magnetic field // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018. Vol. 58. P. 319–327. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.09.044>
51. *Ahmadi Y., Mansouri M., Pourafshary P.* Enhanced oil recovery by using modified ZnO nanocomposites in sandstone oil reservoirs // *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 2766. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-53138-5>

52. Mehrooz N., Gharibshahi R., Jafari A., et al. Assessment of heavy oil recovery mechanisms using in-situ synthesized CeO₂ nanoparticles // *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 11652. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-62393-5>
53. Sobecki N., Nieto-Draghi C., Di Lella A., Ding D.Y. Phase behavior of hydrocarbons in nanopores // *Fluid Phase Equilibria*. 2019. Vol. 497. P. 104–121. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.05.025>
54. Wu G., Zeng C., Cheng L., et al. The influence of wettability effect and adsorption thickness on nanoconfined methane phase behavior: vapor-liquid co-existence curves and phase diagrams // *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 1. P. 215. <https://doi.org/10.3390/pr12010215>
55. Fantoni R., Giacometti A., Maestre M.Á.G., Santos A. Phase diagrams of Janus fluids with up-down constrained orientations // *Journal of Chemical Physics*. 2013. Vol. 139, No. 17. P. 174902. <https://doi.org/10.1063/1.4827861>
56. Шишулин А.В., Федосеев В.Б. Размерный эффект при расслаивании твердого раствора Cr–W // *Неорганические материалы*. 2018. Т. 54, № 6. С. 574–578. <https://doi.org/10.7868/S0002337X18060040>
57. Cai L., Wu J., Zhang M., et al. Triple-synergistic smart additive molecular design of a dynamically controllable miscible pressure agent for efficient carbon dioxide oil displacement // *Chemical Engineering Journal*. 2025. Vol. 524. P. 169168. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.169168>
58. Shi F., Wu J., Zhao B. Research on percolation characteristics of a JANUS nanoflooding crude oil system in porous media // *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 27. P. 23107–23114. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00547>
59. Liu R., Deng J., Pu W., et al. Micro- and macroscopic experiments on self-adaptive mobility control and displacement efficiency of carbon-based composite nanofluid for enhanced oil recovery // *Petroleum*. 2025. Vol. 11, No. 2. P. 211–225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.01.001>
60. Zhang Z., Peng B., Cheng K., et al. Modified SiO₂ nanoparticles for enhanced oil recovery: A comprehensive review and perspectives // *Geoenergy Science and Engineering*. 2025. Vol. 253. P. 213973. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213973>
61. Yang L., Peng X., Zhang Q., et al. Study on enhanced oil recovery of nanofluid–polymer binary flooding technology in medium-high permeability reservoirs // *Polymers*. 2026. Vol. 18, No. 2. P. 227. <https://doi.org/10.3390/polym18020227>
62. Sun X., Zhang Y., Chen G., Gai Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress // *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 3. P. 345. <https://doi.org/10.3390/en10030345>
63. Agista M.N., Guo K., Yu Z. A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery // *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, No. 6. P. 871. <https://doi.org/10.3390/app8060871>
64. Zhang Y.-B., Liu Y.-K., Yi J., Liu X.-J. First-order multiples imaging aided by water bottom // *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 1650–1661. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.036>
65. Franco C.A., Franco C.A., Salinas L.M., et al. First field application of functionalized nanoparticles-based nanofluids in thermal enhanced oil recovery: From laboratory experiments to cyclic steam stimulation process // *Fuel*. 2025. Vol. 382. P. 133736. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133736>
66. Franco C.A., Giraldo L.J., Candela C.H., et al. Design and tuning of nanofluids applied to chemical enhanced oil recovery based on the surfactant–nanoparticle–brine interaction: From laboratory experiments to oil field application // *Nanomaterials*. 2020. Vol. 10, No. 8. P. 1579. <https://doi.org/10.3390/nano10081579>

67. *Zabala R., Franco C.A., Cortés F.B.* Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016. Paper SPE-179677-MS. <https://doi.org/10.2118/179677-MS>
68. *Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., et al.* Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review // Fuel. 2022. Vol. 324. P. 124669. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124669>
69. *Kumasaka J., Kumasaka J., Kaito Y., et al.* First nanoparticle-based EOR project in Japan: Field pilot test // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–25 April 2024. Paper SPE-218278-MS. <https://doi.org/10.2118/218278-MS>
70. *Kaito Y., Goto A., Ito D., et al.* First nanoparticle-based EOR Nano-EOR project in Japan: Laboratory experiments for a field pilot test // SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, 25–29 April 2022. Paper SPE-209467-MS. <https://doi.org/10.2118/209467-MS>
71. *Kosynkin D., Alaskar M.* Oil industry first interwell trial of reservoir nanoagent tracers // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, OAE, 26–28 September 2016. Paper SPE-181551-MS. <https://doi.org/10.2118/181551-MS>
72. *Kanj M.Y., Rashid Md.H., Giannelis E.P.* Industry first field trial of reservoir nanoagents // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 25–28 September 2011. Paper SPE-142592-MS. <https://doi.org/10.2118/142592-MS>
73. *Alaskar M., Kosynkin D.* Successful crosswell field test of fluorescent carbogenic nanoparticles // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 159. P. 443–450. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.048>
74. *Emmanuel M.* Unveiling the revolutionary role of nanoparticles in the oil and gas field: Unleashing new avenues for enhanced efficiency and productivity // Heliyon. 2024. Vol. 10, No. 13. P. e33957. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33957>

Информация об авторах

Эльвира Сергеевна Аникеева – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3984-0948, <https://orcid.org/0009-0001-3820-9446>; e-mail: esanikeeva@ipng.ru

Даниил Павлович Аникеев – канд. техн. наук, заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5132-4200, <https://orcid.org/0000-0001-9188-9586>; e-mail: anikeev@ipng.ru

Александра Сергеевна Ушакова – д-р техн. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия; SPIN-код: 6247-9012, <https://orcid.org/0000-0002-6717-7316>; e-mail: ushakova@ipng.ru

Поступила в редакцию 08.07.2026

Принята к публикации 30.09.2026

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Review

Using nanoparticles to improve the efficiency of oil and gas displacement in field development

Elvira S. Anikeeva¹ ✉, **Daniil P. Anikeev**¹, **Alexandra S. Ushakova**^{1,2}¹ – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia² – Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklukho-Maklaya St., Moscow, 117997, Russia

Abstract. In the articles published earlier in 2025–2026, the authors reviewed the application of nanoparticles and surfactants in oil and gas reservoir development to enhance oil recovery. However, this field is developing so rapidly that it became necessary to revisit this issue, including the articles published after the material was submitted to press. In the articles under review, the authors also focused on the use of nanoparticles and surfactants in oil reservoir development. Inflow stimulation and increased oil displacement efficiency are achieved by reducing interfacial tension and hydrophobization and hydrophilization of reservoir rocks. Nanoparticles based on silicon, zirconium, aluminum, iron oxide, and other materials are used for this purpose. Using nanoparticles makes it possible to modify the rheological properties of the displacement agent by influencing the reservoir with acoustic and electromagnetic fields. The review describes the complications arising from the use of nanoparticles and lists the risks associated with the technology. It traces the path from laboratory experiments conducted in nonporous solutions to filtration experiments and well testing.

Keywords: oil and gas displacement; oil recovery methods; nanoparticles; surfactants; surface tension; field development

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

For citation: Anikeeva E.S., Anikeev D.P., Ushakova A.S. Using nanoparticles to improve the efficiency of oil and gas displacement in field development. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 415–439. (In Russ).

✉ Elvira S. Anikeeva, esanikeeva@ipng.ru

© Anikeeva E.S., Anikeev D.P., Ushakova A.S., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Elvira S. Anikeeva – validation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Daniil P. Anikeev – conceptualization, data curation, formal analysis, investigation, methodology, validation, visualization, writing – original draft.

Alexandra S. Ushakova – conceptualization, formal analysis, methodology, project administration, supervision, writing – original draft, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Alexandra S. Ushakova is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

Use of artificial intelligence

Generative artificial intelligence tools were not used in writing the text of the article.

References

1. Anikeev D.P., Ushakova A.S., Anikeeva E.S. Using surfactants and nanoparticles to improve well productivity and gas condensate recovery. *Bulletin of Russian Academy of Natural Sciences*. 2025. Vol. 25, No. 3. P. 67–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.52531/1682-1696-2025-25-3-67-75>
2. Ushakova A.S., Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Application of nanoparticles in the oil industry to increase oil recovery and productivity of injection and production wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 1. P. 108–133. (In Russ.).
3. Gilaev G.G., Amer M., Al-Idrisi M.S., et al. Application of nanotechnologies to increase oil recovery of formations: nanofluids. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2023. No. 11(371). P. 42–49. (In Russ.).
4. Suleimanov B.A., Abbasov H.F. Enhanced oil recovery mechanism with nanofluid injection. *SOCAR Proceedings*. 2022. No. 3. P. 28–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20220300705>
5. Wang C., Jin G., Wang W., et al. Nanomaterials driving technological advancements in enhanced oil recovery from low-permeability tight oil reservoirs: Opportunities and challenges. *Nanomaterials*. 2026. Vol. 16, No. 8. P. 464. <https://doi.org/10.3390/nano16080464>
6. Zhang C., Jin X., Tao J., et al. Comparison of nanomaterials for enhanced oil recovery in tight sandstone reservoir. *Frontiers in Earth Science*. 2021. Vol. 9. P. 746071. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.746071>
7. Andreeva E.S., Marinina O.A., Turovskaya L.G. Nanofluid flooding as a method of enhancing oil recovery: mechanism, advantages. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. 2024. Vol. 335, No. 6. P. 189–202. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/6/4408>
8. Tong Q., Fan Z., Liu Q., et al. Research progress in nanofluid-enhanced oil recovery technology and mechanism. *Molecules*. 2023. Vol. 28, No. 22. P. 7478. <https://doi.org/10.3390/molecules28227478>

