

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 16, № 4, 2025 / Vol. 16, No. 4, 2025

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Т. 16, № 4, 2025

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

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год

Учредитель и издатель:

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

Редакция:

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

Адрес редакции и издателя:

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

Свидетельство о регистрации:

Эл № ФС77-67021
от 16 сентября 2016 г.

Издание открытого доступа.
Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Сайт:

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

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

*Предыдущее название – «Георесурсы, геоэнергетика, geopolitika», 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

Андронова 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 геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

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

Ермолов 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 нефтегазопромысловской 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 «О'ZLTINEFTGAZ», 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

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

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

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

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

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

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

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Vol. 16, No. 4, 2025

Scientific online journal

*Actual Problems of Oil and Gas**

Published since 2010

Publication frequency: 4 issues per year

Founder and publisher: Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)**Editorial Board:****Bashkina E.M., Seliverstova M.E., Chigarev V.B., Datsko T.G.****Editorial address:**

3 Gubkina Street, Moscow, 119333, Russia

Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate:

EI 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. EI 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****Gaiubilla 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. Kremenetsky**, 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, Almetyevsk, 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, Almetyevsk State Technological University - Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russia**Vitaly E. Podnek**, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Sergey N. Popov**, Dr. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Svetalana A. Punanova**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Sergey Yu. Sokolov**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Head of the Laboratory of Geomorphology and Tectonics of the Ocean Floor, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Sergey V. Stepanov**, Dr. Sci. (Eng.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia**Andrey M. Sumin**, Cand. Sci. (Law), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Alexandra S. Ushakova**, Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Vladimir L. Shuster**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

СОДЕРЖАНИЕ

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Абрамов Т.А., Индрупский И.М., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Киселев А.Н.

Особенности проявления изменений структуры трещиноватости при повторных гидродинамических исследованиях после гидроразрыва пласта на примере сложнопостроенных коллекторов березовской свиты

482

Жаглова А.Э., Ибрагимов А.И., Индрупский И.М., Закиров Э.С. Эквивалентный радиус для различных режимов течения при численном моделировании притока к скважинам

504

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Бондарев А.В., Ровнер К.О., Бондарева Л.И. Новый метод анализа естественной трещиноватости пород, основанный на поскважинной и поинтервальной кластеризации

520

Кузнецов Р.О., Скоробогатова Е.В., Федорова Е.В., Жилина И.В. Опыт выделения зон нефтегазонакопления в пермских отложениях на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий

535

Инновационные технологии освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и экстремальных природно-климатических условиях

Kiryakov V.N. Study of the properties of air nanobubbles in water obtained using the Anopore membrane

(Исследование свойств нанопузырьков воздуха в воде, полученных при помощи мембранны Anopore)

553

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Розбаев Д.А., Дмитриев Ю.В., Абдурагимов А.А., Розбаева Г.Л. Метод выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири

564

Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов

Якубсон К.И. Перспективы и проблемы использования магистральных газопроводов и распределительных газовых сетей для транспортировки смесей метана и водорода: зарубежный опыт

582

CONTENTS

Hydrothermodynamic and geomechanical modeling of the processes in saturated geological media

Abramov T.A., Indrupskiy I.M., Gordeev A.O., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N. Manifestation specifics of changes in fracture structure at repeated well tests after hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Berezovskaya Formation 482

Zhaglova A.E., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Equivalent radius for various flow regimes in numerical simulation of well inflow 504

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

Bondarev A.V., Rovner K.O., Bondareva L.I. A new method for analyzing natural rock fracturing based on well-by-well and interval clustering 520

Kuznetsov R.O., Skorobogatova E.V., Fedorova E.V., Zhilina I.V. Experience in identifying oil and gas accumulation zones in Permian deposits using the example of the Laptev Sea and adjacent territories 535

Innovative technologies for oil and gas resources exploitation in complicated geological and critical environmental conditions

Kuryakov V.N. Study of the properties of air nanobubbles in water obtained using the Anopore membrane 553

New technologies and approaches to oil and gas field development

Rozbaev D.A., Dmitriev Yu.V., Abduragimov A.A., Rozbaeva G.L. The method of selecting a development system taking into account the uncertainties of the geological structure: Case study of a Neocomian object in Western Siberia 564

Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities

Yakubson K.I. Prospects and challenges of using main gas pipelines and gas distribution networks for transporting methane–hydrogen mixtures: Foreign practices 582

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.279.23

EDN: NNCGYT

Особенности проявления изменений структуры трещиноватости при повторных гидродинамических исследованиях после гидроразрыва пласта на примере сложнопостроенных коллекторов березовской свиты

Т.А. Абрамов¹, И.М. Индрupский², А.О. Гордеев¹, А.Ш. Аккерман¹✉, А.Н. Киселев¹

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

Аннотация. Актуальность. Особенности интерпретации гидродинамических исследований в трещиноватых коллекторах березовской свиты, характеризующихся большим разнообразием откликов, включая нетипичную реакцию на проведение гидроразрыва пласта, создают необходимость в детализированном подходе к интерпретации и применению сравнительного анализа повторных кривых восстановления давления для оценки параметров в динамике. Цель работы. Выявление особенностей изменения структуры трещиноватой зоны для коллекторов березовской свиты и обоснование возможности контроля их динамики по данным повторных гидродинамических исследований. Материалы и методы. Гидродинамические методы исследования скважин: анализ и интерпретация фактических данных записи кривой восстановления давления в модуле Saphir программного комплекса Kappa Workstation. Результаты. Анализ гидродинамических исследований наклонно-направленных скважин после гидроразрыва пласта выявил три характерных типа откликов: с наличием классических признаков линейного течения, с участком отрицательного наклона графика производной давления и с волнообразной формой графика производной, каждый из которых обусловлен различными особенностями изменения структуры зоны естественной трещиноватости после воздействия. При анализе результатов повторных гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта предложено использовать изменение параметра инварианта линейного течения для оценки на качественном уровне интегральной эффективности работы системы естественных и техногенных трещин. Выводы. Результаты исследований трещиноватых коллекторов березовской свиты показали, что после гидроразрыва пласта может происходить повышение проницаемости в зоне дренирования радиусом порядка 100 м, связанное с раскрытием имевшихся, но залеченных естественных трещин. Также выявлено «дыхание» трещин при остановках и запусках скважин, что указывает на их динамическую реакцию на изменение давления. Анализ динамики изменения инварианта линейного течения позволил выявить признаки проявления эффекта дополнительного раскрытия естественных трещин, аналогичного механизму циклического геомеханического воздействия.

✉ Аккерман Анель Шалхаровна, ASh_Akkerman@rn-gir.rosneft.ru

© Абрамов Т.А., Индрupский И.М., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Киселев А.Н., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, трещиноватый коллектор, березовская свита, гидравлический разрыв пласта, кривая восстановления давления, производная давления

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., Индрупский И.М., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Киселев А.Н. Особенности проявления изменений структуры трещиноватости при повторных гидродинамических исследованиях после гидроразрыва пласта на примере сложнопостроенных коллекторов березовской свиты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 482–503. EDN: NNCGYT

Введение

В работе [1] приведен краткий обзор публикаций, посвященных особенностям гидродинамических исследований (ГДИ) на трещиноватых коллекторах. Согласно данным публикациям, классический отклик на работу порово-трещинной среды достаточно редко встречается на практике при замере кривых восстановления давления (КВД). Данный факт в первую очередь обусловлен тем, что трещины на масштабе фильтрации при ГДИ, как правило, не формируют сплошную среду, а проявляют дискретный характер. Наличие развитой сети дискретных трещин обуславливает сложную конфигурацию течений, которые в свою очередь проявляются в виде разнообразия откликов на диагностических графиках производных КВД. Разнообразие откликов может отображаться в виде формирования прямолинейных участков производной давления как с «типовыми» наклонами (тангенсами угла наклона) $i = 1/2, 1/4, 1, -1/2$, так и с нестандартными наклонами $i = 1/5; 1/3; 2/3; -1$ и др., а также в виде образования максимумов и минимумов производной различной амплитуды.

В работе [2] формирование тех или иных откликов связывается с комбинацией семи геологических и геометрических факторов, описывающих заданную систему трещин:

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

Такие особенности работы трещин требуют особого подхода к анализу данных КВД, а именно детализации откликов с поиском соответствующих аналогов и/или моделированием системы с использованием DFN-моделей (от англ. discrete fracture network – система дискретных трещин). В частности, подобная работа важна при анализе результатов геолого-технологических мероприятий (ГТМ), после которых возможно изменение трещинной структуры. Соответствующий подход представлен в работе [1] на примере анализа данных ГДИ, производимых на различных этапах циклического геомеханического воздействия (ЦГВ).

В настоящей статье представлена реализация аналогичного подхода при анализе ГДИ, выполненных на трещиноватом опоковидном коллекторе после гидравлического разрыва пласта (ГРП), по результатам которого в работах [3, 4] отмечалось разнообразие откликов давления вместо ожидаемого проявления работы вертикальной трещины гидроразрыва.

Целью работы является выявление особенностей изменения структуры трещиноватой зоны для коллекторов березовской свиты и обоснование возможности контроля их динамики по данным повторных ГДИ.

Материалы и методы

В работе исследовались трещиноватые коллекторы березовской свиты, использовались гидродинамические методы исследования скважин: анализ и интерпретация фактических данных записи КВД в модуле Saphir программного комплекса Kappa Workstation.

Результаты и обсуждение

Анализ результатов повторных КВД на наклонно-направленных скважинах до и после ГРП

В работе [1] на примере анализа завершающего этапа ЦГВ с закачкой дегазированной нефти было показано, что воздействие на трещиноватые пластины интенсивным нагнетанием жидкости не всегда приводит к формированию одиночной вертикальной трещины гидроразрыва. Вместо этого может происходить инициация мелких трещин, что находит отражение в интегральной проницаемости системы. При этом для указанного случая ЦГВ стоит заметить, что закачка жидкости

производилась без закрепления созданных трещин пропантом. Поэтому возможно изменение конфигурации системы трещин после последующей отработки скважины по сравнению с состоянием непосредственно после закачки. Тем не менее, схожие особенности наблюдались и по результатам пропантного гидроразрыва при исследованиях скважин на трещиноватом коллекторе пласта НБ1 березовской свиты [3].

Трещиноватость пластов березовской свиты обусловлена их хрупкостью, связанной с опоковидным строением. Вследствие этого распределение трещин по залежи является неоднородным и, в основном, приурочено к зонам высокой тектонической активности. При этом отмечается наличие как открытых трещин, так и трещин, залеченных вторичными минералами. Также, несмотря на высокие значения общей пористости, эффективная пористость данных пластов характеризуется крайне низкими величинами, что обуславливает низкую проницаемость. Необходимо отметить и высокую заглинизованность данных пластов.

Рассмотрим результаты исследований повторных КВД на скважинах наклонно-направленного профиля, где были проведены испытания до и после ГРП на пласте НБ1. На рис. 1 показан фрагмент залежи пласта НБ1 с расположением исследованных скважин и зонами естественных трещин.

Результаты замеров КВД, выполненных после ГРП, показали упомянутое выше разнообразие по проявившимся откликам, что было оценено как косвенное отражение трещиноватой природы пласта.

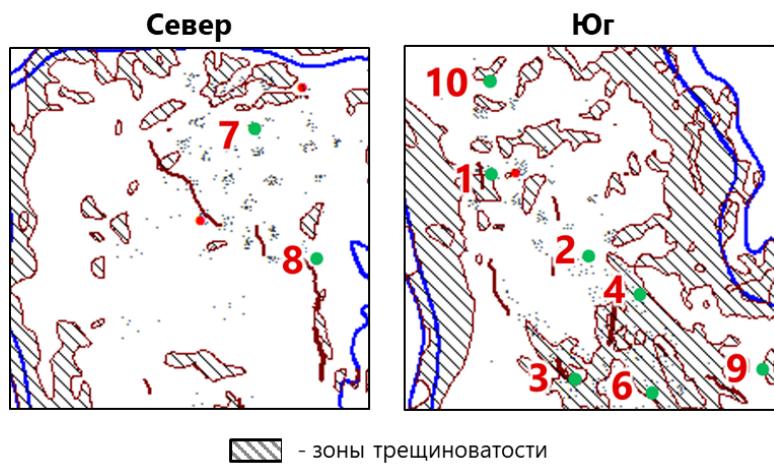


Рис. 1. Фрагмент залежи пласта НБ1 с расположением транзитных скважин (1–10) и зонами естественной трещиноватости

Fig. 1. Fragment of the NB1 reservoir deposit with the location of transit wells (1–10) and the zones of natural fracturing

Вместе с тем, полученные отклики можно разделить на три характерных типа:

1) с ростом производной, свидетельствующим о наличии линейного течения;

2) с отрицательным наклоном производной;

3) с наличием волнообразной формы производной.

На рис. 2 приведены КВД по скважинам с признаками линейного течения.

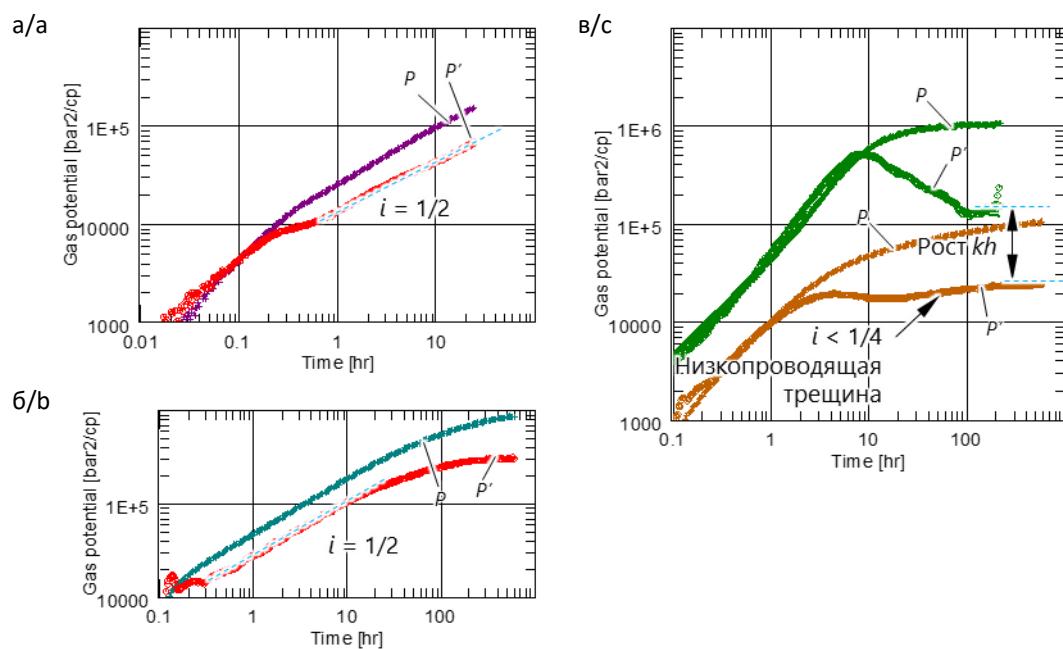


Рис. 2. Диагностические графики КВД по скважинам с признаками работы трещины гидроразрыва:
а – скв. № 8; б – скв. № 10; в – скв. № 6

Fig. 2. Diagnostic plots of PBU for wells with the signs of hydraulic fracturing:
a – well No. 8; b – well No. 10; c – well No. 6

По скв. № 8 и № 10 (см. рис. 2а и 2б) наблюдается наклон $i = 1/2$, свидетельствующий о наличии трещины бесконечной проводимости. Для скв. № 6 (см. рис. 2в) наклон участка роста производной в интервале от 30 до 300 ч составляет $i < 1/4$, что, как правило, является признаком низкопроводящей трещины. По результатам гидроразрыва все скважины имеют характерный для ГРП отрицательный полный скин-фактор со значением $S_t < -4$.

Вместе с тем, несмотря на явную работу трещин, представленные скважины являются одними из наименее продуктивных. Данный факт в первую очередь обусловлен низкой проницаемостью системы, определенной по результатам ГДИ. Имеется взаимосвязь с нахождением этих скважин в зоне с пониженной интенсивностью естественной трещиноватости. С учетом отсутствия явных откликов на работу индивидуальных трещин по остальным скважинам, был сделан вывод о том, что при проведении ГРП низкая интенсивность естественной трещиноватости явилась определяющим условием формирования вертикальных трещин гидроразрыва.

Несмотря на получение характерного отклика на работу вертикальной трещины, поведение КВД для скв. № 8 и № 6 является не совсем типичным. Для первой скважины наблюдается длительно доминирующий линейный режим без признаков выхода на радиальное течение. Верхний порог проницаемости, оцениваемый по конечной точке графика производной, имеет значение 0,02 мД, но отсутствие явных признаков окончания линейного режима указывает на ее существенно более низкую величину. В таком случае наиболее вероятным является сценарий, при котором сформированная трещина (или система явных трещин) является единственной проводящей средой,

а ее наполнение флюидом происходит из плотной, практически не проводящей матрицы, на что также может указывать отсутствие притока газа до проведения гидроразрыва. Для скв. № 6 по результатам ГРП отмечается увеличение kh в 4 раза. Такое поведение не является характерным для «классических» поровых коллекторов (при условии дренирования одних и тех же толщин до и после ГРП), где сформированная трещина снижает интегральное значение скин-фактора скважины, а проницаемость пласта при этом остается без изменений. При этом, несмотря на большое количество закачанного пропанта – массой 100 т, созданная трещина характеризуется малыми полудлиной $X_f = 21$ м и проводимостью $C_f = 30$ мД·м. Стоит отметить, что радиус исследования по скв. № 6 на конец замера оценивается равным 77 м. Отсюда следует вывод, что по результатам гидроразрыва увеличение проницаемости происходит по обширной области дренирования, а не является локальным эффектом, влияющим только на снижение интегрального скин-фактора. Логично предположить, что основной эффект от гидроразрыва связан не с формированием вертикальной трещины, а с инициацией более мелких трещин, не участвовавших в фильтрации до ГРП, что и обусловило увеличение интегральной проницаемости в зоне дренирования.