9. Li K., Wang D., Jiang S. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2018. Vol. 73. P. 37. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018025>
10. Zhu J., Yang Z., Li X., et al. Application of microwave heating with iron oxide nanoparticles in the in-situ exploitation of oil shale. *Energy Science & Engineering*. 2018. Vol. 6, No. 5. P. 548–562. <https://doi.org/10.1002/ese3.231>
11. Afekare D., Garino J., Rao D. Enhancing oil recovery using silica nanoparticles: Nanoscale wettability alteration effects and implications for shale oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 203. P. 108897. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108897>
12. Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al. Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review. *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
13. Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al. Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review. *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
14. Zhang H., Gao C., Zhang H., et al. Revisiting the application of ultrasonic technology for enhanced oil recovery: Mechanisms and recent advancements. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 14. P. 3517. <https://doi.org/10.3390/en17143517>
15. Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al. Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media. *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
16. Azeez A.W., Hussein H.Q. Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
17. Zhigarev V.A., Lesik E.I., Kuptsov M.A. Development of an environmentally friendly composition based on biodegradable surfactants and silicon oxide nanoparticles for enhancing oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. 2026. Vol. 337, No. 5. P. 36–44. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2026/5/5209>
18. Vakhin A.V., Khelkhal M.A., Tajik A., et al. The role of nanodispersed catalysts in microwave application during the development of unconventional hydrocarbon reserves: A review of potential applications. *Processes*. 2021. Vol. 9, No. 3. P. 420. <https://doi.org/10.3390/pr9030420>
19. Ghalenavi H., Hemmati-Sarapardeh A., Schaffie M., Norouzi-Apourvari S. Application of synthesized $\text{Fe}_3\text{O}_4@\text{Gelatin}$ nanoparticles on interfacial properties and enhanced oil recovery. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 2558. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-84953-5>
20. Liang F., Wang W., Zhu S., et al. Nanofluids application in enhanced oil recovery process – opportunities and challenges. *Arabian Journal of Chemistry*. 2025. Vol. 18, No. 1. P. 106053. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2024.106053>
21. Shen M., Zhang C., Yan X., et al. Research progress and prospects of utilizing carbon-based nanomaterials in enhanced oil recovery. *Advances in Geo-Energy Research*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 201–214. <https://doi.org/10.46690/ager.2024.12.05>

22. Pandey A., Qamar S.F., Das S., et al. Advanced multi-wall carbon nanotube-optimized surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery. *Fuel*. 2024. Vol. 355. P. 129463. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129463>
23. Fang P., Liu Z., Yang Z., et al. Preparation and performance evaluation of amphiphilic Janus SiO₂ nanofluids for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs. *Results in Engineering*. 2025. Vol. 28. P. 107436. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.107436>
24. Mao Y., Lanzon A.L., Zheng B., et al. Nanofluids of amphiphilic kaolinite-based Janus nanosheets for enhanced oil recovery: The importance of stable emulsion. *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 11. P. 2515. <https://doi.org/10.3390/polym15112515>
25. Xu G., Chang J., Wu H., et al. Enhanced oil recovery performance of surfactant-enhanced Janus SiO₂ nanofluid for high temperature and salinity reservoir. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2023. Vol. 657. P. 130545. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130545>
26. Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al. Nanoparticles in enhanced oil recovery: State-of-the-art review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>
27. Ebrahimi M., Kharrat R., Moradi B. Experimental investigation of wettability alteration in reservoir rock using silica, alumina and titania nanoparticles. *Petroleum Research*. 2018. Vol. 28, No. 99. P. 38–42. <https://doi.org/10.22078/pr.2017.2816.2310>
28. Ebrahimi M., Ghalelavi H., Schaffie M., et al. Experimental investigation of wettability alteration in sandstone rock by nanoparticles, gelatin biopolymer, salt ions, and synthesized Fe₃O₄/gelatin nanocomposite for EOR applications. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 33260. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18591-w>
29. Ziaraty A., Saboori R., Sabbaghi S., Rasouli K. Investigation of the effect of Fe₃O₄/SiO₂ nanofluid on asphaltene adsorption and wettability alteration in hydrocarbon reservoirs: Optimization of nanocomposite composition and nanofluid concentration. *Chemical Engineering Research and Design*. 2023. Vol. 194. P. 810–828. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.05.028>
30. Liu P., Niu L., Li X., Zhang Z. Environmental response nanosilica for reducing the pressure of water injection in ultra-low permeability reservoirs. *Journal of Nanoparticle Research*. 2017. Vol. 19, No. 12. P. 390. <https://doi.org/10.1007/s11051-017-4086-1>
31. Lai H., Shi W., Wang J., et al. Development of hydrophobic-modified nanosilica for pressure reduction and injection increase in an ultra-low-permeability reservoir. *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, No. 9. P. 5248. <https://doi.org/10.3390/app13095248>
32. Wang K.L., Liang S.C., Wang C.C. Research of improving water injection effect by using active SiO₂ nano-powder in the low-permeability oilfield. *Advanced Materials Research*. 2010. Vol. 92. P. 207–212. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.92.207>
33. Zhang J., Huang H., Zhang M., Wang W. Experimental investigation of nanofluid enhanced oil recovery by spontaneous imbibition. *RSC Advances*. 2023. Vol. 13, No. 24. P. 16165–16174. <https://doi.org/10.1039/D2RA06762E>
34. Wang K., You Q., Long Q.-M., et al. Experimental study of the mechanism of nanofluid in enhancing the oil recovery in low permeability reservoirs using microfluidics. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20, No. 1. P. 382–395. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.026>

35. Chai R., Liu Y., Wang J., et al. CO₂ utilization and sequestration in reservoir: Effects and mechanisms of CO₂ electrochemical reduction. *Applied Energy*. 2022. Vol. 323. P. 119584. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119584>
36. Hosseininoosheri P., Hosseini S.A., Nuñez-López V., Lake L.W. Impact of field development strategies on CO₂ trapping mechanisms in a CO₂-EOR field: A case study in the Permian Basin (SACROC unit). *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018. Vol. 72. P. 92–104. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.03.002>
37. Xu S., Wang C., Gao B., Wang T. Study on the mechanism of carbon dioxide miscible fracturing fluid huff and puff in enhanced oil recovery. *Processes*. 2024. Vol. 12. P. 1019. <https://doi.org/10.3390/pr12051019>
38. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., et al. Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 12. P. 9984–9994. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>
39. Hu J., Fu M., Li M., et al. Study on SiO₂ nanofluid alternating CO₂ enhanced oil recovery in low-permeability sandstone reservoirs. *Processes*. 2023. Vol. 11, No. 9. P. 2758. <https://doi.org/10.3390/pr11092758>
40. Kosach A.V., Kravchenko M.N., Korolev V.K., et al. A new method for monitoring the stability of asphaltene-containing disperse systems. *Petroleum Chemistry*. 2024. Vol. 64, No. 5. P. 580–587. <https://doi.org/10.1134/S0965544124040091>
41. Nguete R., Hirota H., Sugai Y., Sasaki K. Role of polymer-based nanofluids on asphaltene adsorption during carbon dioxide (CO₂) injection. *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14746–14757. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02333>
42. Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al. Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media. *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
43. Azeez A.W., Hussein H.Q. Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
44. Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al. Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review. *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
45. Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al. Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review. *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
46. Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C., Ahmad Latiff N.R. Influence of electromagnetic waves on viscosity and electrorheology of dielectric nanofluids-scale-based approach. *Jurnal Teknologi*. 2016. Vol. 78, No. 6-4. P. 49–54. <https://doi.org/10.11113/jt.v78.8974>
47. Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C. Electromagnetically-induced change in interfacial tension and contact angle of oil droplet using dielectric nanofluids. *Fuel*. 2020. Vol. 259. P. 116274. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116274>

48. Hassan Y.M., Guan B.H., Lee K.C., et al. Electromagnetically modified wettability and interfacial tension of hybrid ZnO/SiO₂ nanofluids. *Crystals*. 2022. Vol. 12, No. 2. P. 169. <https://doi.org/10.3390/cryst12020169>
49. Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al. Nanoparticles in enhanced oil recovery: state-of-the-art review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>
50. Esmailnezhad E., Van S.L., Chon B.H., et al. An experimental study on enhanced oil recovery utilizing nanoparticle ferrofluid through the application of a magnetic field. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018. Vol. 58. P. 319–327. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.09.044>
51. Ahmadi Y., Mansouri M., Pourafshary P. Enhanced oil recovery by using modified ZnO nanocomposites in sandstone oil reservoirs. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 2766. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-53138-5>
52. Mehrooz N., Gharibshahi R., Jafari A., et al. Assessment of heavy oil recovery mechanisms using in-situ synthesized CeO₂ nanoparticles. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 11652. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-62393-5>
53. Sobocki N., Nieto-Draghi C., Di Lella A., Ding D.Y. Phase behavior of hydrocarbons in nano-pores. *Fluid Phase Equilibria*. 2019. Vol. 497. P. 104–121. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.05.025>
54. Wu G., Zeng C., Cheng L., et al. The influence of wettability effect and adsorption thickness on nanoconfined methane phase behavior: vapor-liquid co-existence curves and phase diagrams. *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 1. P. 215. <https://doi.org/10.3390/pr12010215>
55. Fantoni R., Giacometti A., Maestre M.Á.G., Santos A. Phase diagrams of Janus fluids with up-down constrained orientations. *Journal of Chemical Physics*. 2013. Vol. 139, No. 17. P. 174902. <https://doi.org/10.1063/1.4827861>
56. Shishulin A.V., Fedoseev V.B. Size effect in the phase separation of Cr–W solid solutions. *Inorganic Materials*. 2018. Vol. 54, No. 6. P. 546–549. <https://doi.org/10.1134/S0020168518050114>
57. Cai L., Wu J., Zhang M., et al. Triple-synergistic smart additive molecular design of a dynamically controllable miscible pressure agent for efficient carbon dioxide oil displacement. *Chemical Engineering Journal*. 2025. Vol. 524. P. 169168. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.169168>
58. Shi F., Wu J., Zhao B. Research on percolation characteristics of a JANUS nanoflooding crude oil system in porous media. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 27. P. 23107–23114. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00547>
59. Liu R., Deng J., Pu W., et al. Micro- and macroscopic experiments on self-adaptive mobility control and displacement efficiency of carbon-based composite nanofluid for enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2025. Vol. 11, No. 2. P. 211–225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.01.001>
60. Zhang Z., Peng B., Cheng K., et al. Modified SiO₂ nanoparticles for enhanced oil recovery: A comprehensive review and perspectives. *Geoenergy Science and Engineering*. 2025. Vol. 253. P. 213973. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213973>
61. Yang L., Peng X., Zhang Q., et al. Study on enhanced oil recovery of nanofluid–polymer binary flooding technology in medium-high permeability reservoirs. *Polymers*. 2026. Vol. 18, No. 2. P. 227. <https://doi.org/10.3390/polym18020227>