На рис. 3а и 3б представлены КВД по скв. № 7 и № 9 соответственно, на которых проявился отрицательный наклон производной. В обоих случаях скважины имеют высокий полный скин-фактор $S_t = 7$, что не является характерным для результатов гидроразрыва пласта, после которого, как правило, отмечается значение полного скин-фактора в пределах $S_t = -2 \dots -6$.

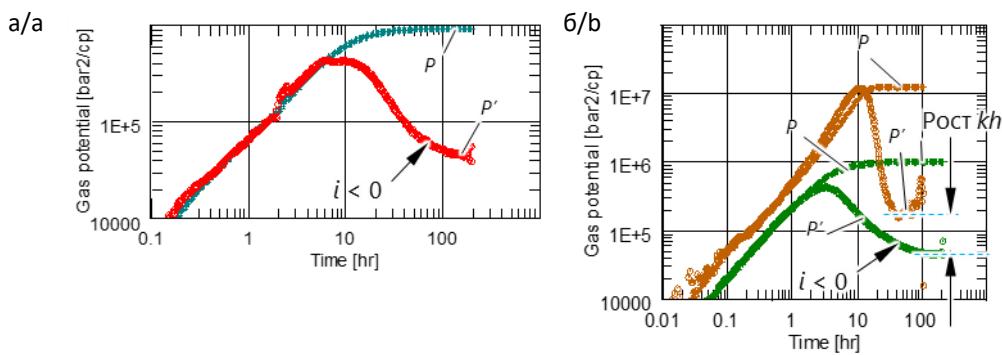


Рис. 3. Диагностические графики КВД по скважинам с отрицательным наклоном:
а – скв. № 7; б – скв. № 9

Fig. 3. Diagnostic plots of PBU for wells with negative slope:
a – well No. 7; b – well No. 9

Тем не менее, результаты ГРП для обеих скважин можно охарактеризовать как успешные. На скважине на рис. 3а был получен приток газа, чего не наблюдалось до гидроразрыва. На скважине на рис. 3б после ГРП произошло увеличение продуктивности, обусловленное идентичным скв. № 6 эффектом увеличения kh в 4,6 раз и снижением полного скин-фактора, значение которого до ГРП составляло $S_t = 28$. Как и в предыдущем случае, рост проницаемости отмечается в пределах всей зоны исследования радиусом около 126 м.

Несмотря на отсутствие явного отклика на работу трещины, по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, выполненного на скв. № 7, на стенке обнаруживалось наличие сформированной вертикальной трещины. По результатам гидроразрыва скв. № 7 и № 9 характеризуются схожей продуктивностью со скважинами с явным откликом на работу трещин ГРП.

Одной из возможных причин отсутствия отклика на работу трещины может являться его маскировка длительным влиянием ствола скважины (ВСС), обусловленным высоким скин-фактором. В свою очередь, высокий механический скин-фактор может быть связан с недостаточной очисткой

скважины от технологических жидкостей. Однако данный довод противоречит полученным результатам по скважинам с явным откликом на работу трещины ГРП, для которых должна была бы проявиться аналогичная проблема. Вместе с тем, модель для скважины с высоким скин-фактором не объясняет наличие участка отрицательного наклона производной для обеих скважин, что все-таки указывает на его геометрическую природу. Также стоит обратить внимание на крайне высокий скин-фактор $S = 28$ до ГРП на скв. № 9. Как правило, он характерен в условиях ограниченного вскрытия пласта, определяющего возникновение сферического течения, либо при наличии различного рода фильтрационных и гидравлических сопротивлений в стволе скважины. Иными словами, отрицательный наклон производной и высокий положительный скин-фактор для скв. № 7 и № 9 наиболее вероятно связаны с особенностями геометрии потока и обусловлены спецификой конфигурации системы трещин в районе их расположения. При этом стоит повторно обратить внимание, что согласно работе [2] отрицательный наклон $i = -1/2$ является одним из часто встречаемых при исследовании трещиноватых коллекторов.

В различных условиях возможно формирование бесконечного множества комбинаций представленных ранее семи геологических и геометрических факторов, характеризующих отклик системы трещин согласно работе [2]. Практика показывает, что наиболее успешно задачи по выявлению таких факторов решаются путем комплексирования результатов ГДИ с данными высокоточной сейсмики [4–6]. К сожалению, такие подходы не применимы к рассматриваемому объекту. Во-первых, по причине отсутствия высокоточной сейсмики. Во-вторых, из-за наблюдаемого изменения конфигурации системы трещин после гидроразрыва, которая будет не соответствовать исходной, выявленной по данным сейсморазведки. Это задача также может решаться с привлечением дополнительного микросейсмического мониторинга процесса ГРП, но он при данных работах тоже не выполнялся. Поэтому вновь обратимся к литературным данным.

В работе [2] по данным полуаналитических расчетов и анализа практических примеров было показано, что подобные участки снижения производной зачастую связаны с наличием высокопроницаемых каналов-трещин, не пересекающих скважину и расположенных на некотором расстоянии от нее. При этом в работе [7] отмечается, что присутствие не пересекающей скважину трещины обуславливает высокий механический скин-фактор. Наиболее полное и подходящее полученному поведению объяснение было представлено в работе [8]. В ней отрицательный наклон производной наблюдался в условиях работы скважины в пласте, разбитом на блоки явными трещинами, не пересекающими скважину

напрямую. Данный признак указывает на увеличение интегральной проницаемости системы матрицы и явных трещин. Одновременно с увеличением проницаемости имеет место рост интегрального скин-фактора, значение которого обратно пропорционально проницаемости матрицы. Отсюда полученное после ГРП поведение по скв. № 7 и № 9 наиболее вероятно связано с результатом формирования системы трещин с образованием блочной структуры матрицы. Характерной особенностью гидроразрыва явилось то, что высокопроводящие трещины не пересекли скважину напрямую и имеют гидродинамическую связь со скважиной через систему микротрециноватости.

Таким образом, оценка работы системы трещин для скв. № 7 и № 9 возможна только на качественном уровне и позволяет сделать следующие выводы:

1. По результатам гидроразрыва на скважинах получен один из характерных откликов для трещиноватого коллектива – участок отрицательного наклона производной, указывающий на наличие системы высокопроводящих трещин, находящейся на удалении от скважин.

2. Результаты гидроразрыва можно охарактеризовать как успешные, так как после ГРП был получен или увеличен приток газа.

3. Основной эффект от гидроразрыва связан с формированием сложной системы явных трещин и увеличением проницаемости в зоне дренирования вследствие раскрытия мелких трещин.

На рис. 4 представлены диагностические графики КВД скв. № 1 и № 3, характеризующихся наличием волнообразного отклика производной.

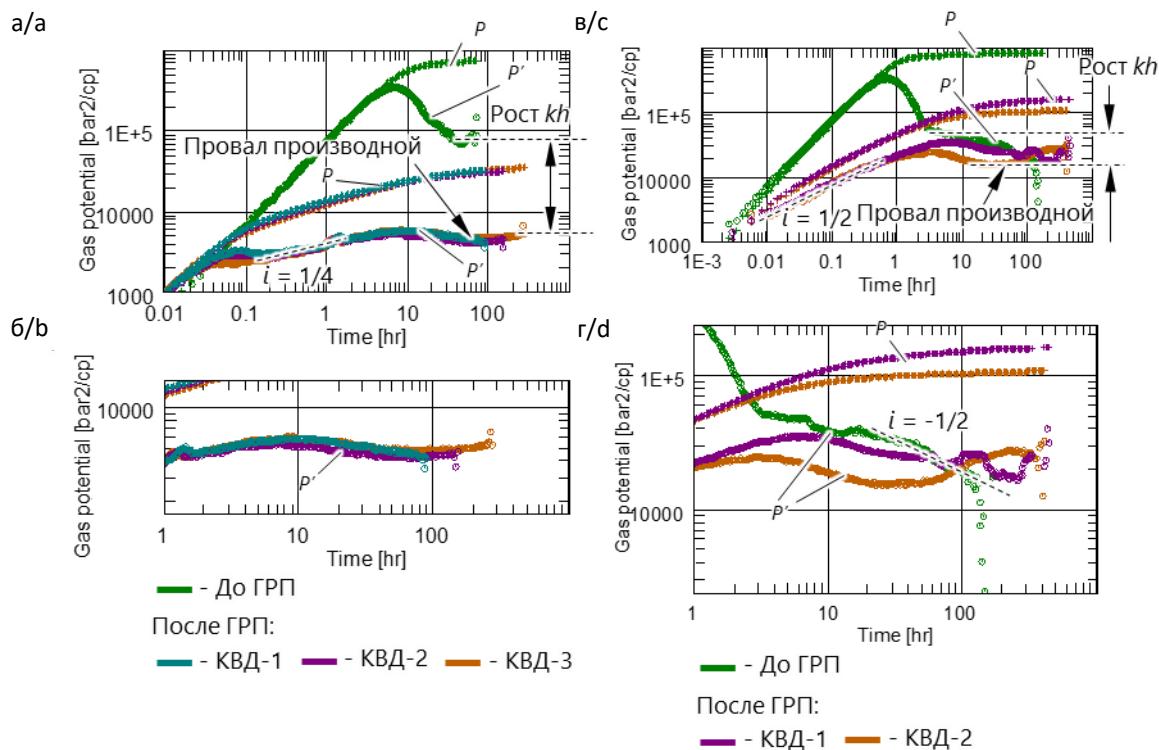


Рис. 4. Диагностический график КВД для скважин с провалом производной:
а – скв. № 1, общий вид; б – скв. № 1, увеличенный масштаб интервала изменения КВД;
в – скв. № 3, общий вид; г – скв. № 3, увеличенный масштаб интервала изменения поведения КВД

Fig. 4. Diagnostic plot of PBU for wells with derivative dip:
a – well No. 1, general view; b – well No. 1, enlarged scale of PBU change interval;
c – well No. 3, general view; d – well No. 3, enlarged scale of PBU behavior change interval

По результатам гидроразрыва эти скважины дали максимальный приток газа. При этом притоки также были получены и до ГРП, а по результатам замера КВД обе скважины характеризуются максимальной проницаемостью. Данные факты обусловлены нахождением этих скважин в зоне с наибольшей интенсивностью естественных трещин. По данным КВД также отмечается признаки работы трещины гидроразрыва, проявляющиеся в виде наклонов $i = 1/4$ для скв. № 1 (см. рис. 4а) и $i = 1/2$ для скв. № 3 (см. рис. 4в).

Вместе с тем, период проявления данных признаков является непродолжительным, что связано с небольшой полудлиной трещины X_f , значение которой для обеих скважин составляет менее 8 м. Аналогично

предыдущим случаям, основной эффект от гидроразрыва связывается с увеличением проводимости kh системы, которая по скв. № 1 увеличилась почти в 12 раз, а по скв. № 3 – в 1,4 раза. Охваченная исследованием зона для этих скважин характеризуется радиусами 120 и 233 м соответственно.

Стоит отметить, что при малой полудлине X_f скважины характеризуются снижением скин-фактора до достаточно низких отрицательных значений: с $S_t = 2,1$ до $S_t = -3,3$ для скв. № 1, с $S_t = 5,9$ до $S_t = -3$ для скв. № 3. Данный факт может указывать на то, что помимо формирования вертикальной трещины в призабойной зоне пласта также сформировалась сеть мелких трещин, обусловивших более высокую проницаемость, чем в удаленной зоне.

Волнообразный провал производной для обеих скважин формируется на среднем этапе замера. При этом он является менее выраженным для скв. № 1 и более амплитудным для скв. № 2. Подобное поведение было интерпретировано как ожидаемый для трещиноватого коллектора признак порово-трещинового взаимодействия, не проявившийся на остальных скважинах в силу рассмотренных ранее причин.

По результатам настройки модели пласта с двойной пористостью на фактический отклик КВД были получены следующие значения параметров порово-трещинной среды: для скв. № 1 – $\omega = 0,537$ и $\lambda = 5 \cdot 10^{-6}$, для скв. № 6 – $\omega = 0,390$ и $\lambda = 8 \cdot 10^{-6}$. Такие значения указывают на то, что до половины объема добываемого газа накапливается в системе трещин, в то время как в фильтрации флюида доля матрицы является крайне незначительной. Как видно, представленные особенности параметров двойной среды соответствуют исходным петрофизическим свойствам коллектора, характеризующегося низкой эффективной пористостью.

Результаты интерпретации могут указывать на следующие особенности механики гидроразрыва на скв. № 1 и № 3. В связи с тем, что на данном коллекторе основной эффект от ГРП связан с увеличением проницаемости пласта в зоне дренирования, вероятно преимущественное формирование (раскрытие) в процессе гидроразрыва системы мелких трещин вместо единичной вертикальной. В свою очередь, образовавшаяся система трещин насыщается газом из плотной матрицы. В дальнейшем приток газа в скважину происходит, в основном,

из системы трещин, без существенного участия матрицы в фильтрации.

Дополнительную информацию об особенностях работы системы трещин можно получить по данным анализа повторных КВД, выполненных на скв. № 1 и № 3 через определенное время после ГРП. По полученным результатам обнаруживаются признаки так называемого «дыхания» системы, когда при остановках на КВД трещины насыщаются газом и раскрываются, и при дальнейшей отработке смыкаются по мере их истощения. Так, на рис. 4б сопоставлены диагностические графики для скв. № 1 с увеличенным масштабом периода провала производной для трех КВД, записанных после гидроразрыва и характеризующихся различной длительностью замера и предшествующей отработки. КВД-1 записана по результатам освоения продолжительностью 100 ч, КВД-2 – после отработки на одном режиме длительностью 41 ч, КВД-3 – после отработки на трех режимах методом индикаторной диаграммы (ИД) по 24 ч каждый. Для всех КВД волнообразный провал сформирован не полностью: на графике производной не наблюдается характерного выхода на ту же «полку», что и перед провалом, что в первую очередь может быть связано с недостаточной длительностью замера. На первый взгляд, все три графика производной являются идентичными, однако при их более детальном рассмотрении можно обнаружить различия. Так, производная КВД-2 показывает более ранние признаки снижения – примерно с 8 ч, и проходит ниже остальных кривых. На КВД-3 отмечается более ранний рост производной после провала, чем на КВД-2 – примерно со 110 ч.

Такое поведение можно интерпретировать как отображение различной работы порово-трещинной среды, где на КВД-2 система характеризуется наибольшими значениями ω и λ , а на КВД-3 – наоборот, минимальными. Следовательно, особенности КВД-2 показывают, что в условиях отработки с минимальной длительностью трещины перед остановкой обладают максимальной раскрытостью. А по данным КВД-1 и КВД-3 можно судить о более истощенной системе.

Более яркий характер изменения поведения порово-трещинной системы наблюдается по скв. № 3, для которой на рис. 4г представлен аналогичный период в увеличенном масштабе.

После гидроразрыва скважина находилась в освоении и отработке на режимах методом ИД с суммарной длительностью 180 ч и впоследствии была закрыта на КВД-1. Затем на скважине были выполнены кратковременная отработка длительностью 15 ч и последующая остановка на КВД-2. До 1 ч замера производные КВД-1 и КВД-2 совпадают, демонстрируя признаки работы вертикальной трещины гидроразрыва, после чего происходит их расхождение. Производная КВД-1 растет примерно до 8 ч, сближаясь с производной КВД до ГРП, после чего демонстрирует схожий тренд снижения, но менее пологий, чем у производной КВД до ГРП. Примечательно, что производные и КВД до ГРП, и КВД-1 на конечном этапе замера проходят ниже, чем для КВД-2. При этом на КВД-1 не отмечается признаков волнообразного поведения производной. Для КВД до ГРП и КВД-1 поведение скорее ближе к скв. № 7 и № 9, что, вероятно, также указывает на наличие высокопроницаемой трещины

в окрестности скважины. На КВД-2 отмечается полностью сформированный отклик на работу двойной среды в виде формирования двух «полок» до и после провала. При этом первая полка, в интервале от 1 до 8 ч, проходит ниже КВД-1, что указывает на улучшенную проницаемость системы в ближней зоне. Наличие отклика на порово-трещинную среду может свидетельствовать о том, что при кратковременной отработке перед КВД-2 в фильтрации участвовала только сеть мелких трещин, без задействования в работу высоко-проницаемого канала, наблюдавшегося по предыдущим КВД. В свою очередь, схожесть поведения КВД-1 с КВД до ГРП может указывать на то, что по результатам длительной отработки перед КВД-1 система мелких трещин истощилась, вследствие чего процесс фильтрации приобрел аналогичный характер с процессом, имевшим место до ГРП.

Таким образом, получение отклика на порово-трещинную среду для скв. № 1 и № 3 стало возможным благодаря наличию интенсивно развитой системы мелких трещин, проявившихся как сплошная среда. При этом отмечается зависимость данной системы от характера и длительности отработки перед остановкой на КВД. К сожалению, прийти к более однозначным выводам об особенностях «дыхания» системы на рассматриваемом объекте не удалось, так как после проведения исследований все скважины были законсервированы. Это оставляет неизученной проблему оценки процессов истощения и донасыщения системы трещин в циклах отработки и остановки скважин при различной длительности и интенсивности режимов.

Полученные результаты показывают, что ГРП может оказывать такое же сложное влияние на изменение конфигурации системы трещин, как и другие способы воздействия на пласт, такие как ЦГВ или соляно-кислотная обработка, результаты которых описаны в работе [1]. Что характерно, для пласта НБ1 гидроразрывы, помимо образования вертикальной трещины, вызывает рост проницаемости системы в достаточно обширной зоне дренирования радиусом порядка 100 м. Таким образом, для пластов березовской свиты основной эффект от гидроразрыва связан не с «механическим» растрескиванием породы, а в первую очередь с раскрытием уже имевшихся естественных, но залеченных трещин, которые ранее не участвовали в дренировании. В таком случае для инициации уже созданных, но закрытых трещин требуется гораздо меньшее воздействие, что и объясняет формирование обширной области увеличенной проницаемости. При этом в зоне с максимальной интенсивностью трещиноватости созданные трещины вызывают проявление признаков порово-трещинного поведения системы.

Анализ результатов повторных КВД на горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП

Горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) находят свое обширное применение для низкопроницаемых нефтяных и газовых пластов, среди которых достаточно часто встречаются и трещиноватые коллекторы. Известно, что одной из ключевых проблем исследования таких скважин является низкая достоверность результатов ГДИ, связанная с невозможностью получить на практике

отклик на ранне- и позднерадиальный режимы [9, 10]. При этом приведенные примеры исследования скважин березовской свиты показывают, что по результатам гидроразрыва возможно формирование как явных вертикальных трещин, так и увеличение интегральной проницаемости системы. Полученная система является «подвижной» – т. е. показывает зависимость своего поведения от интенсивности режима, а также от длительности отработки или остановки. В случае ГС с МГРП, где доминирующим является ранний линейный режим фильтрации, становится весьма затруднительно однозначно оценить подобное поведение при отсутствии данных о текущем значении гидропроводности пласта, что приводит к неоднозначным и зачастую противоречивым результатам интерпретации.

Одним из возможных путей решения данной проблемы является использование инварианта линейного течения по аналогии с примерами, описанными в работах [9, 11, 12]. Суть метода заключается в оценке работы системы через комплексный параметр, определяющий тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД на так называемом характеристическом графике – графике, используемом для анализа соответствующего режима течения по характерной для него функции давления от времени. Для линейного режима таким графиком является зависимость $P = \sqrt{t}$ [13]. В момент доминирования раннего линейного режима тангенс угла наклона соответствующего прямолинейного участка будет определяться зависимостью [9, 11, 12]:

$$(tga)^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{NhXf}{QB} \sqrt{\frac{\kappa\beta^*}{\mu}}, \quad (1)$$

где N – количество трещин;
 h – толщина пласта;
 Q – дебит в поверхностных условиях;
 B – объемный коэффициент;
 k – проницаемость;
 μ – вязкость;
 β^* –упругоемкость насыщенного пласта

$$\beta^* = \beta_n + K_n \cdot \beta_\phi,$$

где β_n – сжимаемость породы;
 β_ϕ – сжимаемость флюида;
 K_n – пористость.

Как видно из формулы (1), при прочих известных величинах по наклону прямолинейного участка однозначно определяется комплексный параметр $NXf\sqrt{k}$, который и представляет собой инвариант линейного течения. В случае, когда неизвестна проницаемость пласта и/или полудлина созданных трещин гидроразрыва, данный параметр позволяет производить оценку изменения поведения системы «пласт–скважина» на качественном уровне на основе его интегрального значения. Отсюда инвариант линейного течения начинает играть особую роль при мониторинге эксплуатации ГС с МГРП в трещиноватом коллекторе. Как показывают приведенные выше примеры, трещины в зависимости от своего масштаба и протяженности могут по-разному отражаться на поведении КВД.

Для дискретных (явных) трещин одним из наиболее вероятных случаев является их проявление в виде линейного режима или его различных комбинаций. Поэтому для явных трещин наиболее ожидаемо внесение вклада в виде увеличения суммарной площади их поверхности, пропорциональной NXf . Развитая и протяженная сеть микротрещин преимущественно сказывается на

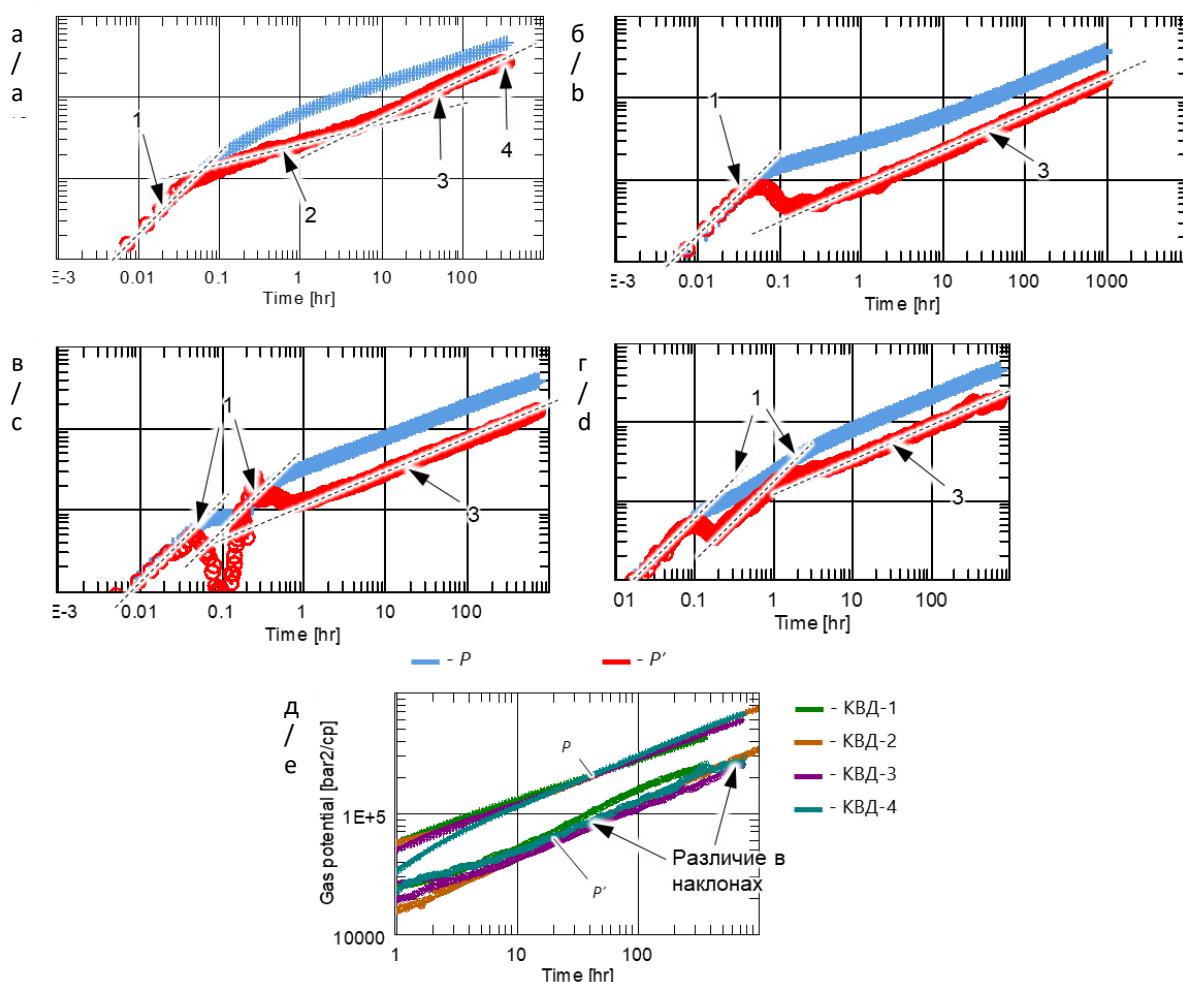
интегральной проницаемости системы k . Отсюда, если поведение системы явных и мелких трещин является динамичным и зависит от интенсивности и длительности того или иного режима, это отразится на значениях инварианта линейного течения. Например, если явные и мелкие трещины начнут смыкаться, то это выразится в виде соответствующего снижения величины инварианта, что будет вызвано одновременным уменьшением показателя площади трещин NXf и проницаемости системы k . Таким образом, при регулярном мониторинге величины инварианта линейного течения становятся возможными как оценка динамики поведения системы «пласт–скважина» на различных периодах эксплуатации месторождения, так и подбор оптимального режима для скважины с точки зрения наиболее эффективной работы системы трещин.

Рассмотрим результаты повторных КВД в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП, пробуренной на пласт НБ1. На скважине выполнено несколько циклов отработки и записи КВД:

- 1) Освоение на интенсивном режиме в течение двух месяцев для достижения максимальной степени очистки пласта от технологических жидкостей;
- 2) Остановка на КВД-1 длительностью две недели с целью оценки начальных параметров и восстановления пластового давления;
- 3) Запись индикаторной диаграммы на трех длительных режимах с минимальной, средней и максимальной интенсивностями, с остановками на промежуточные КВД-2, КВД-3 и КВД-4 соответственно, для оценки параметров после отработки и восстановления пластового давления. Длительность каждого режима и остановки составляла по 1 месяцу.

Диагностические графики КВД представлены на рис. 5. На КВД-1, записанной по результатам освоения, отмечается несколько режимов течения, проявившихся после окончания ВСС (см. рис. 5а). В интервале с 0,1 по 8 ч на производной наблюдается прямолинейный участок с наклоном $i = 1/4$, свидетельствующий о наличии билинейного течения, связанного с конечной проводимостью трещин. Затем производная

демонстрирует наклон $i = 1/2$, связанный с притоком к трещинам гидроразрыва. В самом конце замера, спустя 300 ч, производная показывает признаки формирования переходного режима. Переходный режим связан с переходом от линейного притока к отдельным трещинам (ранний линейный режим) к линейному притоку к скважине в целом (поздний линейный режим), происходящим по мере распространения области фильтрационного возмущения.



1 – $i = 1$; 2 – $i = 1/4$; 3 – $i = 1/2$; 4 – переходный режим

Рис. 5. Диагностические графики КВД, записанных в процессе исследования ГС с МГРП:
а – КВД-1; б – КВД-2; в – КВД-3; г – КВД-4; д – сопоставление всех КВД
в период доминирования линейного режима

Fig. 5. Diagnostic plots of PBU recorded during the testing of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing:
a – PBU-1; b – PBU-2; c – PBU-3; d – PBU-4; e – comparison of all PBU curves
during the period of linear regime dominance

По результатам последующих замеров на производных КВД не выявляется наличия ни билинейного, ни переходного режимов, вместо которых на протяжении основной части замера отмечается доминирование линейного течения (см. рис. 5б, 5в, 5г). Такое поведение в первую очередь должно быть связано с фактором роста суммарной площади трещин и проявлением их «бесконечной» проводимости.

Данный эффект может быть вызван несколькими причинами. Помимо самой очевидной – обусловленной результатом очистки трещин от жидкости гидроразрыва, стоит также учитывать, что в процессе освоения скважина отрабатывалась на режиме повышенной депрессии, составившей около 80% от начального пластового давления. Отсюда вполне вероятна возможность проявления эффекта ЦГВ, когда при отработке на максимальной депрессии могло произойти дополнительное разрушение коллектора и увеличение количества явных трещин. При остановке на КВД-1 эти трещины раскрылись, что увеличило суммарную площадь всех трещин и отразилось в увеличении длительности линейного режима на последующих КВД.

При этом, несмотря на схожий на первый взгляд характер поведения КВД-2, КВД-3 и КВД-4, результаты их сопоставления показывают различие в наклонах графика производной в начальный и конечный период доминирования линейного течения (см. рис. 5д). Это указывает на то, что каждый из предшествующих этим КВД режимов характеризуется собственными параметрами системы «пласт–скважина».

В условиях отсутствия выхода на радиальный режим интерпретация

результатов КВД, как правило, производится путем подгонки соответствующей модели на фактические данные путем вариации ее параметров методом нелинейной регрессии [14]. Для ГС с МГРП такими параметрами, как правило, являются полудлина трещин X_f , их проводимость C_f (в случае проявления билинейного течения) и проницаемость пласта k . Однако для представленного случая интерпретация подобным образом не позволила однозначно оценить параметры системы «пласт–скважина». Так, по данным КВД-1 режим освоения характеризуется максимальным значением проницаемости k , но вместе с тем и минимальной величиной X_f . По КВД-2 на режиме минимальной депрессии выявлены максимальная полудлина и второе после минимального значение проницаемости. На последующих КВД-3 и КВД-4 полудлина постепенно снижалась, а проницаемость, наоборот, увеличивалась. Отсюда, несмотря на получение количественных оценок параметров системы «пласт–скважина», их динамика не предоставляла явных ответов о характеристиках того или иного режима, так как для каждого из них эффект роста одного из параметров нивелировался снижением другого.

Решить данную проблему оказалось возможным путем построения характеристических графиков линейного режима, представленных на рис. 6.

Пунктирной линией на рис. 6 показана прямая, проведенная через соответствующий прямолинейный участок. Как видно, для КВД-1 (см. рис. 6а) прямолинейный участок формируется только на отрезке от $-28\sqrt{t}$ до $-22\sqrt{t}$ (по времени суперпозиции), что соответствует периоду проявления линейного режима течения от 12 ч до 120 ч на диагностическом графике КВД.

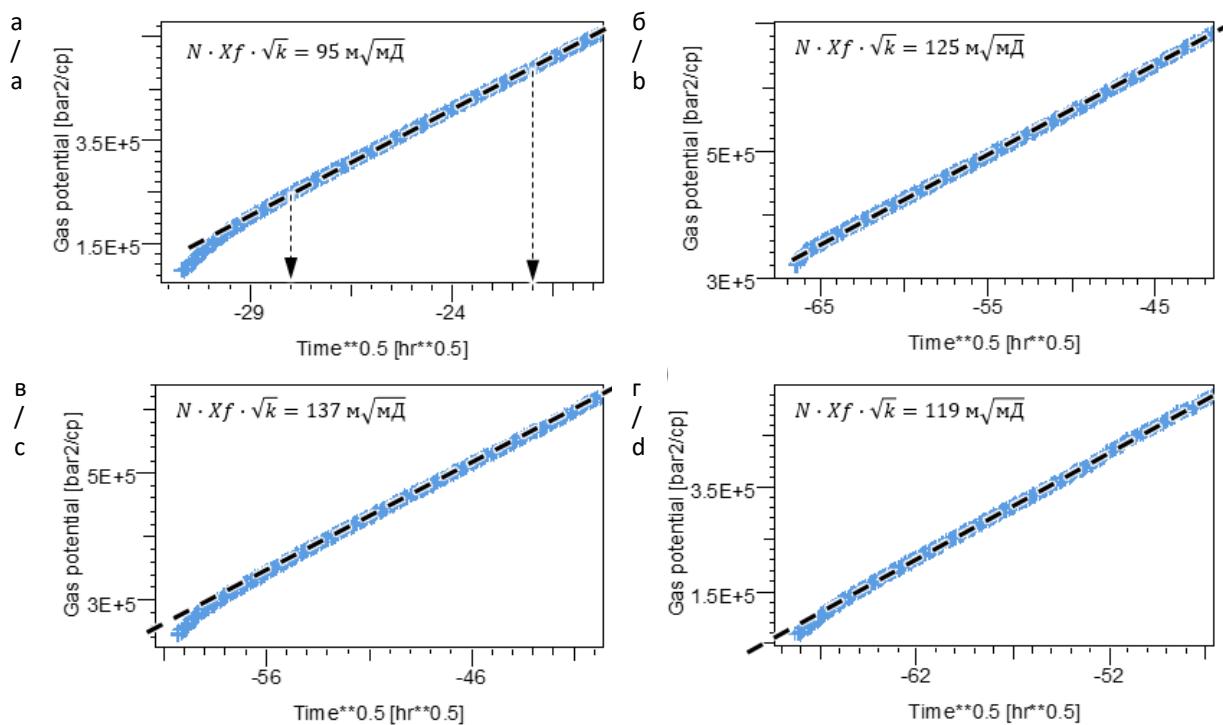


Рис. 6. Характеристические графики линейного режима:
а – КВД-1; б – КВД-2; в – КВД-3; г – КВД-4

Fig. 6. Specialized plots of linear mode:
a – PBU-1; b – PBU-2; c – PBU-3; d – PBU-4

Для всех остальных КВД (см. рис. 6б, 6в) прямолинейный участок формируется практически на всем участке характеристического графика, за исключением начальной его части, что коррелирует с проявлением только линейного режима на диагностическом графике после окончания ВСС. На рис. 6 также приведены значения инварианта линейного течения, определенные по тангенсу угла наклона данного участка. Для КВД-1 прямолинейный участок характеризуется максимальным наклоном, что определяет минимальное значение инварианта – $95 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$. Максимальное значение инварианта наблюдается по КВД-3 – $137 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$. Следующими после максимального идут значения инварианта для КВД-2 и КВД-3 – $125 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$ и $119 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$ соответственно.

Полученная динамика изменения инварианта линейного течения позволяет оценить работу системы следующим образом. Минимальное значение инварианта по результатам освоения скважины может подтверждать предположение о возможном геомеханическом воздействии и является следствием уплотнения породы. На конец замера КВД-1 (длительностью 2 недели) давление на забое восстановилось до 72% от начального пластового, что обеспечило раскрытие дополнительного образовавшихся трещин. Далее следовала отработка на «щадящем» режиме 1 с минимальной депрессией и последующая остановка на более длительную КВД-2 (1 месяц), на конец которой давление восстановилось уже на 81% от начального.

Это смогло обеспечить раскрытие дополнительного объема трещин, что отразилось в максимальном значении инварианта по результатам замера КВД-3. В свою очередь более интенсивный режим 2 и накопленная длительная отработка позволили получить восстановление давления на конец КВД-3 только на 77% от начального, что смогло привести к меньшей степени раскрытия трещин по сравнению с КВД-2. Последующий режим 3 с максимальной депрессией определил смыкание части объема трещин, что отразилось на втором после минимального значении инварианта линейного течения.

Также стоит отметить, что хотя скважина работала на одинаковых депрессиях как в процессе освоения, так и на режиме 3, последний характеризуется существенно более высоким значением инварианта, отличающимся на 20%. Такое поведение является дополнительным фактором, указывающим на вероятное влияние эффекта, подобного циклическому геомеханическому воздействию. Оно коррелирует с результатами керновых исследований, приведенных в работе [15] и показывающих сохранение проницаемости образцов керна на более высоком уровне при повторном снижении давления после проведения ЦГВ.