62. Sun X., Zhang Y., Chen G., Gai Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 3. P. 345. <https://doi.org/10.3390/en10030345>
63. Agista M.N., Guo K., Yu Z. A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery. *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, No. 6. P. 871. <https://doi.org/10.3390/app8060871>
64. Zhang Y.-B., Liu Y.-K., Yi J., Liu X.-J. First-order multiples imaging aided by water bottom. *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 1650–1661. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.036>
65. Franco C.A., Franco C.A., Salinas L.M., et al. First field application of functionalized nanoparticles-based nanofluids in thermal enhanced oil recovery: From laboratory experiments to cyclic steam stimulation process. *Fuel*. 2025. Vol. 382. P. 133736. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133736>
66. Franco C.A., Giraldo L.J., Candela C.H., et al. Design and tuning of nanofluids applied to chemical enhanced oil recovery based on the surfactant–nanoparticle–brine interaction: From laboratory experiments to oil field application. *Nanomaterials*. 2020. Vol. 10, No. 8. P. 1579. <https://doi.org/10.3390/nano10081579>
67. Zabala R., Franco C.A., Cortés F.B. Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016. Paper SPE-179677-MS. <https://doi.org/10.2118/179677-MS>
68. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., et al. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review. *Fuel*. 2022. Vol. 324. P. 124669. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124669>
69. Kumasaka J., Kumasaka J., Kaito Y., et al. First nanoparticle-based EOR project in Japan: Field pilot test. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–25 April 2024. Paper SPE-218278-MS. <https://doi.org/10.2118/218278-MS>
70. Kaito Y., Goto A., Ito D., et al. First nanoparticle-based EOR Nano-EOR project in Japan: Laboratory experiments for a field pilot test. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Virtual, 25–29 April 2022. Paper SPE-209467-MS. <https://doi.org/10.2118/209467-MS>
71. Kosynkin D., Alaskar M. Oil industry first interwell trial of reservoir nanoagent tracers. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai, OAE, 26–28 September 2016. Paper SPE-181551-MS. <https://doi.org/10.2118/181551-MS>
72. Kanj M.Y., Rashid Md.H., Giannelis E.P. Industry first field trial of reservoir nanoagents. In: *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 25–28 September 2011. Paper SPE-142592-MS. <https://doi.org/10.2118/142592-MS>
73. Alaskar M., Kosynkin D. Successful crosswell field test of fluorescent carbogenic nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 159. P. 443–450. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.048>
74. Emmanuel M. Unveiling the revolutionary role of nanoparticles in the oil and gas field: Unleashing new avenues for enhanced efficiency and productivity. *Heliyon*. 2024. Vol. 10, No. 13. P. e33957. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33957>

Information about the authors

Elvira S. Anikeeva – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-3820-9446>; e-mail: esanikeeva@ipng.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-9188-9586>; e-mail: anikeev@ipng.ru

Alexandra S. Ushakova – Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Professor, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting; <https://orcid.org/0000-0002-6717-7316>; e-mail: ushakova@ipng.ru

Received 8 July 2026

Accepted 30 September 2026

НАУЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И КОНТРОЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ

Оригинальная статья

УДК 622.691.24

EDN: UWZCWA

Влияние параметров ловушки на компактность газонасыщенной области многокупольного подземного хранилища газа в водоносном пласте

М.Л. Непомнящий, М.П. Хайдина ✉

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

Аннотация. *Введение.* В настоящее время в исследовании влияния геометрических и фильтрационных параметров на формирование газонасыщенной области при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа отсутствует комплексный количественный критерий, позволяющий сравнить компактность газонасыщенной области при разных сценариях закачки и различных геометрических параметрах ловушек. *Цель работы.* Изучение влияния фильтрационно-емкостных и геометрических параметров ловушек со сводовой структурой на компактность газонасыщенной области при создании двухкупольного подземного хранилища газа в водоносном пласте. *Материалы и методы.* Все рисунки и численные значения, представленные в работе, получены в результате трехмерного гидродинамического моделирования с использованием программного комплекса tNavigator. Для количественной оценки компактности залежи авторами введен коэффициент геометрической эффективности. *Результаты.* На основе трехмерного гидродинамического моделирования установлено, что наличие второго купола приводит к асимметрии газонасыщенной области относительно центра куполообразной ловушки. Показано, что при одновременной эксплуатации куполов в двухкупольной системе увеличение амплитуды куполов и проницаемости пласта способствует росту компактности, в то время как снижение коэффициента анизотропии проницаемости приводит к увеличению площади растекания газа и снижению коэффициента геометрической эффективности. Выявлено, что при закачке одинакового количества газа в ловушки равного объема, но разной амплитуды, компактность газонасыщенной области в высокоамплитудном куполе существенно выше, чем в низкоамплитудном. Установлено, что влияние расстояния между куполами при одновременной закачке газа в двухкупольную систему в рассмотренном диапазоне 500–1500 м является незначительным. *Заключение.* Полученные результаты позволили определить факторы, влияющие на компактность газонасыщенной области двухкупольного подземного хранилища газа, что создает предпосылки для разработки критериев оптимизации, направленных на формирование компактной искусственной газовой залежи.

Ключевые слова: влияние параметров ловушки; газонасыщенность; компактность газонасыщенной области; подземное хранение газа; многокупольное подземное хранилище газа; водоносный пласт; гидродинамическое моделирование; асимметрия

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Хайдина Мария Павловна, khaydina.m@gubkin.ru

© Непомнящий М.Л., Хайдина М.П., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Непомнящий М.Л., Хайдина М.П. Влияние параметров ловушки на компактность газонасыщенной области многокупольного подземного хранилища газа в водоносном пласте // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 440–460. EDN: UWZCWA

Введение

В России эксплуатируется семь подземных хранилищ газа (ПХГ), созданных в водоносных пластах. За исключением одного – Касимовского ПХГ – все эти объекты представляют собой не одиночные ловушки, а системы из нескольких гидродинамически связанных куполов, различающихся по форме и размерам [1]. Характеристики геологических структур ПХГ приведены в табл. 1. Углы наклона поверхностей, формирующих геометрию ловушки, меняются в пределах 0,5–17 град. Для каждого объекта характерна вариативность значений ввиду различий природных условий формирования геологических структур и несимметричности ловушек. Анализ распределения газонасыщенности в таких ловушках при создании и эксплуатации

ПХГ усложнен многими факторами: неоднородностью коллекторов, изменчивостью фациального состава, различиями в интервалах вскрытия продуктивного пласта скважинами. В результате влияния интерференции репресссионных воронок при закачке газа контур газонасыщенной области многокупольных систем (если принять, что все ловушки правильной округлой формы) отклоняется от симметричной, характерной для структуры с одним куполом, формы. Степень и характер отклонений определяются неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, неравномерной по площади активностью водонапорного бассейна и геометрическими параметрами ловушек (амплитудой куполов, углом наклона пласта, расстоянием между куполами).

Табл. 1. Характеристики геологических структур ПХГ России в водоносных пластах

Table 1. Characteristics of geological structures of Russian UGS facilities in aquifers

	Условное название реального объекта	Количество купольных поднятий (куполов) геологической структуры, занятой хранилищем, влияющее на эксплуатацию объекта, ед.	Амплитуды куполов, м
1	ПХГ1	1	74
2	ПХГ2	2	33,5 и 15
3	ПХГ3	2	94 и 37
4	ПХГ4	2	23 и 31
5	ПХГ5	5	от 6 до 25
6	ПХГ6	2	до 7
7	ПХГ7	4	до 112

Вопросы влияния геометрических и фильтрационных параметров на формирование газонасыщенной области при

создании и эксплуатации ПХГ рассматривались в большом количестве научных работ.

В трудах Левыкина Е.В. [2] и Гусева Э.Л.¹ на основе аналитических уравнений и балансовой модели разработана методика расчета формы газовой контактной (ГВК). Проблемы формирования газонасыщенной области в малоамплитудных ловушках рассмотрены в работах Михайловского А.А. [3, 4]. В работах Григорьева А.В. предложены приближенные методики расчета формы контакта и движения поверхности ГВК при закачке газа в мощные водоносные пласты. Влияние неоднородности ФЕС на распространение газа и использование порового объема ловушки исследовалось в работах Хана С.А., Фейзуллаева А.А. [5, 6], Хайдиной М.П. [7, 8], а также Михайловского А.А. и Уколова А.В. Неоднородность коллекторских свойств является одним из ключевых факторов, определяющих распределение газа в пласте и эффективность использования его емкости. Значительное внимание в научной литературе уделено эффекту гистерезиса относительной фазовой проницаемости. В работах Михайловского А.А. [9], Троицкого В.М. [10], Поповича А.П. [11], а также Гао У. [12] изучено влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на перераспределение газа в пласте при циклической эксплуатации, показано его существенное влияние на подвижность газа и оценку объема газа в хранилище. Ряд исследований посвящен влиянию угла наклона пласта на распространение газа. В работах Гайсина А.Р. [13, 14], Амшинова Л.М. [15] Мулявина С.Ф. [16] показано, что увеличение угла

падения пласта приводит к линейному росту удельного объема газа, распространяющегося в водоносную область. Исследования Мельникова Е.А. [17], Колодяжного И.А. [18], Затолкиной И.Г. [19] посвящены циклической эксплуатации ПХГ в водоносном пласте. Воронов С.А. [20] приводит параметрические исследования влияния структурных и гидродинамических характеристик многокупольного водоносного пласта на основные технологические показатели многозалежных ПХГ с единой водонапорной системой. Также стоит отметить работу [21], в которой впервые поднимается проблема создания многокупольных ПХГ.

Во многих перечисленных работах авторы говорят о важности компактного заполнения ловушки газом, однако ни в одной из них не дается четкого определения, что именно следует понимать под компактной газонасыщенной областью. Наиболее близким подходом с точки зрения описания компактности газонасыщенной области является предложенный Э.Л. Гусевым коэффициент использования ловушки λ , который численно выражается как отношение объема пор в пласте, занятых газом, к объему ловушки, заключенному над горизонтальной поверхностью, проведенной через точку контакта на кровле пласта. Однако в реальных условиях из-за неоднородности ФЕС ГВК будет иметь разные отметки в разных точках кровли. Поэтому геологи и промысловики на практике отходят от определения Э.Л. Гусева и используют объемный метод, где объем ловушки рассчитывается не до точки на кровле, а до замыкающей изогипсы.

¹ Бузинов С.Н., Гусев Э.Л., Сухарев М.Г., Шеберстов Е.В. Методические рекомендации по расчету формы контакта газ – вода при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах. М.: ВНИИГАЗ, 1981. 78 с.

В таких условиях при одинаковом количестве закачанного газа две принципиально разные формы газонасыщенной области (большая площадь и маленькая толщина или большая толщина и маленькая площадь) могут давать одинаковые значения λ , что делает этот коэффициент непригодным для оценки компактности. Таким образом, отсутствует комплексный количественный критерий, позволяющий сравнивать компактность газонасыщенной области при разных сценариях закачки и различных геометрических параметрах ловушек.

Цель настоящей работы – изучить влияние фильтрационно-емкостных и геометрических параметров ловушек на форму и компактность газонасыщенной области при создании двухкупольного ПХГ в водоносном пласте, где эксплуатируются оба купола.

Рассматриваются следующие параметры ловушек: амплитуды куполов, углы наклона пластов, проницаемость пласта, расстояния между куполами, анизотропия проницаемости.

Под компактностью газонасыщенной области мы понимаем характеристику распределения закачанного газа в пределах структурной ловушки.

Материалы и методы

Для оценки компактности полученной газонасыщенной области вводится коэффициент геометрической эффективности – $K_{эф}$. Предлагаемый коэффициент служит количественной оценкой эффективности компактного заполнения ловушки газом. Максимуму коэффициента геометрической эффективности соответствует такое распределение газа в пространстве ловушки, при котором объем газа максимально оттесняет

воду по толщине пласта и минимально растекается по кровле пласта. Коэффициент геометрической эффективности определяется по формуле:

$$K_{эф} = \frac{(H/H_0)}{(S/S_0)},$$

где H – средняя газонасыщенная толщина пласта с газонасыщенностью выше принятой пороговой;

H_0 – средняя толщина пласта;

S – площадь кровли над газонасыщенной областью с газонасыщенностью выше принятой пороговой;

S_0 – площадь кровли в пределах замыкающей изогипсы (естественной границы ловушки).

Естественной границей ловушки является замыкающая изогипса – замкнутая линия, за пределами которой структура переходит в моноклираль или синклираль. Выход газа за пределы замыкающей изогипсы заведомо снижает компактность, так как сопровождается неконтролируемым распределением газонасыщенной области по объему пласта.

При оценке достигаемой компактности при закачивании различных объемов газа используется нормированный коэффициент, учитывающий долю закачанного газа, оставшегося в пределах замыкающей изогипсы (далее – ловушки):

$$\overline{K_{эф}} = \frac{V_3 - V_B}{V_0} \cdot K_{эф},$$

где V_3 – объем закачиваемого в ловушку газа;

V_B – объем вышедшего за пределы замыкающей изогипсы газа;

V_0 – объем полностью заполненной газом ловушки при начальном пластовом давлении.

Рисунки и численные значения, представленные в работе, получены в результате трехмерного гидродинамического моделирования с использованием программного комплекса tNavigator (разработчик – Rock Flow Dynamics). Данный программный комплекс представляет собой интегрированную платформу для геологического и гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений. Рассматриваются однокупольная и двухкупольная структуры. Купола имеют правильную геометрическую форму (сегменты сферы). За пределами куполов пласт сформирован горизонтальной плоскостью, которая является границей ловушки. Система пластовая, толщина пласта во всех моделях составляет 20 м. Начальное пластовое давление принято 14,2 МПа. Для моделирования водонапорной системы к боковым границам моделей подключен аквифер. Пористость в моделях задана 0,23 д. ед. Пласт принят однородным по пористости и проницаемости, что позволяет при варьировании любого из исследуемых параметров получить распределение газонасыщенности, обусловленное исключительно этим фактором, а не влиянием неоднородности. Закачка газа в каждую ловушку велась через одиночную скважину, расположенную в центре купола, что

обеспечивает симметричное распределение газонасыщенности в куполе и исключает дополнительное смещение газонасыщенной области при другом размещении скважин. Состав закачиваемого газа – 100 %-й метан.

Результаты и обсуждение

Влияние второго купола на компактность газонасыщенной области

Исследуется форма и компактность газонасыщенной области при создании двухкупольного ПХГ в водоносном пласте с идентичными по геометрической форме ловушками. Оценка полученных показателей осуществляется относительно эталонной модели – изолированной однокупольной структуры такой же геометрической формы. Форма куполов геометрически симметрична и представляет собой сегмент сферы. Пласт вне куполов залегает горизонтально на глубине 1000 м, амплитуда куполов – 80 м. Газ в ловушки закачивается с одинаковым темпом и ограничением по максимальной приемистости 200 000 м³/сут, ограничением по максимальному забойному давлению – 170 атм до достижения одинакового объема – 230 млн м³. Результаты расчетов приведены в табл. 2 и на рис. 1.

Табл. 2. Результаты расчетов при создании ПХГ в однокупольной и двухкупольной структурах

Table 2. Calculation results for the creation of UGS facilities in single-dome and double-dome structures

Вариант	Однокупольная структура	Купол в двухкупольной структуре
Среднее давление в куполе на конец закачки, атм	162,9	169,9
Закачанный объем газа, млн м ³	230	230
Срок закачки, сут	1155	1445
$K_{эф}$	0,99	1,23

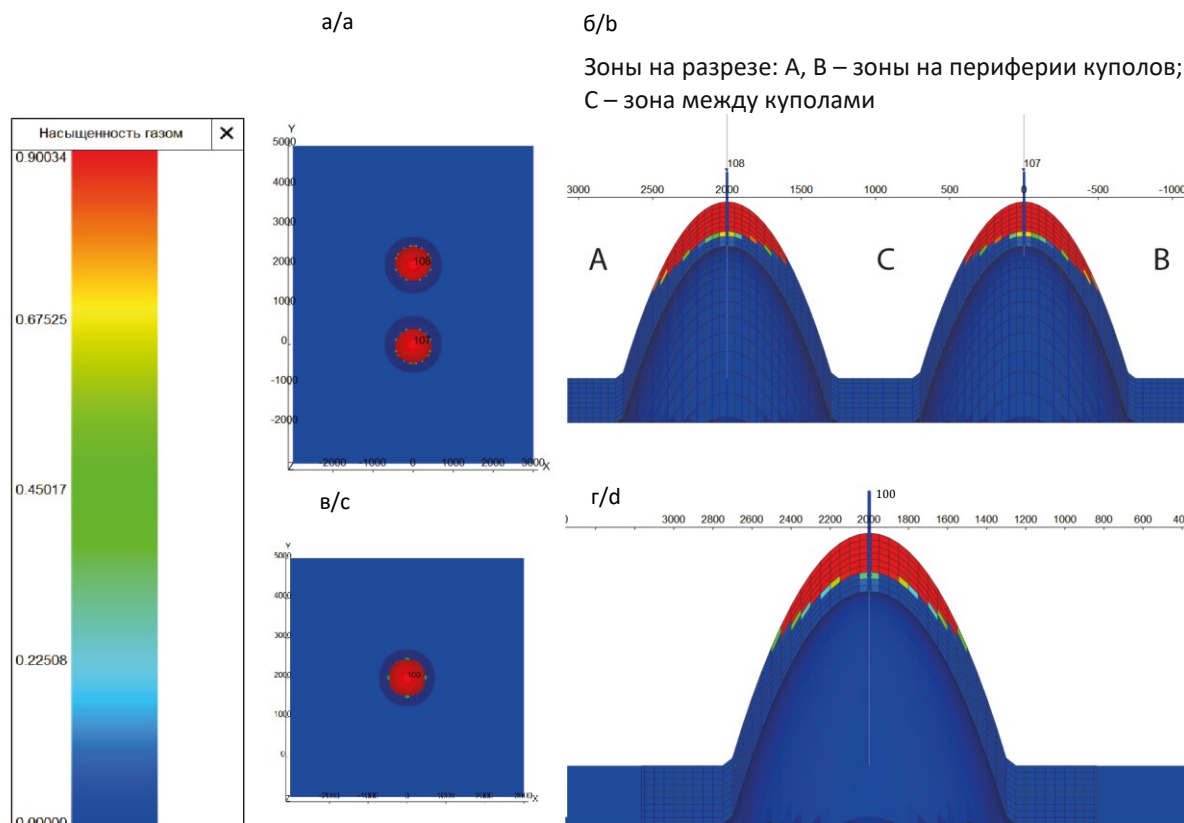


Рис. 1. Распределение газонасыщенности на конец расчета:
в двухкупольной структуре: а – на плане (вид сверху); б – на разрезе;
в единичном куполе: в – на плане (вид сверху); г – на разрезе

Fig. 1. Distribution of gas saturation at the end of the calculation:
in a two-dome structure: а – on the plan (top view); б – in the cross-section;
in a single dome: в – on the plan (top view); г – in the cross-section

Из рис. 1 видно, что в двухкупольной структуре, в отличие от симметричного распределения газа в единичном куполе от центральной нагнетательной скважины в крыльевые части, происходит смещение линии ГВК в сторону от зоны между куполами (точки А и В). Причина смещения контура газонасыщенности заключается в образовании зоны повышенного давления в области между куполами, которая выступает в роли динамического барьера, ухудшающего фильтрацию газа в эту сторону. Повышенное давление в межкупольной зоне (точка С) обусловлено интерференцией репрессивных воронок. Контур распределения газонасыщенности по площади в обоих куполах ПХГ принимает форму эллипса, вытянутого

вдоль оси, соединяющей центры куполов, в сторону меньшего давления (в сторону точек А и В). Отмечается, что асимметрия в распределении газонасыщенности в куполах возникает уже в начале процесса закачки (после первых расчетных шагов).

Таким образом, при сравнении отдельного купола, входящего в состав двухкупольной системы, с изолированным куполом той же геометрии, установлено что наличие второго купола приводит к асимметрии газонасыщенной области. Также отмечается что гидродинамическое взаимодействие с соседним куполом позволяет сформировать более компактную газонасыщенную область при более высоком пластовом давлении.

Влияние амплитуд куполов на компактность газонасыщенной области

Для изучения влияния амплитуды куполов на компактность газонасыщенной области при создании ПХГ в водоносном пласте рассмотрена закачка одинаковых

объемов газа в 4 одиночные купольные структуры. Параметры ловушки (амплитуда и радиус окружности купола) подобраны так, чтобы объем куполов был одинаковый. Закачка газа проводилась с постоянным темпом. Геометрические параметры куполов представлены в табл. 3.

Табл. 3. Геометрические параметры одиночных куполов

Table 3. Geometric parameters of single domes

Амплитуда, м	Радиус купола, м (угол наклона пласта, град)	Толщина пласта, м	Объем, млн м ³
100	495 (11,3)	20	365,75
80	500 (9)		
60	515 (6,5)		
40	542,5 (4,2)		

Зависимость коэффициента геометрической эффективности, площади и средней газонасыщенной толщины газонасыщенной области от объема закачки для куполов с разной амплитудой представлена на рис. 2 и в табл. 4. Из табл. 4 видно, что при уменьшении амплитуды купола увеличивается площадь газонасыщенной области и уменьшается средняя газонасыщенная толщина. Таким образом, при закачке одинаковых объемов

газа в купол большей амплитуды газонасыщенная область формируется более компактно, чем при закачке в купол меньшей амплитуды (рис. 3). Снижение $K_{эф}$ в варианте с закачкой 256 млн м³ в купол амплитудой 40 м обусловлена выходом газа за границы ловушки, что приводит к резкому увеличению площади газонасыщенной области и уменьшению средней газонасыщенной толщины.