Таким образом, комплексный анализ повторных записей кривых восстановления давления, включающий сравнение поведения кривых производной на диагностических графиках и оценку значений инварианта линейного течения, позволил выявить признаки проявления эффекта ЦГВ. Несмотря на то, что данный вид воздействия не являлся ожидаемым на анализируемом типе коллектора, он внес дополнительный

положительный вклад в развитие естественной и сформированной после МГРП техногенной системы трещин.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности проведения керновых исследований, аналогичных работе [15], на данном объекте. В случае подтверждения эффекта ЦГВ они смогут дать полезную информацию для формирования специальной программы освоения скважин на полномасштабную разработку объекта, обеспечивающей создание и раскрытие дополнительных распределенных трещин для получения дополнительной добычи газа.

Заключение

Данная статья демонстрирует возможности эффективного применения подходов к анализу ГДИ на трещиноватых коллекторах, заключающихся в детализации и сравнительном анализе откликов производной на первичных и повторных КВД.

Представленные подходы позволили выявить специфические особенности влияния ГРП на изменение структуры трещиноватости в скважинах, пробуренных на опоковидный пласт НБ1 березовской свиты. Вместо типичного для гидроразрыва проявления единственной длинной трещины, в данном типе коллектора отмечается общее повышение проницаемости в зоне исследования порядка 100 м, с признаками «дыхания» при остановках и запусках скважины. Такой тип поведения можно связать с активизацией при ГРП распределенной сети мелких естественных трещин, характерных для пластов березовской свиты, и их динамической реакцией на процессы снижения и повышения давления.

Динамические особенности поведения системы трещин могут значительно усложнять интерпретацию результатов исследований горизонтальных скважин с МГРП, вскрывающих трещиноватый коллектор. В этом случае одним из

эффективных методов качественного анализа изменений структуры техногенных и естественных трещин и их влияния на приток к скважине является оценка динамики инварианта линейного течения.

Вклад авторов

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

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

А.О. Гордеев – администрирование проекта, концептуализация, методология, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

А.Ш. Аккерман – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

А.Н. Киселев – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* О возможности оценки изменения структуры трещиноватости по повторным гидродинамическим исследованиям при реализации геомеханических методов воздействия в карбонатных коллекторах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 345–361. EDN: LJSQLU
2. *Kuchuk F., Biryukov D.* Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
3. *Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Лознюк О.А.* и др. Анализ результатов планирования и проведения ГДИ пластов березовской свиты // Нефтяная провинция. 2019. № 4(20). С. 234–247. <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.234-247>
4. *Roger S., Enachescu C., Trice R., Buer K.* Integrating discrete fracture network models and pressure transient data for testing conceptual fracture models of the Valhall chalk reservoir, Norwegian North Sea // Geological Society, London, Special Publications. 2007. Vol. 270. P. 193–204. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.270.01.13>
5. *Ardislamova D., Salimgareeva E., Gallyamova D.* Integrated approach to modeling naturally fractured carbonate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176639-MS. <https://doi.org/10.2118/176639-MS>

6. *Yeskozha B., Aimagambetov M., Kabyshev P. et al.* Novel approach to data analysis of pressure transient testing in fractured carbonate reservoir. Ansagan field case // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187765-MS. <https://doi.org/10.2118/187765-MS>
7. *Stewart G.* Well Test Design and Analysis. Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.
8. *Морозовский Н.А., Кременецкий М.И., Сирота А.С. и др.* Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 44–47. EDN: SKIXRD
9. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И. и др.* Оценка динамики добывчных 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>
10. *Абрамов Т.А., Индрupский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадиального режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276, Вып. 2. С. 29–48. EDN: GOYQFR
11. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Ворон К.А. и др.* Контроль совершенства вскрытия низкопроницаемых коллекторов скважинами со сложным заканчиванием по результатам циклических гидродинамических исследований // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8(109). С. 68–77. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-68-77>
12. *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>
13. *Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
14. *Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal.* Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
15. *Индрupский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджисев Т.Н. и др.* Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>

Информация об авторах

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

Илья Михайлович Индрupский – 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

Александр Олегович Гордеев – главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; SPIN-код: 8981-3501, <https://orcid.org/0009-0000-7041-0564>; e-mail: AOGordeev@rn-gir.rosneft.ru

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

Антон Николаевич Киселев – менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-6512-0048>; e-mail: ankiselyov@rn-gir.rosneft.ru

Поступила в редакцию 06.08.2025

Принята к публикации 12.09.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

Manifestation specifics of changes in fracture structure at repeated well tests after hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Berezovskaya Formation

Timur A. Abramov¹, Ilya M. Indrupskiy², Aleksandr O. Gordeev¹, Anel Sh. Akkerman¹ ,
Anton N. Kiselev¹

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

Abstract. *Background.* The specifics of well test analysis in fractured reservoirs of the Berezovskaya Formation, characterized by a wide variety of responses, including an atypical response to hydraulic fracturing, require a detailed approach to interpretation and application of comparative analysis of repeated pressure buildups to assess parameter changes over time. *Objective.* Identification of specifics of changes in the structure of the fractured zone for the Berezovskaya Formation reservoirs and justification of the possibility to monitor their dynamics based on repeated well test analysis. *Materials and methods.* Well test analysis techniques were employed, including interpretation of pressure buildup data from actual well tests using the Saphir module of the Kappa Workstation software. *Results.* Analysis of well test data from directional wells after fracturing revealed three characteristic types of responses: with the presence of classic attributes of linear flow; with a section of negative slope on the pressure derivative curve; and with a wave-like shape of the derivative curve. Each response type corresponds to different changes in the natural fracture system after hydraulic fracturing. For horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, the authors propose using variations in the linear flow invariant parameter to qualitatively assess the combined efficiency of natural and induced fractures. *Conclusions.* Well test results for the fractured reservoirs of the Berezovskaya Formation indicate that permeability may increase within a drainage area of approximately 100 m after hydraulic fracturing, which is associated with opening of existing but cemented natural fractures. The “fracture breathing” observed during well shutdowns and startups reflects a dynamic response to pressure fluctuations. Analysis of the linear flow invariant behavior also revealed signs of additional natural fracture opening, resembling the mechanism of the cyclic geomechanical treatment.

Keywords: well tests, fractured reservoir, Berezovskaya Formation, hydraulic fracturing, pressure buildup, pressure derivative

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.

 Anel Sh. Akkerman, ASh_Akkerman@rn-gir.rosneft.ru

© Abramov T.A., Indrupskiy I.M., Gordeev A.O., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Abramov T.A., Indrupskiy I.M., Gordeev A.O., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N. Manifestation specifics of changes in fracture structure at repeated well tests after hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Berezovskaya Formation. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 4. P. 482–503. (In Russ.).

Author contributions

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

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

Aleksandr O. Gordeev – project administration, conceptualization, methodology, supervision, writing – review & editing.

Anel Sh. Akkerman – formal analysis, investigation, visualization, writing – review & editing.

Anton N. Kiselev – formal analysis, investigation, visualization, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Abramov T.A., Indrupskiy I.M. On the possibility of assessing changes in the fracture structure using repeated well tests when implementing geomechanical treatment methods in carbonate reservoirs. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 3. P. 345–361. (In Russ.).
2. Kuchuk F., Biryukov D. Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096-MS. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
3. Abramov T.A., Gordeev A.O., Loznyuk O.A. et al. Analysis of pressure transient test results for Beryozovskaya suite. *Neftyanaya provintsiya.* 2019. No. 4(20). P. 234–247. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.234-247>
4. Roger S., Enachescu C., Trice R., Buer K. Integrating discrete fracture network models and pressure transient data for testing conceptual fracture models of the Valhall chalk reservoir, Norwegian North Sea. *Geological Society, London, Special Publications.* 2007. Vol. 270. P. 193–204. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.270.01.13>
5. Ardislamova D., Salimgareeva E., Gallyamova D. Integrated approach to modeling naturally fractured carbonate reservoirs. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176639-MS. <https://doi.org/10.2118/176639-MS>
6. Yeskozha B., Aimagambetov M., Kabyshev P. et al. Novel approach to data analysis of pressure transient testing in fractured carbonate reservoir. Ansagan field case. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187765-MS. <https://doi.org/10.2118/187765-MS>
7. Stewart G. *Well Test Design and Analysis.* Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.

8. Morozovskiy N.A., Kremenetskiy M.I., Sirota A.S. et al. Carbonated layers fractured zones localization based on well testing. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 8. P. 44–47. (In Russ.).
9. 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>
10. Abramov T.A., Indrupskii I.M. Features and informative possibilities of the early radial regime of buildup in horizontal wells with closely spaced multi-stage fractures. *Journal of Mining Institute*. 2025. Vol. 276, No. 2. P. 29–48.
11. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Voron K.A. et al. Well completion effectiveness surveillance for low-permeability reservoirs for wells with complex completion based on periodic pressure transient tests. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 8(109). P. 68–77. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-68-77>
12. 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(111). P. 46–54. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>
13. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier. 2002. 426 p.
14. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
15. Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N. et al. Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical impact on a Tournaisian carbonate reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 262. P. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>

Information about the authors

Timur A. Abramov – Chief Specialist, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: taabramov@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

Aleksandr O. Gordeev – Chief Manager, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7041-0564>; e-mail: AOGordeev@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

Anton N. Kiselev – Manager, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-6512-0048>; e-mail: ankiselyov@rn-gir.rosneft.ru

Received 6 August 2025

Accepted 12 September 2025

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 519.63:622.276

EDN: ZCHXPI

Эквивалентный радиус для различных режимов течения при численном моделировании притока к скважинам

А.Э. Жаглова , А.И. Ибрагимов, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров

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

Аннотация. Актуальность. При численном моделировании разработки месторождений углеводородов скважины представляются точечными источниками/стоками. Как следствие, возникает проблема расчета забойного давления, которое сильно отличается от давления в ячейке расчетной сетки. Для связи этих давлений используют аналитические решения, например, основанные на формуле Писмена. Однако такие решения получены для квазистационарного режима и требуют уточнения для других режимов течения. Цель работы. Получить решения писменовского типа для различных видов течений на квадратной и прямоугольной расчетных сетках. Методы. Используется метод «сшивания» глобального численного решения и локального аналитического решения в ячейке, содержащей скважину (источник/сток). Результаты. Получена новая формула эквивалентного радиуса (радиуса Писмена) для псевдостационарного режима течения при моделировании на прямоугольной сетке. Выводы. Показана необходимость использования в симуляторах пласта уточненной формулы для расчета эквивалентного радиуса при моделировании в условиях псевдостационарного течения на регулярной неквадратной сетке. Доказана допустимость применения стационарной формулы Писмена для эквивалентного радиуса при моделировании на квадратной сетке в случаях, когда реализуются псевдостационарный режим и режим потока с преобладанием границ.

Ключевые слова: моделирование скважин, радиус Писмена, эквивалентный радиус, псевдостационарный режим, режим преобладания границ, численное моделирование

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

Для цитирования: Жаглова А.Э., Ибрагимов А.И., Индрупский И.М., Закиров Э.С. Эквивалентный радиус для различных режимов течения при численном моделировании притока к скважинам // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 504–519. EDN: ZCHXPI

 Жаглова Анна Эрнестовна, azhaglova@ipng.ru

© Жаглова А.Э., Ибрагимов А.И., Индрупский И.М., Закиров Э.С., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

При моделировании разработки месторождений углеводородов существенным осложнением является большой контраст между характерными размерами скважин (радиус около 0,1 м) и типичных ячеек сеточной дискретизации пласта (10–100 м в горизонтальной плоскости). Вследствие чего скважины представляются не как внутренние границы, а в форме источников/стоков в центрах соответствующих сеточных блоков. Однако подобная аппроксимация приводит к систематической погрешности, поскольку значение давления в сеточном блоке не учитывает особенностей распределения давления в призабойной зоне. Таким образом, разница давления в блоке и забойного давления вызывает приток/отток флюида из сеточного блока в скважину или наоборот, и требуется отдельная модель, чтобы связать дебит скважины с соответствующим перепадом давления.

Проблема перехода от давления в скважинном блоке к реальному давлению на скважине рассматривалась впервые в СССР. Исследования проводились в связи с решением двумерных задач о потоках в пласте на электрических интеграторах с RC-сетками (сопротивление–емкость) [1]. Впоследствии аналогичные подходы были адаптированы для конечно-разностных методов решения задач течения жидкости в пористых средах [2, 3], а затем распространены и на моделирование газовых скважин [4]. Фундаментальный вклад в развитие методологии был сделан Швабе и Брандом [5], которые впервые предложили концепцию представления скважины как точечного источника в симуляторе пласта (программе численного моделирования фильтрации флюидов). До 1977 г. наиболее значимым исследованием в этой области считалась работа ван Пуллена и соавторов

[6], где давление в скважинном блоке интерпретировалось как среднее по площади, соответствующей области пласта. Схожий подход использовали Коатс и коллеги [7] в их симуляторе паротеплового воздействия, где связь между сеточным и забойным давлениями устанавливалась через индекс продуктивности.

В работе [8] Писмен предложил интерпретировать давление в скважинном блоке как давление, формирующееся на некотором эквивалентном радиусе (радиусе Писмена) внутри этого блока. Он получил формулу для эквивалентного радиуса при стационарном течении флюида SS (steady state flow) в соответствии с законом Дарси. Писмен показал, что для большинства блоков сетки ассоциация давления в них со средним давлением по площади блока уместна, однако для блока, содержащего скважину, давление в блоке не является средним давлением. В дальнейшем Писмен представил формулы эквивалентного радиуса для случаев прямоугольной сетки, анизотропной проницаемости пласта и расположения скважины вне центра блока [9, 10], но также в предположении стационарного течения. В работах [11–13] метод Писмена был распространен на сетки с ячейками сложной геометрии. В статье [14] авторы представили общий математический аппарат для построения формул для эквивалентного радиуса (радиуса Писмена) и исследовали с математической точки зрения не только случай линейного течения по закону Дарси, но и нелинейного течения типа Форхгеймера. В статье [15] авторы получили новые формулы для эквивалентного радиуса Писмена в случаях псевдостационарного режима течения PSS (pseudo steady-state flow) и режима течения с преобладанием границ BD (boundary dominated flow) на квадратной сетке.

В данной работе приведена общая постановка задачи и впервые систематизированы полученные ранее результаты. На основе подходов [14, 15] получены новые формулы для эквивалентного радиуса Писмена в случае PSS-режима течения на прямоугольной сетке. Показано, как размеры расчетных ячеек и наличие анизотропии проницаемости влияют на получаемую вспомогательную математическую задачу и построение ее решения. Приводятся численные результаты, демонстрирующие ограничения в применении традиционной формулы Писмена и необходимость использовать полученные выражения для режимов течения, отличающихся от стационарного.

Цель работы – получить решения писменовского типа для различных видов течений на квадратной и прямоугольной расчетных сетках.

Методы

Используется метод «сшивания» глобального численного решения и локального аналитического решения в ячейке, содержащей скважину (источник/сток).

Результаты и обсуждение

Общая постановка задачи

Рассмотрим приток флюида к одиночной скважине с границей Γ_w в изолированной двумерной области U с внешней границей Γ_e . Пусть V – объем области пласта U с границей $\partial U = \Gamma_e \cup \Gamma_w$ и толщиной h . Краевая задача для нестационарного течения слабосжимаемого

флюида по линейному закону Дарси в анизотропной среде имеет вид:

$$\frac{1}{\mu} \cdot \nabla \cdot K(\nabla p) = c_p m \frac{\partial p}{\partial t} \text{ в } U, \quad (1)$$

$$\frac{\partial p}{\partial \nu} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad (2)$$

$$\frac{1}{\mu} \cdot \int_{\Gamma_w} K \frac{\partial p}{\partial \nu} dl = -\frac{q}{h} \text{ на } \Gamma_w, \quad (3)$$

где μ – вязкость флюида;

K – тензор проницаемости пласта;

$p = p(x, y, t)$ – давление;

c_p – коэффициент сжимаемости насыщенной пористой среды;

m – пористость;

t – время;

ν – направление внешней нормали к границе;

q – дебит скважины;

Используя пятиточечный шаблон, представленный на рис. 1а, где координатные оси считаются ориентированными по главным осям тензора проницаемости, построим аппроксимацию задачи (1)-(3) методом конечных объемов в блоке, содержащем скважину с дебитом q . Пусть скважина находится в узле 0; p_i – давление в узле i , $i = 0 \div 4$; $\Delta x, \Delta y, h$ – размеры нулевого сеточного блока, а также Δx – расстояние от 0-го узла до узлов 1 и 3, Δy – расстояние от 0-го узла до узлов 2 и 4, причем $\Delta x \neq \Delta y$; $V_0 = \Delta x \cdot \Delta y \cdot h$ – объем сеточного блока 0.