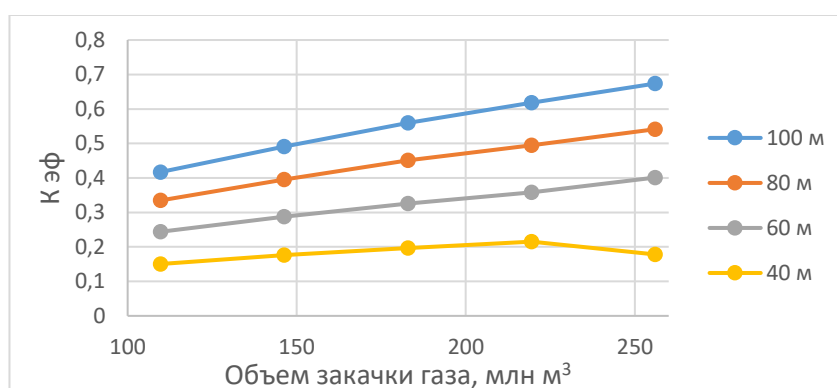


Рис. 2. Зависимость коэффициента геометрической эффективности от объема закачки для куполов с амплитудой 40–100 м

Fig. 2. Dependence of the geometric efficiency coefficient on the injection volume for domes with an amplitude of 40–100 m

Табл. 4. Результаты расчетов для куполов с разной амплитудой**Table 4.** Calculation results for domes with different amplitudes

Амплитуда, м	Объем закачанного газа, млн м ³	Газонасыщенная площадь, усл. ед.	Средняя газонасыщенная толщина, м	$K_{эф}$
100	109,72	2944	10,71	0,417
	146,32	3552	11,41	0,491
	182,89	4093	11,98	0,559
	219,39	4612	12,44	0,618
	256,07	5088	12,81	0,674
80	109,72	3308	9,45	0,335
	146,32	3996	10,11	0,395
	182,89	4612	10,65	0,451
	219,39	5205	10,99	0,495
	256,07	5714	11,31	0,541
60	109,72	3972	7,87	0,244
	146,32	4792	8,39	0,287
	182,89	5544	8,80	0,326
	219,39	6264	9,12	0,359
	256,07	6940	9,36	0,401
40	109,72	5292	5,89	0,150
	146,32	6416	6,27	0,176
	182,89	7492	6,53	0,196
	219,39	8477	6,75	0,215
	256,07	10832	6,23	0,178

Далее рассматривается распределение газонасыщенности в многокупольной системе, где одновременно эксплуатируются два купола с разной амплитудой. На рис. 4 проиллюстрировано распределение газонасыщенности при закачке 182 млн м³ газа в каждый купол двухкупольной структуры, состоящей из равных по объему ловушек амплитудой 100 и 40 м. Из рис. 4 видно, что газонасыщенная область в куполе с амплитудой 40 м справа вплотную подходит к границе

ловушки, в то время как в куполе с амплитудой 100 м расстояние от ГВК до левой границы купола составляет по горизонтали около 45 м. $K_{эф}$ для купола амплитудой 100 м – 0,59, $K_{эф}$ для купола амплитудой 40 м – 0,208. Дальнейшее увеличение закачки газа в один из куполов может привести к выходу газа за пределы ловушки в правом куполе. Таким образом, соотношение амплитуд куполов имеет важное значение при расчете объемов закачки газа между куполами.

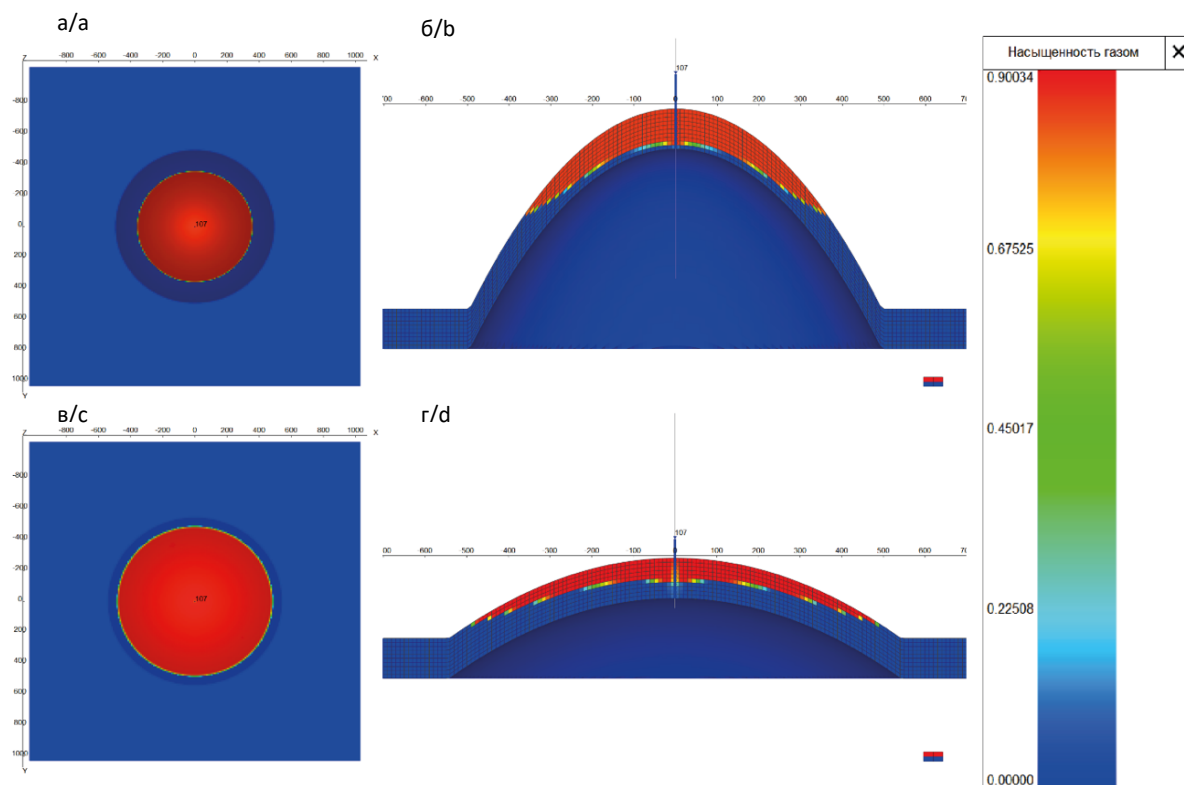


Рис. 3. Распределение газонасыщенности на момент закачки 182 млн м^3 газа в куполах с амплитудой 100 м: а – на плане (вид сверху); б – на разрезе; с амплитудой 40 м: в – на плане (вид сверху); г – на разрезе

Fig. 3. Distribution of gas saturation at the time of injection of 182 million м^3 of gas in domes with an amplitude of 100 m: а – on the plan (top view); б – in the cross-section; with an amplitude of 40 m: с – on the plan (top view); д – in the cross-section

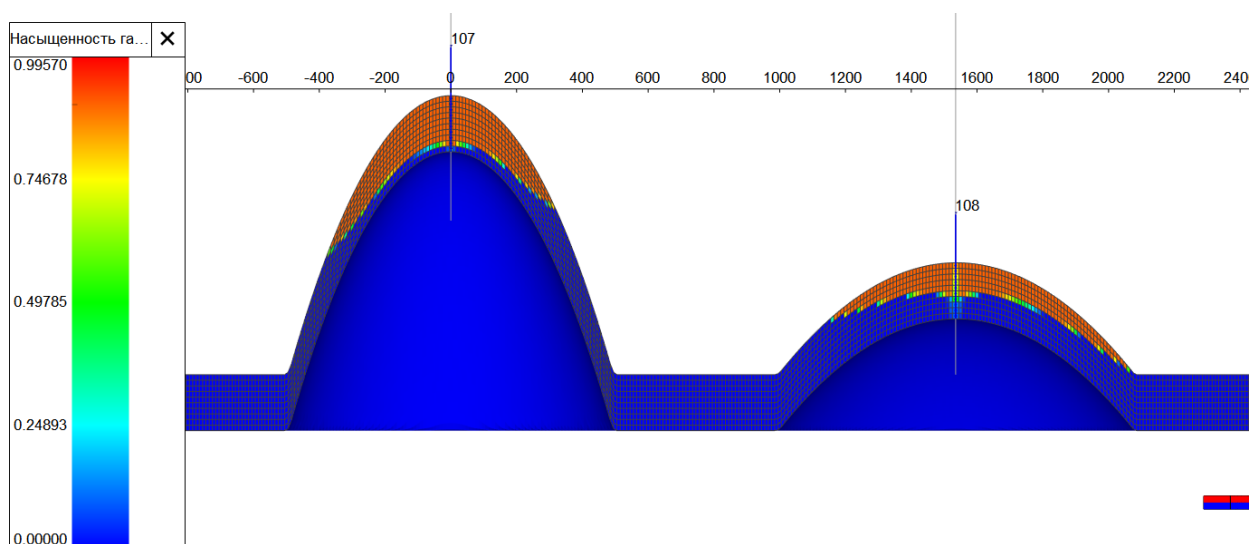


Рис. 4. Распределение газонасыщенности в двухкупольной системе с амплитудой куполов 100 и 40 м при закачке 182 млн м^3 газа в каждый купол

Fig. 4. Distribution of gas saturation in a two-dome system with dome amplitudes of 100 and 40 m, when 182 million м^3 of gas are injected into each dome

Влияние проницаемости пласта на компактность газонасыщенной области

Рассмотрена система из двух одинаковых куполов, амплитудой 80 м, находящихся на расстоянии 500 м друг

от друга. В оба купола одновременно закачивается одинаковый объем газа, с постоянным темпом. Рассчитано 4 варианта с проницаемостью пласта 100, 200, 300 и 400 мД. Результаты расчетов приведены на рис. 5.

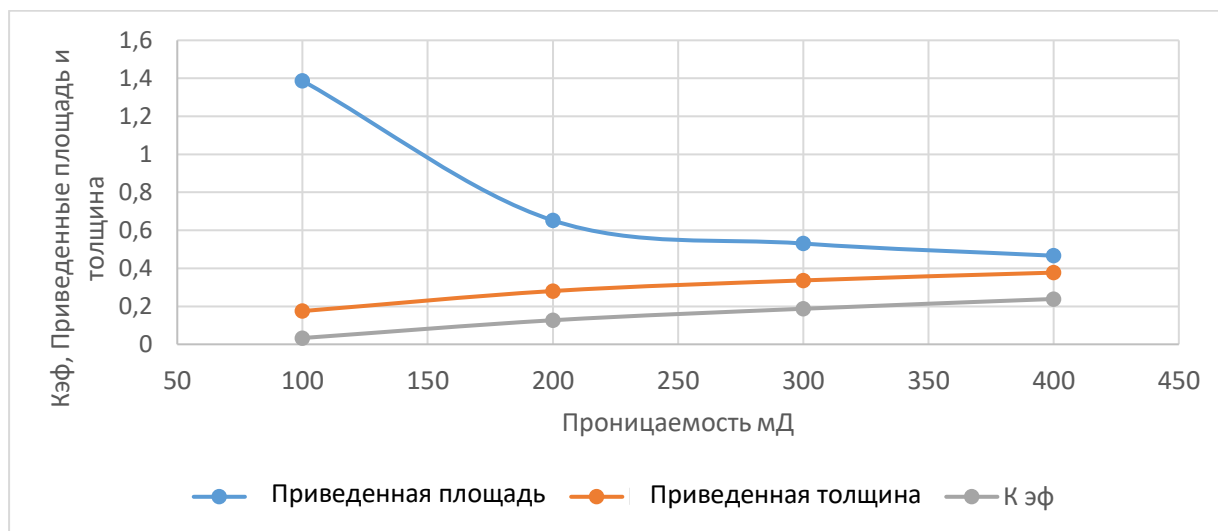


Рис. 5. Зависимость коэффициента геометрической эффективности, приведенной площади и приведенной толщины от проницаемости пласта

Fig. 5. Dependence of the geometric efficiency coefficient, the reduced area, and the reduced thickness on the reservoir permeability

Из рис. 5 видно, что при увеличении проницаемости пласта увеличивается компактность газонасыщенной области в каждом куполе двухкупольной системы. Это обусловлено тем, что при более низкой проницаемости пласта образуется большая воронка репрессии, что увеличивает разность давлений внутри купола и за его пределами от 5 до 20 атм и заставляет газ более активно двигаться в область низкого давления (рис. 6).

Влияние расстояния между куполами на компактность газонасыщенной области

Для оценки влияния расстояния между куполами на компактность газонасыщенной области рассмотрено 3 варианта закачки газа

в одинаковые купола амплитудой 100 м, находящиеся на расстоянии 500, 1000 и 1500 м друг от друга. Закачка газа в каждый купол начиналась одновременно и велась с одинаковым темпом. Результаты расчетов приведены в табл. 5 и на рис. 7.

Расчеты показали, что при увеличении расстояния между куполами их гидродинамическое взаимодействие уменьшается, что приводит к уменьшению давления в куполах и в области между ними. Чем меньше гидродинамическое взаимодействие между куполами, тем более симметрична форма газонасыщенной области относительно центра купола. Однако полученные значения $K_{эф}$ отличаются друг от друга незначительно (на 0,3 %).

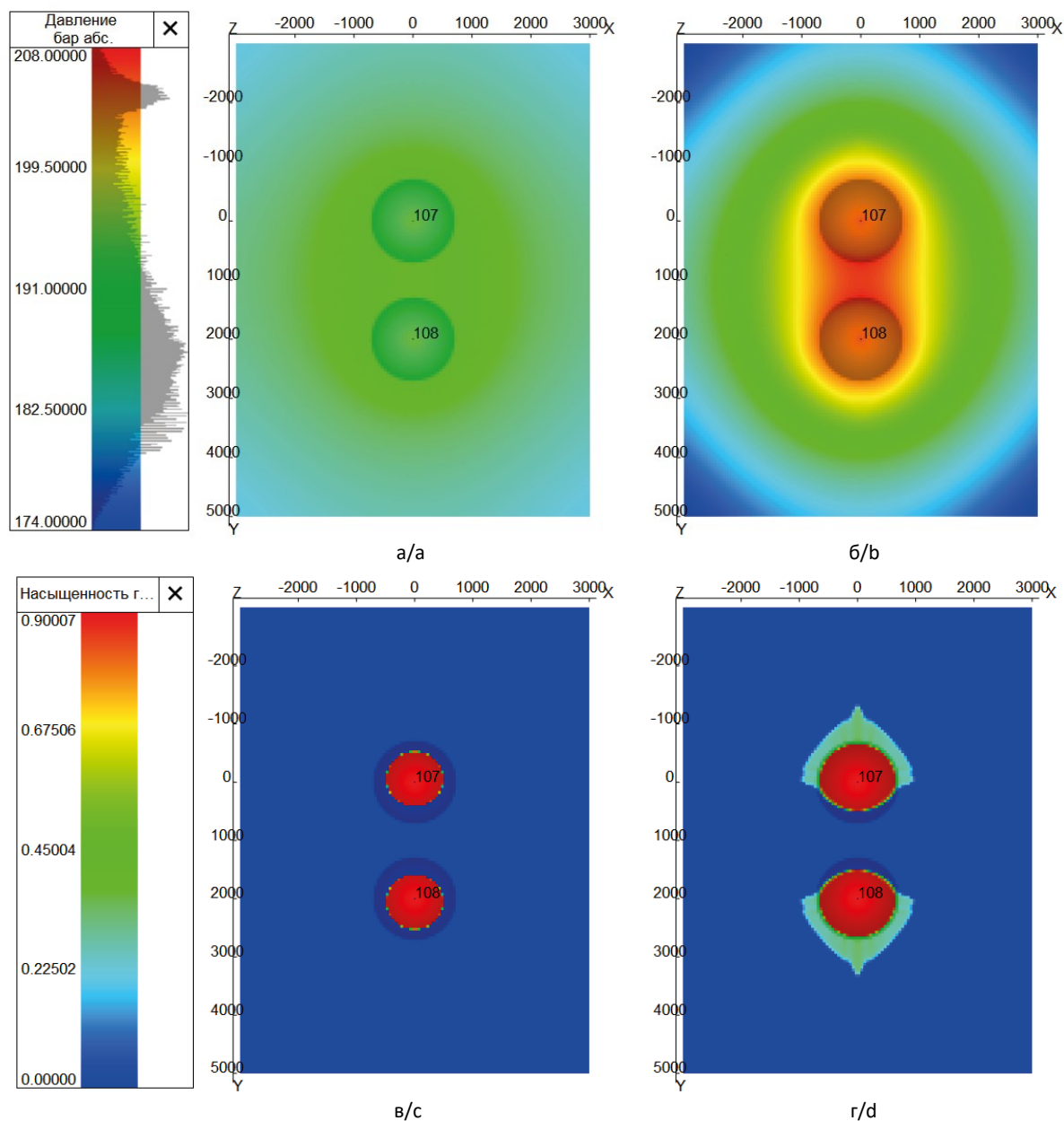


Рис. 6. Распределение давления в пластах с проницаемостью: а – 400 мД; б – 100 мД; распределение газонасыщенности в пластах с проницаемостью: в – 400 мД; г – 100 мД

Fig. 6. Pressure distribution in formations with permeability: а – 400 mD; б – 100 mD; gas saturation distribution in formations with permeability: в – 400 mD; г – 100 mD

Табл. 5. Результаты расчетов для разных расстояний между куполами

Table 5. The calculation results for different distances between the domes

Расстояние между куполами, м	Площадь газонасыщенной области, усл. ед.	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем закачки, млн м ³	$K_{эф}$
500	596	7,62	438	0,2474
1000	600	7,66	438	0,2471
1500	604	7,7	438	0,2467

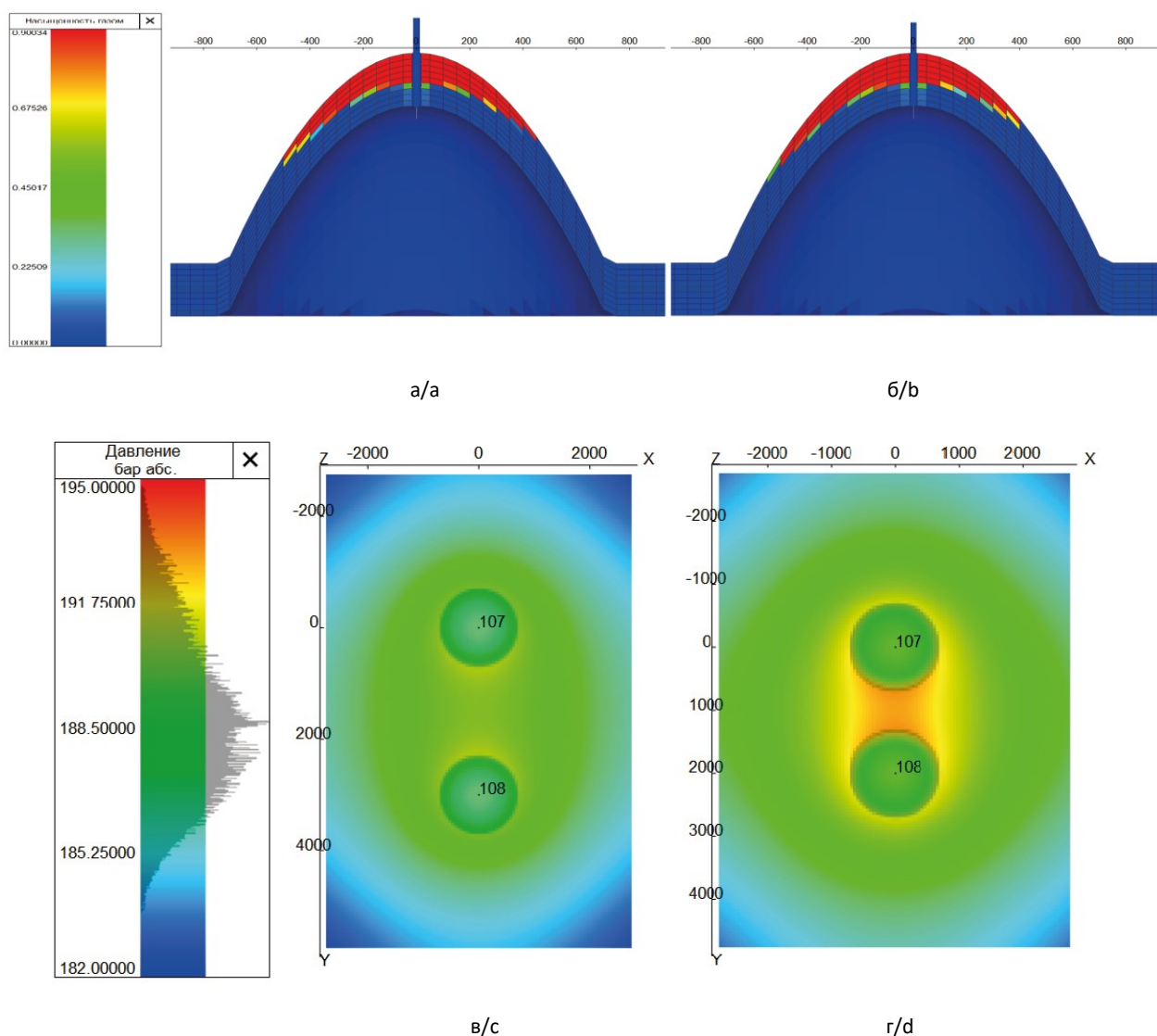


Рис. 7. Распределение газонасыщенности в пласте с расстоянием между куполами:
а – 1500 м; б – 500 м;
распределение давления в пластах с расстоянием между куполами:
в – 1500 м; г – 500 м

Fig. 7. Distribution of gas saturation in the reservoir with the distance between the domes:
а – 1500 м; б – 500 м;
distribution of pressure in the reservoirs with the distance between the domes:
с – 1500 м; д – 500 м

**Влияние анизотропии
проницаемости
на компактность
газонасыщенной области
при одновременной
эксплуатации двух куполов**

Рассмотрена одновременная закачка
одинакового объема газа в двухкупольную

систему с проницаемостью 300 мД и
коэффициентом анизотропии проницаемости
(отношение проницаемости по вертикали
к проницаемости по горизонтали), равным
1; 0,5 и 0,1. Темп закачки газа в каждый
купол одинаковый. Результаты расчетов
приведены в табл. 6 и на рис. 8.