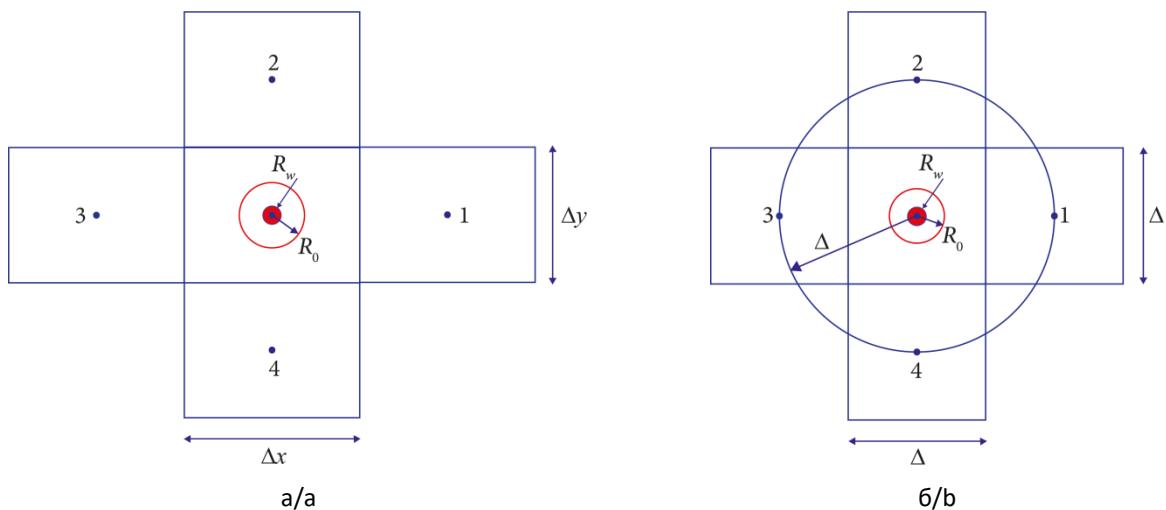


Рис. 1. Пятиточечный шаблон для аппроксимации уравнения материального баланса при различных размерах сеточных блоков: а – $\Delta x, \Delta y$; б – Δ

Fig. 1. Five-point template for approximation of the material balance equation with various sizes of grid blocks
a – $\Delta x, \Delta y$; b – Δ

Источник: адаптировано из [14]

Source: adapted from [14]

Интегрируя уравнение (1) по методу контрольных объемов в блоке 0 и на шаге по времени от t до $t + \tau$, применяя теорему Остроградского–Гаусса и учитывая также постоянную толщину области и граничное условие (3), получим:

$$c_p m \frac{V_0}{h} \frac{1}{\tau} \cdot [p_0(t + \tau) - p_0(t)] = \\ = \frac{q}{h} - 2 \frac{1}{\mu} \left[k_y \frac{\Delta x}{\Delta y} (p_0(t) - p_2(t)) + k_x \frac{\Delta y}{\Delta x} (p_0(t) - p_1(t)) \right], \quad (4)$$

где k_x, k_y – соответствующие главные значения тензора проницаемости K .

Для простоты выражения записаны для явной схемы, но все дальнейшие выкладки справедливы и для неявной аппроксимации по времени.

Уравнение (4) представляет собой аппроксимацию уравнения материального баланса (уравнения неразрывности) для нестационарного течения слабосжимаемого флюида по закону Дарси в анизотропной среде на прямоугольной сетке.

В работах Писмена [8–10] при выводе формул для эквивалентного радиуса

R_0 предполагается квазистационарный (SS) режим течения, при котором дебит может быть линейно связан формулой Дюпюи с текущим перепадом давления между заданным внешним контуром и стенкой скважины.

При реальном течении в пласте на условном контуре зоны дренирования скважины обычно справедливо другое условие – непротекания, вызванное влиянием работы соседних скважин или границ залежи.

Условию непротекания на внешнем контуре соответствуют два ключевых режима течения: псевдостационарный (PSS), с заданным дебитом на скважине и постоянным темпом снижения давления, и режим преобладания границы (BD), с заданным давлением на стенке скважины. Следовательно, решения Писмена требуют уточнения в применении к режимам PSS и BD.

Отметим, что в приложении к статье [8] Писмен рассматривает режим PSS и приходит к выводу о справедливости той же формулы, что и для SS-режима. Однако его вывод для PSS-режима содержит неточность: условие PSS-режима применяется к нестационарному решению для

давления с бесконечно удаленной внешней границей, а не к PSS-решению с непроницаемым внешним контуром. Поэтому вывод формулы для эквивалентного радиуса при PSS-режиме требует уточнения даже для простейшего случая изотропной проницаемости и квадратной сетки.

Квадратная сетка, PSS- и BD-режимы

Предположим, что среда изотропна ($k = k_x = k_y$) и при моделировании используется также пятиточечный шаблон, но с квадратными ячейками, т. е. $\Delta = \Delta x = \Delta y$ (см. рис. 16).

Тогда, в силу симметричности $p_1(t) = p_2(t)$, уравнение (4) примет вид:

$$c_p m \frac{V_0}{h} \frac{1}{\tau} \cdot [p_0(t + \tau) - p_0(t)] = \frac{q}{h} - 4 \frac{k}{\mu} (p_0(t) - p_1(t)). \quad (5)$$

Предположим, что течение соответствует PSS-режиму для слабосжимаемого флюида. Тогда изменение давления в каждой точке определяется величиной сжимаемости c_p , в частности:

$$(p(t + \tau) - p(t)) = q \cdot \frac{\tau}{m \cdot V \cdot c_p}, \quad (6)$$

где $V = h \cdot |U|$.

При вышеуказанном предположении уравнение (5) примет вид:

$$4 \frac{k}{\mu} \cdot (p_0(t) - p_1(t)) = \frac{q}{h} \cdot \left(1 - \frac{V_0}{V}\right), \quad (7)$$

где дебит q задается постоянным по времени, то есть одинаковым для любого момента времени t . Заметим, что давление $p_i(t)$ зависит времени, но разность давлений – левая часть уравнения (7) – не зависит от t . Это заметно отличает псевдостационарный режим от стационарного.

В статье [16] авторами получено PSS-решение задачи (1)-(3) для радиального притока слабосжимаемого флюида к скважине радиуса R_w с заданным значением дебита на скважине в изолированном круговом пласте радиуса R_e :

$$p_{PSS}(r, t) = w(r) + \frac{\tilde{q}}{c_p \cdot m \cdot |U|} t, \quad (8)$$

где

$$w(r) = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{q}{2V} \left[\frac{1}{2} (r^2 - R_w^2) - R_e^2 \ln \frac{r}{R_w} \right]. \quad (9)$$

Подставляя (8) в (7), можно получить выражение для определения радиуса Писмена R_0 для режима PSS:

$$(R_0^{PSS})^2 - |U| = -2 \cdot \left(R_e^2 \ln \frac{\Delta}{R_0^{PSS}} \right),$$

где R_0^{PSS} – радиус Писмена при PSS-режиме.

Если устремить внешнюю границу R_e к бесконечности, то радиус Писмена будет равен:

$$R_0^{PSS} \Big|_{R_e \rightarrow \infty} = \Delta \cdot e^{-\frac{\pi}{2}}. \quad (10)$$

Таким образом, при достаточно большом размере зоны дренирования радиус Писмена при PSS-режиме совпадает с радиусом Писмена при стационарном режиме. Однако в общем случае это не так. Из (10) также видно, откуда возник вывод Писмена в работе [8] о применимости формулы (10) для PSS-случая: он неявно предполагал большой размер области течения, опираясь на решение для давления в неограниченном пласте.

При помощи аналогичного подхода в статье [15] авторами было получено уравнение для определения радиуса Писмена на квадратной сетке при режиме потока с преобладанием границы:

$$\begin{aligned} & -4 \frac{k}{\mu} K \cdot [J_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot N_0(\sqrt{\lambda_0} R_0) - N_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot J_0(\sqrt{\lambda_0} R_0) - J_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot N_0(\sqrt{\lambda_0} \Delta) + \\ & + N_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot J_0(\sqrt{\lambda_0} \Delta)] - 2\pi \frac{k}{\mu} K \cdot R_w \sqrt{\lambda_0} \left[N_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot J_1(\sqrt{\lambda_0} R_w) - \right. \\ & \left. - J_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot N_1(\sqrt{\lambda_0} R_w) \right] = m V_0 C_p \tau^{-1} \left[J_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot N_0(\sqrt{\lambda_0} R_0) - \right. \\ & \left. - N_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot J_0(\sqrt{\lambda_0} R_0) \right] \cdot \left(e^{-\lambda_0 \tau \cdot \frac{k}{C_p \cdot m \cdot \mu}} - 1 \right). \end{aligned} \quad (11)$$

В работе [17] показано, что

неравенство (12) можно преобразовать к виду:

$$\lambda_0 \leq \frac{1}{\int_U w(x) dx}. \quad (12)$$

В кольцевой области $U = B(0, R_e) \setminus B(0, R_w)$

$$\lambda_0 = \lambda_0(R_e, R_w) \leq C_0 \frac{1}{R_e^2 \ln R_e}, \quad (13)$$

где C_0 – константа.

Рассмотрим случай, когда внешняя граница находится на достаточноном удалении от внутренней границы. Учитывая этот факт в выражении (13), получим, что λ_0 стремится к нулю. Тогда аргументы $\sqrt{\lambda_0}R_w$, $\sqrt{\lambda_0}\Delta$ и $\sqrt{\lambda_0}R_0$ в уравнении (11) малые. При аргументах λ_0 и R_w , стремящихся к нулю, слагаемые $\frac{2}{\pi}\gamma\frac{\sqrt{\lambda_0}R_w}{2}$ и $\frac{2}{\pi}\frac{\sqrt{\lambda_0}R_w}{2}\ln\left(\frac{\sqrt{\lambda_0}R_w}{2}\right)$ также стремятся к нулю, следовательно, ими можно пренебречь. Так как λ_0 стремится

к нулю, то $e^{-\lambda_0\tau\frac{k}{c_p\cdot m\cdot\mu}}$ стремится к единице и правой частью уравнения (11) также можно пренебречь

Учитывая сделанные выше выводы и используя асимптотические формулы для функций Бесселя и Неймана фиксированного целого порядка $v \geq 0$ при малых значениях аргумента, выражение (11) можно преобразовать к виду: $\frac{2}{\pi}\ln\frac{\Delta}{R_0^{BD}} = 1$, откуда

$$R_0^{BD}\Big|_{R_e \rightarrow \infty} = \Delta \cdot e^{-\frac{\pi}{2}},$$

где R_0^{BD} – радиус Писмена при режиме потока с преобладанием границ.

Таким образом, формула для эквивалентного радиуса при режиме течения с преобладанием границ совпадает с формулой, полученной Писменом для стационарного режима течения в статье [8], только при условии достаточно удаленной внешней границы.

Сравнительный анализ полученных формул

Подтвердить сделанные выше выводы можно численно. Вычислим значения R_0 / Δ для таких R_e и Δ , что соотношение R_e / Δ лежит в диапазоне от 2 до 50. По рис. 2 видно, что при увеличении R_e / Δ отношение R_0 / Δ стремится к $e^{-\pi/2}$ и при псевдостационарном режиме, и при режиме течения с преобладанием границ [15].

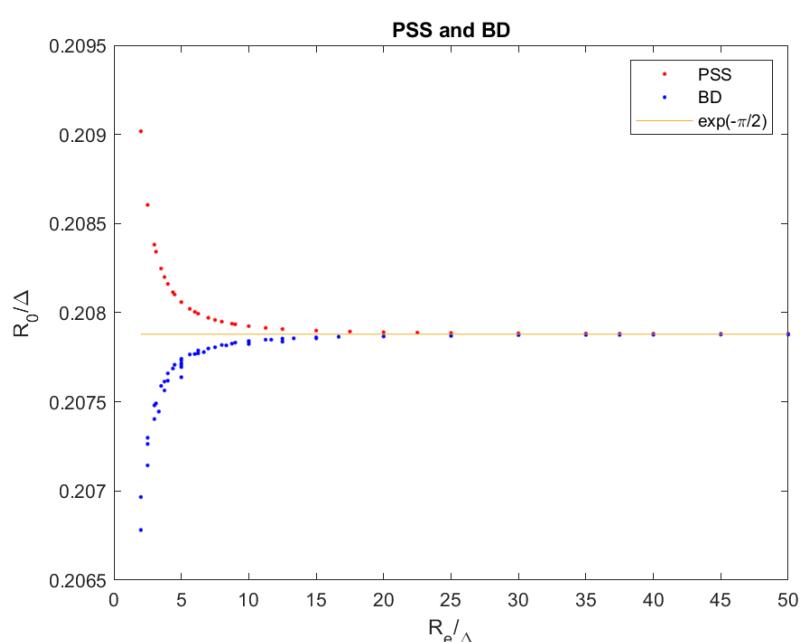


Рис. 2. Зависимость соотношения R_0 / Δ от R_e / Δ для PSS- и BD-режимов

Fig. 2. Dependence of the ratio R_0 / Δ on R_e / Δ for the PSS and BD modes

С уменьшением R_e / Δ до 2, что соответствует известному правилу размещения трех полных ячеек регулярной сетки между соседними скважинами, отклонение от SS-решения Писмена резко возрастает, но остается допустимым с практической точки зрения. Таким образом, при моделировании данных режимов течения и соответствующем выборе численной сетки допускается использовать формулу для

С учетом условия псевдостационарности (6) уравнение (4) для PSS-решения (8) примет следующий вид:

$$\frac{q}{h} \cdot \left(\frac{V_0}{V} - 1 \right) = -2 \frac{k}{\mu} \left[\frac{\Delta x}{\Delta y} (w(R_0) - w(\Delta y)) + \frac{\Delta y}{\Delta x} (w(R_0) - w(\Delta x)) \right]. \quad (14)$$

Подставим (9) в уравнение (14) и выполним преобразования, учитывая, что область притока – это кольцо, т. е. $V = \pi(R_e^2 - R_w^2)h$:

$$\begin{aligned} \frac{(\alpha \Delta x)^2}{R_e^2} - \pi \alpha \left(1 - \frac{R_w^2}{R_e^2} \right) = \\ = -\Delta x^2 \frac{\left(\frac{R_0}{\Delta x} \right)^2 - \alpha^2}{2R_e^2} - (\alpha \Delta x)^2 \frac{\left(\frac{R_0}{\Delta x} \right)^2 - 1}{2R_e^2} + (1 + \alpha^2) \ln \frac{R_0}{\Delta x} - \ln \alpha, \end{aligned} \quad (15)$$

где $\alpha = \frac{\Delta y}{\Delta x}$.

Трансцендентное уравнение (15) представляет собой выражение для определения радиуса Писмена на прямоугольной сетке при PSS-режиме течения слабосжимаемого флюида к скважине в изотропной среде.

При устремлении внешней границы R_e к бесконечности некоторыми слагаемыми в (15) можно пренебречь, вследствие чего выражение (15) упрощается до формулы:

радиуса Писмена, выведенную для стационарного режима течения.

Неквадратная сетка, PSS-режим

Рассмотрим задачу о псевдостационарном режиме притока слабосжимаемого флюида к скважине в изотропной среде, но в случае, когда для моделирования используется прямоугольная сетка (см. рис 16).

$$\left. \frac{R_0^{PSS}}{\Delta x} \right|_{R_e \rightarrow \infty} = \exp \frac{\ln \alpha - \pi \alpha}{\alpha^2 + 1}. \quad (16)$$

Формула (16) представляет собой выражение для радиуса Писмена при PSS-режиме течения в случае достаточно удаленной внешней границы и совпадает с формулой, полученной Писменом для прямоугольной сетки и стационарного режима [9].

Однако, когда граница расположена близко к скважине и α принимает большие значения, разница между значениями эквивалентного радиуса по формулам (15) и (16) становится значительной. Сделанные

выводы подтверждает график, представленный на рис. 3, где для различных α и R_e вычислено отношение $R_0 / \Delta x$ по формулам (15) и (16).

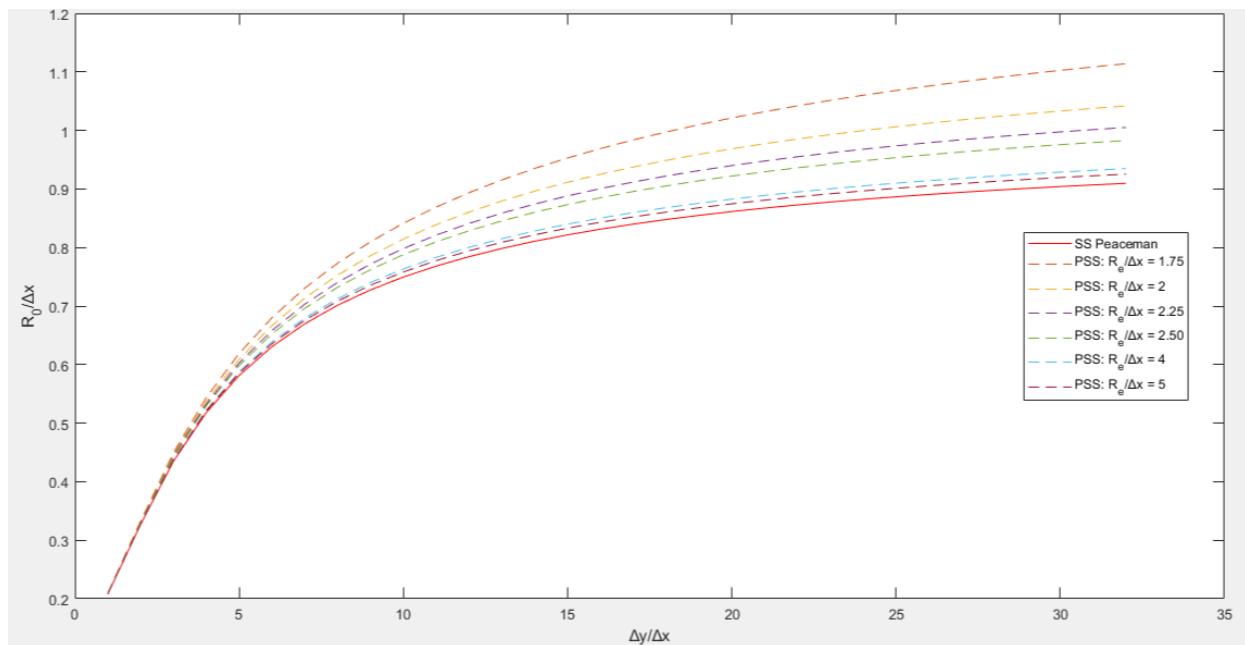


Рис. 3. Зависимость $R_0 / \Delta x$ от $\Delta y / \Delta x$ для SS- и PSS-режимов течения

Fig. 3. Dependence of $R_0 / \Delta x$ on $\Delta y / \Delta x$ for the SS and PSS flow modes

Отметим, что случай больших значений α при небольших значениях $R_e / \Delta x$ характерен для моделирования притока к горизонтальным скважинам, где в роли x выступает вертикальная координата, а величина R_e определяется расстоянием до кровли и подошвы пласта.