Табл. 6. Результаты расчетов для разной анизотропии проницаемости**Table 6.** Calculation results for different anisotropies in permeability

Коэффициент анизотропии, д. ед.	Площадь газонасыщенной области, усл. ед.	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем закачки, млн м ³	$K_{эф}$
1	696	6,64	438	0,625
0,5	704	6,66	438	0,620
0,1	728	6,78	438	0,611

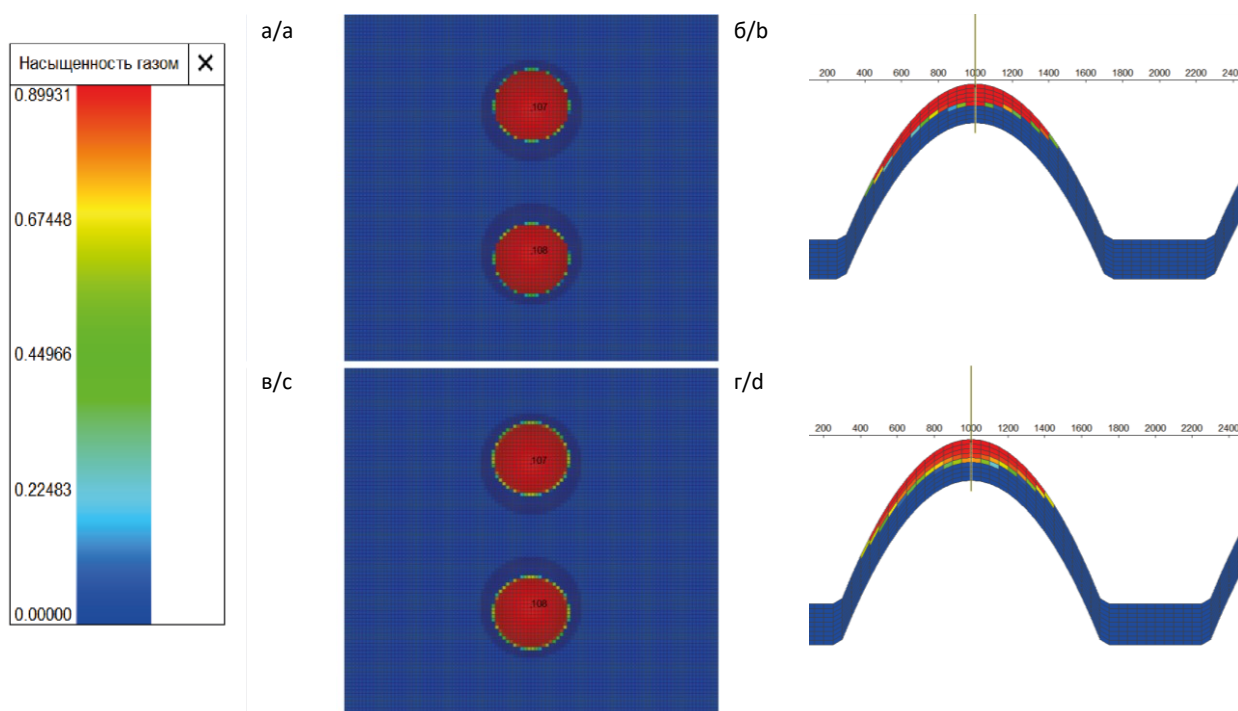


Рис. 8. Распределение газонасыщенности в пластах с коэффициентом анизотропии проницаемости, равном 1: а – на плане (вид сверху); б – в разрезе; с коэффициентом анизотропии проницаемости, равном 0,1: в – на плане (вид сверху); г – в разрезе

Fig. 8. Distribution of gas saturation in formations with anisotropy in permeability = 1: а – on the plan (top view); б – in the section; with anisotropy in permeability = 0.1: с – on the plan (top view); д – in the section

Из табл. 6 видно, что при снижении коэффициента анизотропии газ преимущественно распространяется в горизонтальном направлении, что приводит к увеличению площади растекания. Средняя газонасыщенная толщина при этом незначительно

возрастает (от 6,64 до 6,78 м), что связано с более интенсивным заполнением верхней части пласта. Однако увеличение площади перекрывает этот эффект, и в итоге коэффициент геометрической эффективности снижается от 0,625 до 0,611.

По результатам проведенных исследований влияния фильтрационно-емкостных и геометрических параметров ловушек на компактность газонасыщенной области при создании двухкупольного ПХГ в водоносном пласте со сводовой структурой было установлено следующее:

1. В отличие от симметричного распределения газа в ловушке с одиночным куполом, в двухкупольной системе возникает асимметрия из-за образования зоны повышенного давления между куполами.

2. При одинаковом объеме ловушки увеличение амплитуды купола приводит к росту коэффициента геометрической эффективности $K_{эф}$ и формированию более компактной газонасыщенной области. Соотношение амплитуд куполов является ключевым фактором при распределении объемов закачки между куполами. В двухкупольной системе с амплитудами 100 и 40 м при одновременной эксплуатации обоих куполов в низкоамплитудном куполе газонасыщенная область характеризуется большим растеканием и более низким значением $K_{эф}$ (0,208), тогда как в высокоамплитудном куполе компактность существенно выше ($K_{эф} = 0,59$).

3. Увеличение проницаемости от 100 до 400 мД способствует росту коэффициента геометрической эффективности $K_{эф}$ от 0,45 до 0,62, что связано с уменьшением воронки репрессии. При низкой проницаемости (100 мД) разность давлений внутри купола и за его пределами достигает 20 атм, тогда как при высокой проницаемости (400 мД) эта разность сокращается до 5 атм, что снижает латеральное растекание газа при одновременной эксплуатации куполов в многокупольной системе и способствует формированию более компактной газонасыщенной области.

4. Увеличение расстояния от 500 до 1500 м ослабляет гидродинамическое взаимодействие между куполами, что приводит к уменьшению давления в куполах и межкупольной области, а форма газонасыщенной области становится более симметричной. Однако количественное изменение $K_{эф}$ в этом диапазоне не превышает 0,3 %, что свидетельствует о незначительном влиянии расстояния между куполами на компактность газонасыщенной области по сравнению с ролью амплитуды куполов и проницаемости пласта.

5. При снижении коэффициента анизотропии проницаемости от 1 до 0,1 газ преимущественно распространяется в горизонтальном направлении, а средняя газонасыщенная толщина при этом незначительно возрастает от 6,64 до 6,78 м. Этот рост связан с более интенсивным заполнением газом верхней части пласта. Однако увеличение площади перекрывает этот эффект. В результате коэффициент геометрической эффективности снижается с 0,625 до 0,611.

Заключение

Полученные результаты позволили определить факторы, влияющие на характер и степень взаимного влияния эксплуатации двух куполов геологической ловушки ПХГ. Установлено, что решающую роль в формировании компактной газонасыщенной области играют амплитуда куполов и проницаемость пласта, тогда как расстояние между куполами и анизотропия проницаемости влияют существенно слабее. Полученные закономерности создают предпосылки для дальнейшей разработки критериев оптимизации показателей эксплуатации скважин, направленных на формирование компактной газонасыщенной области уже на этапе создания хранилища.

Вклад авторов

М.Л. Непомнящий – методология, формальный анализ, проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

М.П. Хайдина – администрирование проекта, концептуализация.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Использование искусственного интеллекта

При написании текста статьи генеративные системы искусственного интеллекта не использовались.

Список источников

1. *Непомнящий М.Л., Хайдина М.П.* Формирование газонасыщенной области при создании двухкупольного подземного хранилища газа в водоносных пластах: сравнительный анализ и критерий эффективности // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса 2026. № 4(154). С. 30–36. EDN: MVZDXI
2. *Левыкин Е.В.* Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. М.: Недра, 1973. 207 с.
3. *Михайловский А.А., Белецкая Е.О.* Технология стабилизации циклической эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов // Вести газовой науки. 2023. № 4(56). С. 54–61. EDN: QERJYD
4. *Михайловский А.А., Григорьев А.В., Таран А.А.* Изучение возможности гидродинамической стабилизации циклической эксплуатации газовой залежи подземного хранилища газа в сложно построенной малоамплитудной водоносной структуре // Вести газовой науки. 2024. № 4(60). С. 169–178. EDN: RNYQTM
5. *Фейзуллаев А.А., Годжаев А.Г.* Влияние неоднородности геологического строения резервуара на режим эксплуатации месторождения / подземного хранилища газа Гарадаг (Азербайджан) // Горные науки и технологии. 2021. Т. 6, № 2. С. 105–113. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2021-2-105-113>
6. *Фейзуллаев А.А., Годжаев А.Г., Мамедова И.М.* Особенности флюидодинамики в длительно эксплуатирующихся неоднородных газовых резервуарах // Горные науки и технологии. 2022. Т. 7, № 1. С. 18–29. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-1-18-29>
7. *Хайдина М.П., Некрасов А.А., Колесниченко А.В.* Численные эксперименты по оценке влияния микрон неоднородности пласта водоносного коллектора при создании ПХГ // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2018. № 4(293). С. 65–72. EDN: YRRYBN
8. *Хайдина М.П., Некрасов А.А., Татлок Т.С.* Снижение водного фактора при эксплуатации подземного хранилища газа в водоносных пластах // Нефтепромысловое дело. 2020. № 6(618). С. 53–61. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-6\(618\)-53-61](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-6(618)-53-61)

9. Михайловский А.А. Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 3. С. 182–186. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15>
10. Троицкий В.М., Григорьев Б.А., Рассохин С.Г. и др. Физическое моделирование циклов закачки и отбора газа при разработке и эксплуатации ПХГ. Гистерезис фазовых проницаемостей // Вести газовой науки. 2019. № 1(38). С. 18–28. EDN: DNDYWX
11. Попович А.П., Фархутдинов В.М. Влияния гистерезиса относительной фазовой проницаемости на распределение газонасыщенности в пласте при гидродинамическом моделировании эксплуатации подземных хранилищ газа // Вести газовой науки. 2026. № 1(65). С. 15–24. EDN: RACFNS
12. Gao Y., Chu H., Ren Z., et al. Impact of relative permeability hysteresis on pressure transient behavior and storage capacity in underground gas storage with well interference // Energy. 2025. Vol. 333. P. 137402. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137402>
13. Гайсин А.Р., Шаяхметов А.И., Пономарёв А.И. и др. Особенности формирования области газонасыщенности при создании ПХГ в истощенной газовой залежи в коллекторе трещиновато-порового типа с активным аквифером // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 1. С. 136–144. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.12>
14. Гайсин А.Р., Шаяхметов А.И., Пономарев А.И. Физическое моделирование формирования насыщенности в переходной зоне газоводяного контакта при упруговодонапорном режиме эксплуатации подземных хранилищ газа в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. 2026. Т. 279. С. 152–159. EDN: НРҮҮҒІМ
15. Амшинов Л.М., Ахметов Т.А., Ермолаев А.И. Исследование влияния природных и технологических параметров на эффективность процессов создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в низкопроницаемых пластах-коллекторах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2024. № 3(316). С. 87–97. EDN: ANXLKK
16. Мулявин С.Ф., Колев Ж.М., Мамчистова Е.И., Насырова А.И. Численное моделирование подземного хранения газа в водоносном наклонном пласте // Наука. Инновации. Технологии. 2020. № 4. С. 41–52. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2020.4.4>
17. Мельников Е.А., Бондарев В.Л., Костиков С.Л., Кошелев Д.А. Моделирование сценариев возможных вариантов компенсации отклонений от циклической эксплуатации для подземных хранилищ газа, созданных в водоносных пластах, при возникновении форс-мажорных ситуаций // Территория Нефтегаз. 2020. № 3–4. С. 124–127. EDN: CPBGZP
18. Колодяжный И.А., Сергеев А.С., Поваров Д.А., Формин А.В. Технологические решения для повышения надежности эксплуатации подземных хранилищ газа в современных условиях развития единой системы газоснабжения Российской Федерации // Газовая промышленность. 2021. № 1(811). С. 78–89. EDN: ELUUEO
19. Затолокина И.Г., Костиков С.Л., Королева В.П. Опыт ликвидации осложнений, возникающих при эксплуатации ПХГ в водоносном пласте // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 7. С. 48–53. <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-7-48-53>
20. Воронов С.А., Бузинов С.Н. Управление работой пласта при создании и эксплуатации ПХГ // Газовая промышленность, 2012. № S(684) С.76–79. EDN: PYAVDB
21. Shulkova L.A., Skosyrev A.V., Novoselova R.V. The improvement of quality of underground gas storage designing (UGS) in water-bearing structure by using 3-D geological and hydrodynamic