Возвращаясь к статье Писмена [9], заметим, что он также не рекомендует применять формулу (16) при значениях α , существенно отличающихся от 1. Однако предложенное им альтернативное выражение

Уравнение (4) преобразуется к виду:

$$\frac{q}{h} \cdot \left(\frac{V_0}{V} - 1 \right) = -2 \frac{1}{\mu} \left[k_y \frac{\Delta x}{\Delta y} (p_0(t) - p_2(t)) + k_x \frac{\Delta y}{\Delta x} (p_0(t) - p_1(t)) \right]. \quad (17)$$

строится на анализе численных решений для конкретной краевой задачи (задачи Маскета), и его применимость в более общем случае требует отдельного исследования.

Неквадратная сетка, PSS-режим, анизотропная среда

Рассмотрим задачу о псевдостационарном режиме течения слабосжимаемого флюида в анизотропной среде, когда для моделирования используется прямоугольная сетка.

С учетом анизотропии PSS-решение для (17) можно выразить следующим образом:

$$p_{PSS}(x, y, t) = w(x, y) + \frac{\tilde{q}}{c_p \cdot m \cdot |U|} t,$$

где $w(x, y)$ – решение стационарной задачи:

$$\frac{1}{\mu} \left(k_x \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) = \frac{\tilde{q}}{|U|}, \quad (18)$$

$$\frac{\partial w}{\partial \mathbf{v}} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad w = 0 \text{ на } \Gamma_w, \quad r = \sqrt{x^2 + y^2}. \quad (19)$$

Чтобы привести уравнение (18) к уравнению Пуассона, сделаем замену переменных, использованную Писменом в работе [9] для преобразования уравнения

Лапласа:

$$x' = \left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{\frac{1}{4}} x, \quad y' = \left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{\frac{1}{4}} y.$$

Тогда задача (18)-(19) принимает вид:

$$\frac{\partial^2 w}{\partial x'^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y'^2} = \frac{\mu}{\sqrt{k_x k_y} |U|} \frac{\tilde{q}}{|U|}, \quad (20)$$

$$\frac{\partial w}{\partial \mathbf{v}} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad w = 0 \text{ на } \Gamma_w, \quad r = \sqrt{\left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{1/2} x'^2 + \left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{1/2} y'^2}. \quad (21)$$

Решив задачу (20)-(21), можно получить распределение давления при псевдостационарном режиме течения в анизотропной среде. Подставив это решение в уравнение (17), можно получить соответствующее выражение для радиуса Писмена. Однако поиск аналитического решения задачи (20)-(21) осложнен тем, что после замены переменных внешняя и внутренняя границы течения представляются подобными эллипсами. В статьях [18–20]

приводятся аналитические решения похожих задач с эллиптическими границами, однако и внутренний, и внешний эллипсы являются софокусными, и применить описанные в этих работах методы к задаче (20)-(21) не представляется возможным. Таким образом, возможность вывода аналитического выражения для радиуса Писмена в случае PSS-режима и анизотропной проницаемости требует дальнейшего исследования.

Заключение

В данной работе показано, что классические формулы Писмена, выведенные для стационарного режима и квадратной сетки, не всегда корректно описывают связь забойного и блочного давлений при моделировании притока к скважине и требуют уточнения при переходе к более реалистичным режимам – псевдостационарному и режиму преобладания границ. Для псевдостационарного режима на прямоугольной сетке получено новое выражение для эквивалентного радиуса, учитывающее влияние отношения размеров ячеек и расстояния до внешних границ зоны дренирования. Результаты численного анализа подтверждают, что отклонение эквивалентного радиуса от стационарного значения существенно возрастает при

уменьшении расстояния от скважины до внешних границ области дренирования, а также при высокой вытянутости ячеек сетки. Таким образом, применение предложенной формулы повышает точность моделирования притока к скважине в условиях, когда течение отклоняется от стационарного или геометрия сетки существенно отличается от квадратной. Полученные результаты могут быть использованы при разработке и совершенствовании вычислительных модулей симуляторов пласта. Дальнейшее развитие работы связано с определением эквивалентного радиуса для псевдостационарного режима в анизотропной среде, где преобразование области приводит к эллиптическим границам и требует новых методов решения соответствующих граничных задач.

Вклад авторов

А.Э. Жаглова – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи.

А.И. Ибрагимов – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

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

Э.С. Закиров – концептуализация, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Толстов Ю.Г. Применение метода электрического моделирования физических явлений к решению некоторых задач подземной гидравлики // Журнал технической физики. 1942. Т. 12, Вып. 10. С. 587–605.
2. Вахитов Г.Г. Решение задач подземной гидродинамики методом конечных разностей // Труды ВНИИнефть. 1957. Вып. 10. С. 53–88.
3. Вахитов Г.Г. Эффективные способы решения задач разработки неоднородных нефтеводоносных пластов. М.: Гостоптехиздат. 1963. 216 с.
4. Закиров С.Н. К моделированию газовых скважин при нарушении линейного закона фильтрации // Газовое дело. 1970. № 6. 8 с.

5. *Schwabe K., Brand J.* Prediction of reservoir behavior using numerical simulators // SPE-AIME Annual Fall Meeting, Houston, Texas, USA, 1–4 October 1967. Paper SPE 1857-MS. <https://doi.org/10.2118/1857-MS>
6. *van Poollen H.K., Breitenbach E.A., Thurnau D.H.* Treatment of individual wells and grids in reservoir modeling // Society of Petroleum Engineers Journal. 1968. Vol. 8, No. 4. P. 341–346. <https://doi.org/10.2118/2022-PA>
7. *Coats K.H., George W.D., Chu C., Marcum B.E.* Three-dimensional simulation of steamflooding // Society of Petroleum Engineers Journal. 1974. Vol. 14, No. 6. P. 573–592. <https://doi.org/10.2118/4500-PA>
8. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // Society of Petroleum Engineers Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
9. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressure in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks anisotropic permeability // Society of Petroleum Engineers Journal. 1983. Vol. 23, No. 3. P. 531–543. <https://doi.org/10.2118/10528-PA>
10. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. Part 3. – Off center and multiple wells within a well-block // SPE Reservoir Engineering. 1990. Vol. 5, No. 2. P. 227–232. <https://doi.org/10.2118/16976-PA>
11. *Aavatsmark I.* Interpretation of well-cell pressures on stretched hexagonal grids in numerical reservoir simulation // Computational Geosciences. 2016. Vol. 20, No. 5. P. 1043–1060. <https://doi.org/10.1007/s10596-016-9567-2>
12. *Aavatsmark I.* Interpretation of well-cell pressures on hexagonal grids in numerical reservoir simulation // Computational Geosciences. 2016. Vol. 20, No. 5. P. 1029–1042. <https://doi.org/10.1007/s10596-016-9575-2>
13. *Aavatsmark I.* Equivalent well-cell radius for hexagonal K-orthogonal grids in numerical reservoir simulation // Applied Mathematics Letters. 2016. Vol. 61. P. 122–128. <https://doi.org/10.1016/j.aml.2016.05.013>
14. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D.* Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well // Applied and Computational Mathematics. 2024. Vol.13, No. 1. P. 53–69. <https://doi.org/10.30546/1683-6154.23.1.2024.53>
15. *Zhaglova A.E., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M. et al.* Equivalent radius for well inflow calculations at different regimes in reservoir flow simulations // Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2701. P. 012063. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2701/1/012063>
16. *Ибрагимов А., Закиров Э., Индрупский И. и др.* Материальный баланс Эйнштейна и моделирование течения сжимаемой жидкости вблизи границы // Современная математика. Фундаментальные направления. 2023. Т. 69, № 4. С. 643–663. <https://doi.org/10.22363/2413-3639-2023-69-4-643-663>
17. *Ibragimov A., Khalmanova D., Valkó P.P., Walton J.R.* On a mathematical model of the productivity index of a well from reservoir engineering // SIAM Journal on Applied Mathematics. 2005. Vol. 65, No.6. P. 1952–1980. <https://doi.org/10.1137/040607654>
18. *Kucuk F., Brigham W.E.* Transient flow in elliptical systems // Society of Petroleum Engineers Journal. 1979. Vol. 19, No. 6. P. 401–410. <https://doi.org/10.2118/7488-PA>

19. *Golębiowski J., Zaręba M.* The distribution of the thermal field in an elliptical electric conductor coated with insulation // Energies. 2021. Vol. 14, No. 21. P. 6880. <https://doi.org/10.3390/en14216880>
20. *Liemert A., Kienle A.* Exact solution of Poisson's equation with an elliptical boundary // Applied Mathematics and Computation. 2014. Vol. 238. P. 123–131. <https://doi.org/10.1016/j.amc.2014.04.003>

Информация об авторах

Анна Эрнестовна Жаглова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 9252-7623, <https://orcid.org/0000-0002-7492-6354>; e-mail: azhaglova@ipng.ru

Акиф Исмаил-оглы Ибрагимов – д-р физ.-мат. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3162-9406, <https://orcid.org/0000-0001-6827-8007>; e-mail: akif@ipng.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

Эрнест Сумбатович Закиров – д-р техн. наук, профессор РАН, директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 6324-0801, <https://orcid.org/0000-0001-5306-5236>; e-mail: ezakirov@ogri.ru

Поступила в редакцию 06.11.2025

Принята к публикации 12.12.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

Equivalent radius for various flow regimes in numerical simulation of well inflow

Anna E. Zhaglova , Akif I. Ibragimov, Ilya M. Indrupskiy, Ernest S. Zakirov

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

Abstract. Background. In numerical simulation of hydrocarbon field development, wells are represented as point sources/sinks. Consequently, the problem arises of calculating bottomhole pressure, which differs significantly from the pressure in the grid cell. To relate these pressures, analytical solutions are used, for example, those based on Peaceman's formula. However, such solutions are derived for a quasi-steady-state flow regime and require refinement for other flow regimes. **Objective.** To obtain Peaceman-type solutions for various flow regimes on square and rectangular computational grids.

Methods. The approach is based on "matching" the global numerical solution with a local analytical solution in the cell containing the well (source/sink). **Results.** New formulas for the equivalent (Peaceman) radius are derived for the pseudosteady-state flow regime on square and rectangular grids, as well as for a boundary-dominated flow regime on a square grid. **Conclusions.** The necessity of using an adjusted equivalent radius formula in reservoir simulators for pseudosteady-state flow on regular nonsquare grids is demonstrated. The applicability of Peaceman's steady-state equivalent radius formula is justified for square grids in both pseudosteady-state and boundary-dominated flow regimes.

Keywords: well modeling, Peaceman radius, equivalent radius, pseudosteady-state regime, boundary-dominated regime, numerical simulation

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

For citation: Zhaglova A.E., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Equivalent radius for various flow regimes in numerical simulation of well inflow. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 4. P. 504–519. (In Russ.).

 Anna E. Zhaglova, azhaglova@ipng.ru

© Zhaglova A.E., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Anna E. Zhaglova – formal analysis, investigation, visualization, writing – original draft.

Akif I. Ibragimov – conceptualization, methodology, writing – review & editing.

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

Ernest S. Zakirov – conceptualization, supervision, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Tolstov Yu.G. Application of the method of electrical modeling of physical phenomena to solving some problems of underground hydraulics. *Zhurnal tehnicheskoi fiziki*. 1942. Vol. 12, No. 10. P. 587–605. (In Russ.).
2. Vakhitov G.G. Solving subsurface hydrodynamics problems using the finite difference method. *Trudy VNIIneft*. 1957. No. 10. P. 53–88. (In Russ.).
3. Vakhitov G.G. *Effective Methods for Solving Development Problems of Heterogeneous Oil-Water Reservoirs*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963. 216 p. (In Russ.).
4. Zakirov S.N. On modeling gas wells in violation of the linear filtration law. *Gazovoe delo*. 1970. No. 6. 8 p. (In Russ.).
5. Schwabe K., Brand J. Prediction of reservoir behavior using numerical simulators. In: *SPE-AIME Annual Fall Meeting*, Houston, Texas, USA, 1–4 October 1967. Paper SPE 1857-MS. <https://doi.org/10.2118/1857-MS>
6. van Poolen H.K., Breitenbach E.A., Thurnau D.H. Treatment of individual wells and grids in reservoir modeling. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1968. Vol. 8, No. 4. P. 341–346. <https://doi.org/10.2118/2022-PA>
7. Coats K.H., George W.D., Chu C., Marcum B.E. Three-dimensional simulation of steamflooding. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1974. Vol. 14, No. 6. P. 573–592. <https://doi.org/10.2118/4500-PA>
8. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
9. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressure in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks anisotropic permeability. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1983. Vol. 23, No. 3. P. 531–543. <https://doi.org/10.2118/10528-PA>
10. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. Part 3. – Off center and multiple wells within a well-block. *SPE Reservoir Engineering*. 1990. Vol. 5, No. 2. P. 227–232. <https://doi.org/10.2118/16976-PA>
11. Aavatsmark I. Interpretation of well-cell pressures on stretched hexagonal grids in numerical reservoir simulation. *Computational Geosciences*. 2016. Vol. 20, No. 5. P. 1043–1060. <https://doi.org/10.1007/s10596-016-9567-2>
12. Aavatsmark I. Interpretation of well-cell pressures on hexagonal grids in numerical reservoir simulation. *Computational Geosciences*. 2016. Vol. 20, No. 5. P. 1029–1042. <https://doi.org/10.1007/s10596-016-9575-2>

13. Aavatsmark I. Equivalent well-cell radius for hexagonal K-orthogonal grids in numerical reservoir simulation. *Applied Mathematics Letters*. 2016. Vol. 61. P. 122–128. <https://doi.org/10.1016/j.aml.2016.05.013>
14. Ibraguimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D. Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well. *Applied and Computational Mathematics*. 2024. Vol. 13, No. 1. P. 53–69. <https://doi.org/10.30546/1683-6154.23.1.2024.53>
15. Zhaglova A.E., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M. et al. Equivalent radius for well inflow calculations at different regimes in reservoir flow simulations. *Journal of Physics: Conference Series*. 2024. Vol. 2701. P. 012063. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2701/1/012063>
16. Ibraguimov A., Zakirov E., Indrupskiy I. et al. Einstein material balance and modeling of the flow of compressible fluid near the boundary. *Journal of Mathematical Sciences*. 2024. Vol. 285, No. 6. P. 816–834. <https://doi.org/10.1007/s10958-024-07477-3>
17. Ibragimov A., Khalmanova D., Valkó P.P., Walton J.R. On a mathematical model of the productivity index of a well from reservoir engineering. *SIAM Journal on Applied Mathematics*. 2005. Vol. 65, No. 6. P. 1952–1980. <https://doi.org/10.1137/040607654>
18. Kucuk F., Brigham W.E. Transient flow in elliptical systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1979. Vol. 19, No. 6. P. 401–410. <https://doi.org/10.2118/7488-PA>
19. Golębiowski J., Zaręba M. The distribution of the thermal field in an elliptical electric conductor coated with insulation. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 21. P. 6880. <https://doi.org/10.3390/en14216880>
20. Liemert A., Kienle A. Exact solution of Poisson's equation with an elliptical boundary. *Applied Mathematics and Computation*. 2014. Vol. 238. P. 123–131. <https://doi.org/10.1016/j.amc.2014.04.003>

Information about the authors

Anna E. Zhaglova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-7492-6354>; e-mail: azhaglova@ipng.ru

Akif I. Ibragimov – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-6827-8007>; e-mail: akif@ipng.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

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-5306-5236>; e-mail: ezakirov@ogri.ru

Received 6 November 2025

Accepted 12 December 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.01

EDN: GVUEHK

Новый метод анализа естественной трещиноватости пород, основанный на поскважинной и поинтервальной кластеризации

А.В. Бондарев¹, К.О. Ровнер¹, Л.И. Бондарева² 

1 – ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Россия, 117418, Москва,
ул. Профсоюзная, д. 25а

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

Аннотация. Актуальность. Для моделирования трещиноватой среды необходима информация о трещинных системах их направлений (азимуты и углы падения), концентрации направлений, интенсивности (плотности) трещин, раскрытии и проницаемости, поэтому авторы в данной работе сконцентрировались на параметрах, которые определяют геометрическое положение и направление естественных трещин. Цель работы. Внедрение нового метода анализа естественной трещиноватости, основанного на поскважинной и поинтервальной кластеризации, для повышения точности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Материалы и методы. Использовались материалы естественной трещиноватости пород по Юрубченко-Тохомскому месторождению на основе кластеризации трещин в программном обеспечении tNavigator. Результаты. Азимуты и углы падения трещин определяются по интерпретации микроимиджеров. Результатом интерпретации являются скважинные объекты, имеющие три обязательных параметра: глубина по стволу скважины, азимут падения, угол падения. В работе показано, что естественные трещины формировались в разных условиях, под действием различных тектонических напряжений и, следовательно, имеют различные элементы залегания, они относятся к разным системам трещин, имеющим разные направления, и их необходимо моделировать раздельно с разными параметрами. Кластеризация позволяет решить поставленную задачу. Было выполнено сравнение методов кластеризации. Выводы. Предложенные методы кластеризации элементов залегания имеют различную область практического использования. Автоматическая кластеризация трещин по направлениям позволит существенно сократить время работы геолога над геологической моделью месторождения. На больших глубинах естественная трещиноватость является ключевым фактором, определяющим проницаемость горных пород.

Ключевые слова: трещиноватость, кластеризация, геологическое моделирование, сейсмические атрибуты, месторождения нефти и газа

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

 Бондарева Лиана Ильясовна, liana_bondareva@ipng.ru

© Бондарев А.В., Ровнер К.О., Бондарева Л.И., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Бондарев А.В., Ровнер К.О., Бондарева Л.И. Новый метод анализа естественной трещиноватости пород, основанный на поскважинной и поинтервальной кластеризации // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 520–534. EDN: GVUEHK

Введение

В процессе трехмерного моделирования трещиноватых и трещинно-поровых коллекторов нефтегазовых месторождений, перед геологами встает задача анализа и моделирования естественной трещиноватости. Для моделирования трещиноватой среды необходима информация о трещинных системах: их направлений (азимуты и углы падения), концентрации направлений, интенсивности (плотности) трещин, раскрытии и проницаемости. Раскрытие (апертура), проницаемость, сжимаемость трещин, несомненно, – важные параметры для успешного моделирования трещиноватых коллекторов, однако эти параметры вторичные. Указанные параметры напрямую зависят от генезиса того или иного кластера трещин, но не наоборот – по этим параметрам кластеризация трещин обычно не выполняется (хотя они и могут быть использованы в качестве весов). Поэтому авторы в данной работе сконцентрировались на первых двух параметрах, которые определяют геометрическое положение и направление естественных трещин.

Кластерный анализ представляет собой эффективный подход к обработке геологических данных [1–3]. Далеко не всегда удается разделить системы трещин сразу во время интерпретации микроимиджеров, и даже когда это возможно – всегда возможны ошибки интерпретаторов. В связи с тем, что под воздействием одинаковых или похожих по направлениям тектонических напряжений новые трещины обычно не образуются, а лишь активируются уже существующие

трещины (критически напряженные трещины, т. е. те, которые расположены оптимальным образом к направлениям тектонических напряжений [4]), количество таких кластеров трещин обычно ограничено и не превышает пяти.

В нефтегазовой отрасли кластеризация трещинных коллекторов по параметрам направлена на идентификацию трещинных систем путем определения их азимутальных и угловых характеристик. Это позволяет установить их количество, генетический тип и общую степень нарушенности массива пород¹.

Для того чтобы раздельно моделировать каждый кластер трещин, необходимо сначала эти кластеры выделить по исходной информации, что, как было указано выше, далеко не всегда удается сделать во время интерпретации. Можно на основе исходных данных выделять кластеры трещин вручную, анализируя «стереонеты» и «розы направлений», назначая каждой трещине свой кластер, но в некоторых месторождениях количество трещин измеряется сотнями на продуктивный интервал, и тысячами – на скважину. Поэтому алгоритмы автоматической кластеризации трещин по направлениям – актуальные механизмы, которые позволяют сэкономить большое количество времени геолога.

¹ Епиванцев О.Г., Плетенчук Н.С.

Трещиноватость горных пород. Основы теории и методы изучения: Методические рекомендации. Новокузнецк: Сибирский государственный индустриальный университет, 2008. 41 с.

Целью работы является внедрение нового метода анализа естественной трещиноватости, основанного на посважинной и поинтервальной кластеризации, для повышения точности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов.

Материалы и методы

Использовались комплексные материалы естественной трещиноватости пород по Юрубченко-Тохомскому месторождению на основе кластеризации трещин в моделях DFN (Discrete Fracture Network) в программном обеспечении tNavigator (разработка Rock Flow Dynamics).

Результаты и обсуждение

Существует большое количество различных алгоритмов кластеризации точечных данных [5, 6], особенностью работы которых с трещинными данными является то, что кластеризация проводится в особой угловой метрике, которая учитывает особенности углов. Например, трещина с такими элементами залегания, как угол 89° и азимут 10° , очень близка по залеганию к трещине с углом 89° и азимутом 190° , хотя при отображении их на «стереонете» они окажутся на противоположных сторонах. По тем же самым причинам особенностей угловой метрики, при уменьшении угла падения азимут начинает влиять все меньше и меньше, сжимаясь в краевой ситуации в горизонтальные трещины, у которых отсутствуют понятия азимута падения.

Само по себе использование особой угловой метрики в задачах кластеризации не новое [7–9], однако только

лишь использование угловой метрики не дает приемлемых результатов, если применять ее без учета «дрифта» параметров по латерали и вертикали. Прямая кластеризация подразумевает стационарность распределения направлений трещин, что зачастую неверно. Использование статистических методов в нестационарных средах приводит к заведомо неверным результатам [10, 11] и направления трещин тут не исключение.

К примеру, на рис. 1 показаны данные трещиноватости по Юрубченко-Тохомскому месторождению.

Задачей спектральной кластеризации является выявление естественной группировки – разделение набора данных на подмножества (кластеры). Простая кластеризация спектральным методом [12] успешно выделяет эти два кластера (см. рис. 1а). Однако границы кластеров прямые, и на общем стереонете легко провести линию, которая однозначно отделяет один кластер от другого. Рассматривая отдельно одну из скважин, становится видно, что центры кластеров смешились, и часть трещин попала не в правильный, а другой кластер (см. рис. 1б), особенно это видно на группе трещин с азимутами падения около 30° и 210° . Трещины с таким углом падения попали в красный кластер, хотя конкретно по этой скважине видно, что они должны быть в зеленом кластере.

Линия общей кластеризации разъединила локальное облако на данной скважине таким образом, что кластеры выделены неправильно, а произошло это из-за дрейфа центральной точки кластера в этой скважине.

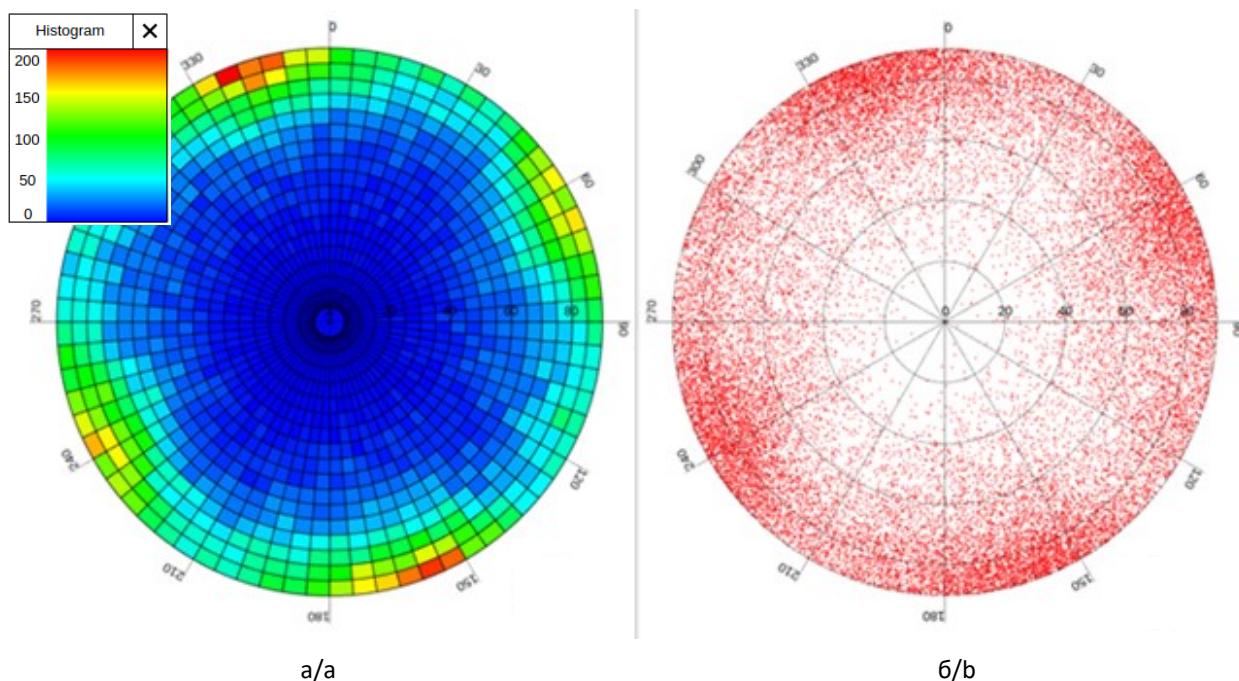


Рис. 1. График распределения параметров элементов залегания естественных трещин:
а – гистограмма стереонета исходных данных; б – исходные точки для кластеризации

Fig. 1. Graph of distribution of the parameters of crack occurrence elements:
a – histogram of the stereonet of the original data; b – initial points for clustering

Источник: на основе [10], Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В. Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования// Геомодель 2022: Сб. материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2022. С. 158–161

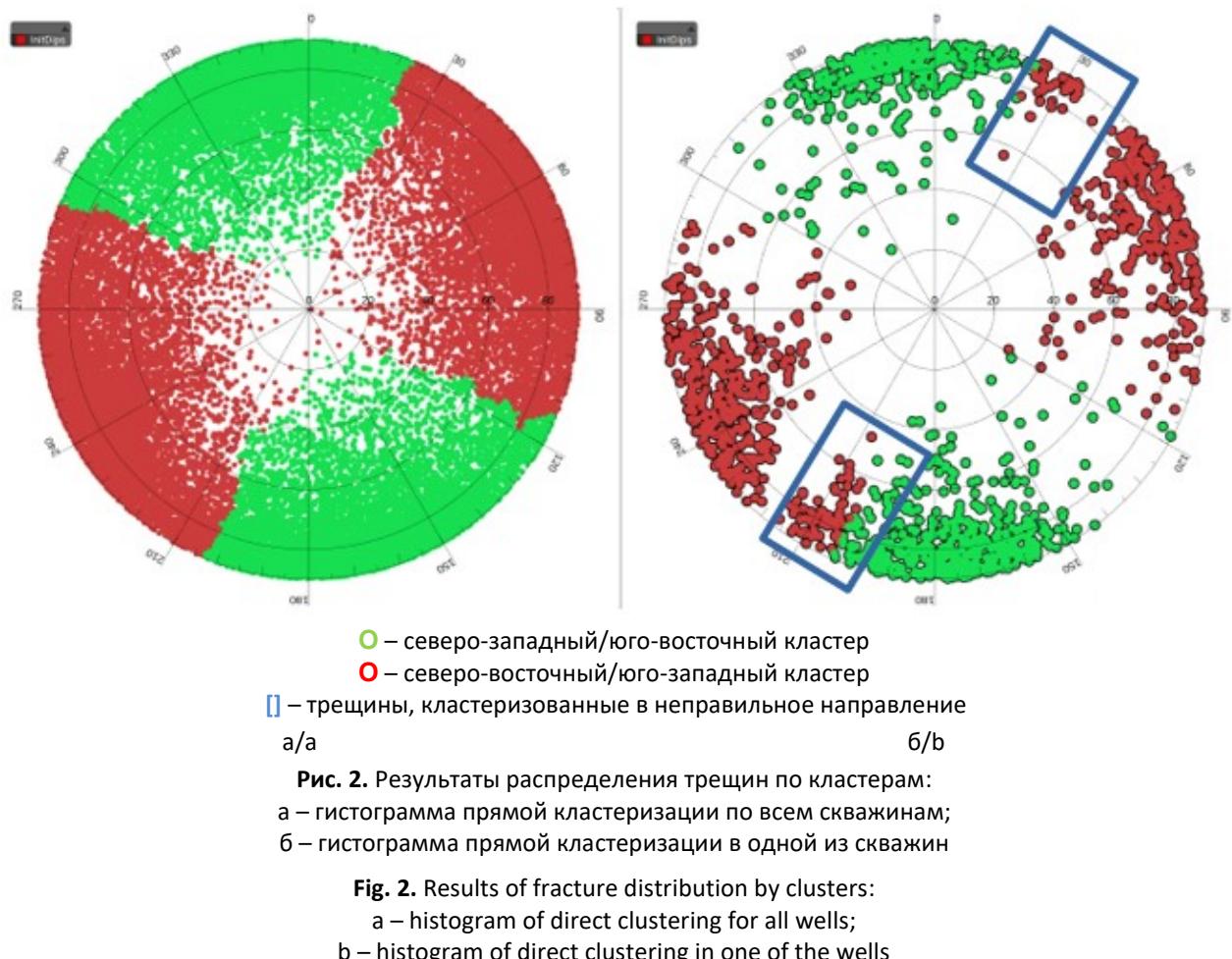
Source: based on [10], Degterev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of the efficiency of various optimization algorithms in geological modeling tasks. In: *Geomodel 2022: Proceedings of the 24th Scientific and Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. Moscow: EAGE Geomodel, 2022. P. 158–161. (In Russ.)

Менее выразительно, но такая же проблема наблюдается на этой скважине в районе азимута 120° (и 300° соответственно). Несколько трещин попали в зеленый кластер, хотя они значительно ближе к красному.

Аналогичные проблемы наблюдаются во многих других скважинах этого объекта исследований, но все они вызваны одной и той же причиной – дрифтом центров кластеров между скважинами, так называемой латеральной нестационарностью. Помимо дрифта центров кластеров (смещение угла и азимута) существует еще дрифт угловой концентрации – изменение разброса точек на стереонете относительно центра распределения. Простая кластеризация также никак это не учитывает (рис. 2).

Предлагаемое решение латеральной нестационарности направления трещин

Для того чтобы учесть нестационарность элементов залегания трещин и дрифт центров кластеров между скважинами, нами был использован метод раздельной кластеризации по скважинам. Первым шагом выполняется обычная кластеризация по всем имеющимся данным, как обычно, запоминаются центральные точки этих глобальных кластеров. Вторым шагом кластеризация выполняется отдельно по каждой скважине, независимо выделяются кластеры в каждой скважине, их максимальное число не может превышать количество глобальных кластеров, но может быть меньше.



Источник: на основе [10], Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В. Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования// Геомодель 2022: Сб. материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2022. С. 158–161

Source: based on [10], Degterev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of the efficiency of various optimization algorithms in geological modeling tasks. In: *Geomodel 2022: Proceedings of the 24th Scientific and Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. Moscow: EAGE Geomodel, 2022. P. 158–161. (In Russ.)

После этого центры этих локальных/скважинных кластеров сравниваются с центрами глобальных кластеров и все точки локального кластера приписываются к ближайшему глобальному кластеру. Это позволяет учесть смещение кластеров между скважинами, но при этом сохранить соответствие направлений кластеров между скважинами – обеспечить плавное смещение параметров кластеров.

Помимо назначения индекса кластера каждой трещине, автоматическая по скважинная кластеризация еще и определяет параметры распределения каждого кластера в каждой скважине, которые в дальнейшем можно использовать для построения карт или 3D-моделирования среднего угла падения, среднего азимута и угловой концентрации.

Псевдокод предлагаемого решения латеральной нестационарности направления трещин следующий:

```

(global_labels, global_centroids) ← CLUSTER(data, K_global)
wells ← UNIQUE(well_id(data))
for each w in wells do
    local_data ← SELECT(data, well_id = w)
    (local_labels, local_centroids) ← CLUSTER(local_data, K_global)
    for each c_local in local_centroids do
        best ← argmin_c_global DISTANCE(c_local, global_centroids[c_global])
        MAP_LOCAL_TO_GLOBAL(w, c_local, best)
    end for
end for

```

На рис. 3 изображен результат такой по скважинной кластеризации на тех же

данных. Стереонет по всем данным показывает некоторое перемешивание кластеров.

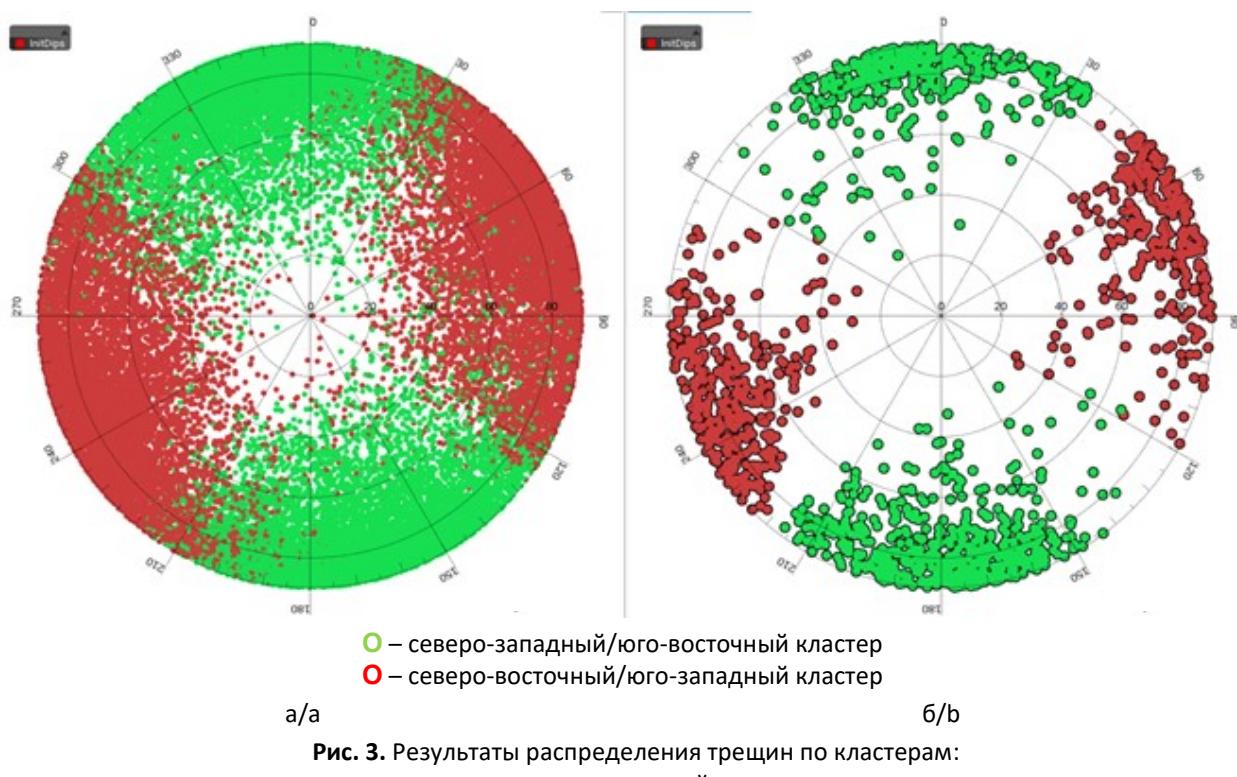


Рис. 3. Результаты распределения трещин по кластерам:
а – гистограмма по скважинной кластеризации;
б – гистограмма кластеризации в одной из скважин

Fig. 3. Results of fracture distribution by clusters:
a – well-by-well clustering histogram;
b – clustering histogram in one of the wells

Источник: на основе [10], Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В. Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования // Геомодель 2022: Сб. материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2022. С. 158–161

Source based on [10], Degtrev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of the efficiency of various optimization algorithms in geological modeling tasks. In: *Geomodel 2022: Proceedings of the 24th Scientific and Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. Moscow: EAGE Geomodel, 2022. P. 158–161. (In Russ.)