computer modeling // International Gas Union World Gas Conference Papers: 24th World Gas Conference 2009, Buenos Aires, Argentina, 5–9 October 2009. Red Hook, NY: Curran, 2009. Vol. 4. P. 2619–2622.

Информация об авторах

Максим Леонидович Непомнящий – аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 9768-8617, <https://orcid.org/0009-0004-1401-3002>; e-mail: peromta@yandex.ru

Мария Павловна Хайдина – канд. техн. наук, доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 3351-9497, <https://orcid.org/0000-0002-8823-0921>; e-mail: khaydina.m@gubkin.ru

Поступила в редакцию 17.07.2026

Принята к публикации 26.09.2026

RESEARCH ISSUES OF PROJECTING, EXPLOITATION, AND MONITORING OF UNDERGROUND HYDROCARBON STORAGE FACILITIES

Original article

Effect of parameters over the compactness of gas-saturated area of a multidome underground gas storage facility in water-saturated layer

Maxim L. Nepomnyashchy, Maria P. Khaidina ✉

National University of Oil and Gas "Gubkin University", 65 Leninsky Ave., Bldg. 1, Moscow, 119991, Russia

Abstract. *Introduction.* Currently, in research on the influence of geometric and filtration parameters on the formation of a gas-saturated area during the creation and operation of underground gas storage facilities, there is no comprehensive quantitative criterion that would allow for comparing the compactness of the gas-saturated area under different injection scenarios and various geometric parameters of traps. *Objective.* To study the influence of the filtration-capacity and geometric parameters of traps with a dome structure on the compactness of the gas-saturated area when creating a two-dome underground gas storage facility in a water-bearing formation. *Materials and methods.* All figures and numerical values presented in the paper were obtained as a result of three-dimensional hydrodynamic modeling using the tNavigator software package. To quantitatively assess reservoir compactness, the authors introduced a geometric efficiency coefficient. *Results.* Based on three-dimensional hydrodynamic modeling, it was established that the presence of a second dome leads to asymmetry of the gas-saturated area relative to the center of the dome-shaped trap. It was shown that, with simultaneous operation of the domes in a two-dome system, an increase in the amplitude of the domes and the permeability of the reservoir contributes to an increase in compactness, while a decrease in the permeability anisotropy coefficient leads to an increase in the gas-spreading area and a decrease in the geometric efficiency coefficient. It was found that when the same amount of gas is injected into traps of equal volume but different amplitudes, the compactness of the gas-saturated area in a high-amplitude dome is significantly higher than in a low-amplitude one. It was established that the influence of the distance between the domes on the simultaneous injection of gas into a two-dome system within the considered range of 500–1500 m is insignificant. *Conclusion.* The results obtained made it possible to identify the factors influencing the compactness of the gas-saturated area of a two-dome underground gas storage facility, which creates the prerequisites for developing optimization criteria aimed at forming a compact artificial gas deposit.

Keywords: effect of trap parameters; gas saturation; compactness of a gas-saturated area; underground gas storage; multidome system; aquifer; hydrodynamic modeling; asymmetry

Funding: the work received no funding.

✉ Maria P. Khaidina, khaidina.m@gubkin.ru

© Nepomnyashchy M.L., Khaidina M.P., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Nepomnyashchy M.L., Khaidina M.P. Effect of parameters over the compactness of gas-saturated area of a multidome underground gas storage facility in water-saturated layer. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 440–460. (In Russ.).

Author contributions

Maxim L. Nepomnyashchy – methodology, formal analysis, investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Maria P. Khaidina – project administration, conceptualization.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

Use of artificial intelligence

Generative artificial intelligence tools were not used in writing the text of the article.

References

1. Nepomnyashchy M.L., Khaydina M.P. Formation of a gas-saturated area when creating a two-dome UGS in aquifer reservoirs: comparative analysis and efficiency criterion. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*. 2026, No. 4(154). P. 30–36. (In Russ.).
2. Levykin E.V. *Technological Design of Gas Storage in Aquifers*. Moscow: Nedra, 1973. 207 p. (In Russ.).
3. Mikhaylovsky A.A., Beletskaya Ye.O. UGS cyclic operation stabilization technology in low-amplitude aquifer traps. *Vesti gazovoy nauki*. 2023. No. 4(56). P. 54–61. (In Russ.).
4. Mikhailovskiy A. A., Grigoryev A.V., Taran A.A. Studying the possibility of hydrodynamic stabilization of the cyclic operation of the artificial gas deposit of the UGS in a difficultly built low-amplitude water-bearing structure. *Vesti gazovoy nauki*. 2024. No. 4(60). P. 169–178. (In Russ.).
5. Feyzullayev A.A., Gojayev A.G. Influence of geological reservoir heterogeneity on exploitation conditions of Garadagh field / underground gas storage (Azerbaijan). *Mining Science and Technology (Russia)*. 2021. Vol. 6, No. 2. P. 105–113. (In Russ.). <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2021-2-105-113>
6. Feyzullayev A.A., Gojayev A.G., Mamedova I.M. Features of fluid dynamics in long-term heterogeneous gas reservoirs. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 18–29. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-1-18-29>
7. Khaydina M.P., Nekrasov A.A., Kolesnichenko A.V. Numerical experiment to evaluate microheterogeneity of aquifer reservoir affect while creating UGS. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2018. No. 4(293). P. 65–72. (In Russ.).
8. Khaydina M.P., Nekrasov A.A., Tatlok T.S. Decreasing of water breakthrough during underground gas storage operation in aquifers. *Oilfield Engineering*. 2020. No. 6(618). P. 53–61. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-6\(618\)-53-61](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-6(618)-53-61)

9. Mikhailovsky A.A. Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 3. P. 182–186. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15>
10. Troitskiy V.M., Grigoryev B.A., Rassokhin S.G., et al. Physical modelling of gas cycling during development and operation of an underground gas storage. Hysteresis of phase permeability. *Vesti gazovoy nauki*. 2019. No. 1(38). P. 18–28. (In Russ.).
11. Popovich A.P., Farkhutdinov V.M. Effect of relative phase permeability hysteresis on bed distribution of gas saturation at hydridynamic simulation of UGSS operation. *Vesti gazovoy nauki*. 2026. No. 1(65). P. 15–24. (In Russ.).
12. Gao Y., Chu H., Ren Z., et al. Impact of relative permeability hysteresis on pressure transient behavior and storage capacity in underground gas storage with well interference. *Energy*. 2025. Vol. 333. P. 137402. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137402>
13. Gaysin A.R., Shayakhmetov A.I., Ponomarev A.I., et al. Features of the formation of a gas-saturated area during the creation of an underground gas storage in a depleted gas reservoir in a fractured-pore type reservoir with an active aquifer. *Georesursy*. 2024. Vol. 26, No. 1. P. 136–144. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.12>
14. Gaysin A.R., Shayakhmetov A.I., Ponomarev A.I. Physical modeling of saturation formation in the transition zone of a gas-water contact under the elastic-water drive during underground gas storage in low-permeability reservoirs operation. *Journal of Mining Institute*. 2026. Vol. 279. P. 152–159.
15. Amshinov L.M., Akhmetov T.A., Ermolaev A.I. Study of the influence of natural and technological parameters on the efficiency of the processes of creation and operation of underground gas storage in low-permeable reservoirs. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2024. No. 3(316). P. 87–97. (In Russ.).
16. Mulyavin S.F., Kolev Zh.M., Mamchistova E.I., Nasyrova A.I. Numerical simulation of underground gas storage in an inclined aquifer. *Science. Innovations. Technologies*. 2020. No. 4. P. 41–52. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2020.4.4>
17. Melnikov E.A., Bondarev V.L., Kostikov S.L., Koshelev D.A. Simulation of scenarios of optional versions for deviation offset of the cyclic operation in force majeure circumstances for underground gas storage facilities created in water-bearing formations. *Territorija Neftegaz*. 2020. Nos. 3–4. P. 124–127. (In Russ.).
18. Kolodjzhny I.A., Sergeev A.S., Povarov D.A., Formin A.V. Process solutions for improving the operation reliability of underground gas storage facilities in current development conditions of the unified gas supply system of Russia. *Gazovaya promyshlennost*. 2021. No. 1(811). P. 78–89. (In Russ.).
19. Zatolokina I.G., Kostikov S.L., Koroleva V.P. The experience of difficulties elimination that occur during operation of underground gas storage (UGS) in an aquifer. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2019. No. 7. P. 48–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-7-48-53>
20. Voronov S.A., Buzinov S.N. Management of reservoir performance during the creation and operation of underground gas storage facilities. *Gazovaya promyshlennost*. 2012. No. (S)684. P. 76–79. (In Russ.).
21. Shulkova L.A., Skosyrev A.V., Novoselova R.V. The improvement of quality of underground gas storage designing (UGS) in water-bearing structure by using 3-D geological and hydrodynamic computer modeling. In: *International Gas Union World Gas Conference Papers: 24th World Gas*

Conference 2009, Buenos Aires, Argentina, 5–9 October 2009. Red Hook, NY: Curran, 2009. Vol. 4. P. 2619–2622.

Information about the authors

Maxim L. Nepomnyashchy – Postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-1401-3002>; e-mail: nepommax@yandex.ru

Maria P. Khaidina – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-8823-0921>; e-mail: khaydina.m@gubkin.ru

Received 17 July 2026

Accepted 26 September 2026