Это обусловлено как раз дрифтом центров кластеров между скважинами, но среднее положение выделенных кластеров остается относительно стабильным. На проверочной скважине видно, что кластеризация прошла успешнее, кластеры разделились лучше (см. рис. 3б).

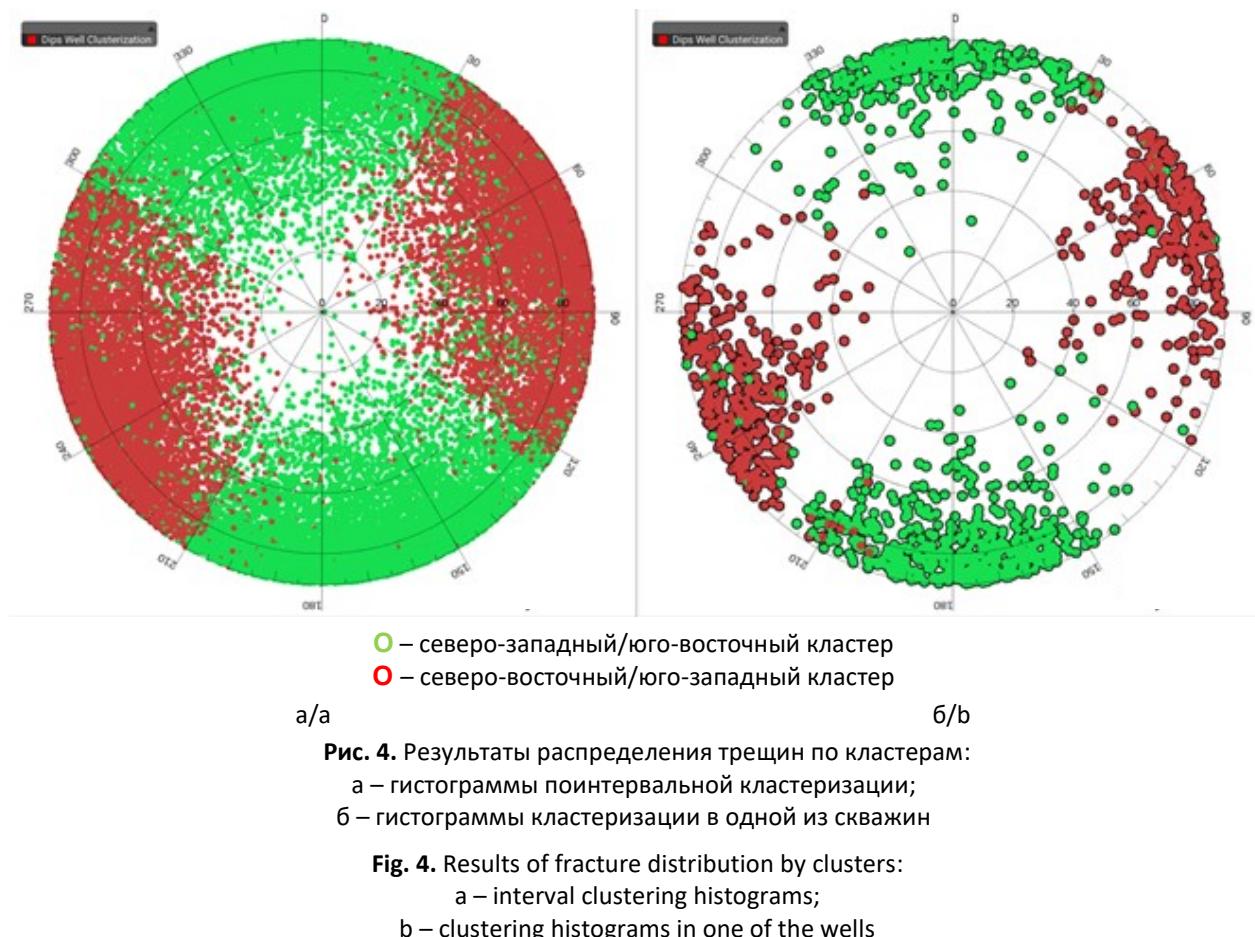
Предлагаемое решение вертикальной нестационарности направления трещин

В геостатистических методах интерполяции существуют различные методики борьбы с вертикальной нестационарностью: использование вертикальных трендов геолого-статистических разрезов (ГСР), вложенные вариограммы и, в том числе, разделение моделируемой области на отдельные пласти. Помимо раздельного моделирования по пластам, иногда также прибегают к разделению на сегменты, литотипы, разломные блоки или дроблению любым другим способом, разделяя область моделирования на дискретные кластеры – все ради того, чтобы добиться стационарности в пределах одного дискретного кластера. В случае пластового типа природного резервуара этот способ подходит и для моделирования трещин. В таком случае достаточно кластеризовать и моделировать трещины отдельно по каждому пласту, полагая, что благодаря схожим седиментологическим обстановкам в пласте сформировались породы со схожими геомеханическими свойствами, а значит, в пределах одного пласта стационарность распределения трещин сохраняется. Однако, это сомнительно для моделирования массивных и пластово-массивных залежей, когда выделение отдельных пластов или дискретных кластеров может только исказить качество модели.

Кроме того, разделив исследуемую зону на подзоны и проводя анализ независимо, мы значительно ограничиваем себя в количестве точек данных, на котором будет проводиться анализ. Это может привести к тому, что в некоторых выделенных кластерах будет всего по несколько точек данных, которые естественно будут удовлетворять условиям стационарности.

В целом, учет вертикального (вдоль ствола скважины) дрифта центров кластеров является более сложной задачей, но выполняется похожим образом, как в случае горизонтальной составляющей нестационарности. После того как проведена общая кластеризация, запускается еще одна – поинтервальная. Интервал имеет заданную длину (предполагаемая длина проявления локальных особенностей) и на каждом шаге точки смещаются на некоторую глубину (обычно примерно $\frac{1}{4}$ длины интервала или меньше) с перекрытием, по аналогу скользящего окна. Центральные точки кластеров, выделенные на каждом интервале, записываются в новый набор элементов залегания. После прохождения всех интервалов по всем скважинам, этот полученный набор еще раз кластеризуется, чтобы выявить кластеры уже целой скважины и объединить близкие друг к другу кластеры в один (рис. 4, 5).

В результате такой интервальной кластеризации кластеры могут смещаться по вертикали MD (Measured Depth – измеренная глубина скважины). Как видно из приведенных стереонетов на диаграмме скважин, такое смещение позволяет еще более качественно разделить кластеры трещин.



Источник: на основе [10], Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В. Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования // Геомодель 2022: Сб. материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2022. С. 158–161

Source based on [10], Degterev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of the efficiency of various optimization algorithms in geological modeling tasks. In: *Geomodel 2022: Proceedings of the 24th Scientific and Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. Moscow: EAGE Geomodel, 2022. P. 158–161. (In Russ.)

Для оценки качества кластеризации можно использовать критерий Дэвиса–Болдуина, однако этот критерий следует использовать только для оценки качества методов кластеризации между собой (DBSCAN (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) [13, 14, 15], KPSO (K-means Particle Swarm Optimization) [8], Spectral [12]), но не между предложенными способами по скважинной/поинтервальной кластеризации. Это связано с тем, что индекс критерия Дэвиса–

Болдуина оценивает только среднее расстояние до кластера, а по скважинам, как и по интервалам, такое расстояние в среднем по всем точкам будет гарантированно больше сквозной общей кластеризации. Реальной оценкой качества может быть серия гидродинамических моделей месторождения, каждая из которых была построена с использованием различных способов кластеризации и дискретной сети трещин DFN (Discrete Fracture Network), EDFM (Embedded Discrete Fracture Model).

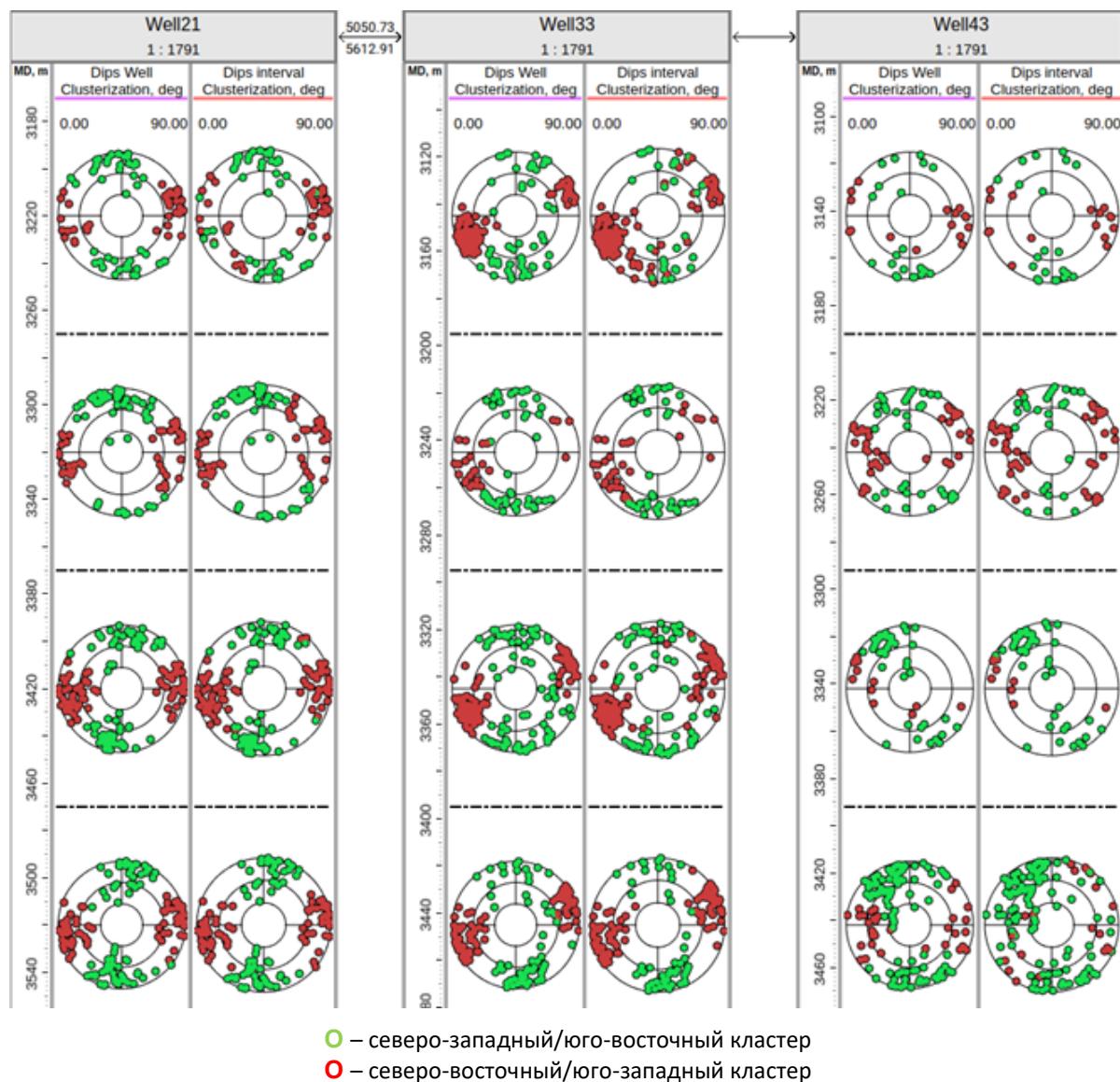


Рис. 5. Гистограммы распределения трещин по кластерам при поинтервальной кластеризации по трем скважинам

Fig. 5. Histograms of fracture distribution by clusters using interval clustering for three wells

Источник: на основе [10], Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В. Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования // Геомодель 2022: Сб. материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2022. С. 158–161

Source based on [10], Degtrev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of the efficiency of various optimization algorithms in geological modeling tasks. In: *Geomodel 2022: Proceedings of the 24th Scientific and Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. Moscow: EAGE Geomodel, 2022. P. 158–161. (In Russ.)

Стоит отметить, что если кластеризация по скважинам практически всегда дает хороший результат, то кластеризация по интервалам более чувствительна к настройкам и иногда находит слишком много кластеров (хотя их максимальное число

можно ограничить или явно указать желаемое число кластеров). Кроме того, за счет многократной кластеризации одних и тех же данных возрастают требования к вычислительной мощности программного комплекса.

Но самое главное ограничение этого подхода состоит в том, что для успешной поинтервальной кластеризации нужно, чтобы в каждый интервал попадало достаточное количество исходных точек. Трещин должно быть достаточно количество для алгоритма, и в случае редкой сети трещин, приходится выбирать большой размер интервалов и крупный шаг, что уменьшает значимость этого метода. Более универсальным и менее требовательным к исходным данным является поскважинная кластеризация, и в большинстве случаев стоит рекомендовать именно ее.

В рамках исследования также производилось сравнение методов кластеризации, где наилучшие результаты во всех вариантах (простой, поскважинный, поинтервальный) получены спектральным методом кластеризации. Метод KPSO (К-средних с оптимизацией роем частиц) плохо подходит под задачи кластеризации трещин на стереонете, так как исходит из предположения, что кластеры примерно равны между собой по размерам, что почти никогда не встречается в реальных геологических ситуациях. Метод DBSCAN давал более приемлемые результаты, но все же, на наш взгляд, спектральная кластеризация отработала лучше всего. Тем не менее, на других исходных данных другой метод может дать более приемлемые результаты.

Заключение

Предложенные методы кластеризации элементов залегания имеют различную область практического использования,

требовательны к плотности входных данных (поскважинная в меньшей степени) и требуют проверки качества выполнения со стороны человеческого фактора. Но когда речь идет о крупных месторождениях в трещинных или трещинно-поровых коллекторах, автоматическая кластеризация может сэкономить большое количество рабочего времени интерпретатора, дать первое приближение для дальнейшей работы или служить проверочным материалом. Выделенные кластеры могут быть в дальнейшем объединены или кластеризованы повторно, в зависимости от поставленных задач и желаемого результата. Помимо самих кластеров, благодаря методу максимального правдоподобия, геолог получает для дальнейшей работы еще и параметры распределения этих кластеров. Причем в случае поскважинной кластеризации – в виде значения на скважину, а в случае поинтервальной кластеризации – в виде значения на интервал (фактически кривую геофизических исследований скважин). Эти параметры распределения (средний угол и азимут падения, угловая концентрация трещин) могут быть использованы в дальнейшем для построения карт или 3D моделирования угловой концентрации, средних углов и азимутов.

На больших глубинах естественная трещиноватость является ключевым фактором, определяющим проницаемость горных пород. Образование трещин создает эффективные пути миграции флюидов, таких как вода, нефть и газ, тем самым увеличивая их пропускную способность.

Вклад авторов

А.В. Бондарев – концептуализация, методология, создание черновика рукописи.

К.О. Ровнер – формальный анализ, проведение исследования, создание черновика рукописи.

Л.И. Бондарева – визуализация, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Абдрахманов М.И., Латин С.Э., Шнайдер И.В.* Применение алгоритмов кластеризации для экспресс-анализа сейсмических данных // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019. № 6. С. 27–44. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-06-0-27-44>
2. *Войтеховский Ю.Л.* Кластерный анализ в геологии: метрики и меры // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2019. № 5(293). С. 46–47. <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2019-5-46-47>
3. *Двоерядкина Н.Н., Чалкина Н.А.* Кластерный анализ как инструмент обработки геологических данных // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. 2010. Вып. 49. С. 22–29. EDN: PZMJQH
4. *Zoback M.D.* Reservoir Geomechanics. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
5. *Li Y., Wang Q., Chen J. et al.* K-means algorithm based on particle swarm optimization for the identification of rock discontinuity sets // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2014. Vol. 48, No. 1. P. 375–385. <https://doi.org/10.1007/s00603-014-0569-x>
6. *Xu Y., Wu J., Zhao G. et al.* II-LA-KM: Improved initialization of a learning augmented clustering algorithm for effective rock discontinuity grouping // Mathematics. 2024. Vol. 12, No. 20. P. 3195. <https://doi.org/10.3390/math12203195>
7. *Cui X., Yan E.* A clustering algorithm based on differential evolution for the identification of rock discontinuity sets // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2020. Vol. 126. P. 104181. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.104181>
8. *Ye F., Chen C.-Y.* Alternative KPSO-clustering algorithm // Tamkang Journal of Science and Engineering. 2005. Vol. 8, No. 2. P. 165–174. <https://doi.org/10.6180/jase.2005.8.2.09>
9. *Shanley R.J., Mahtab M.A.* Delineation and analysis of clusters in orientation data // Journal of the International Association for Mathematical Geology. 1976. Vol. 8, No. 1. P. 9–23. <https://doi.org/10.1007/BF01039681>
10. *Degterev A.Yu.* The hypothesis of stationarity in geostatistics and its influence on the reliability of the created models [Гипотеза стационарности в геостатистике и ее влияние на достоверность создаваемых моделей] // Geomodel 2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157092>
11. *Degterev A., Topchii M., Bondarev A.* Improvement possibilities for the open geological model of the Groningen field // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and

Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 24–26 January 2023. Paper SPE-212591-MS.
<https://doi.org/10.2118/212591-MS>

12. Jimenez-Rodriguez R., Sitar N. A spectral method for clustering of rock discontinuity sets // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2006. Vol. 43, No. 7. P. 1052–1061. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.02.003>

13. Li C., Zhou J., Du K., Tao M. Enhanced discontinuity characterization in hard rock pillars using point cloud completion and DBSCAN clustering // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2025. Vol. 186. P. 106005. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2024.106005>

14. Виллиамс М.В., Кузяков О.Н. Сравнительный анализ методов идентификации кластеров Getis-Ord Gi* и DBSCAN при разведке полезных ископаемых // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2025. № 1(168). С. 35–41. EDN: GFGWIL

15. Савенков П.А. Сравнение методов кластеризации DBSCAN имодифицированного WrapDBSCAN для поиска аномальных перемещений пользователей в мобильной UBA системе // Моделирование, оптимизация и информационные технологии. 2021. Т. 9, № 4(35). С. 21. <https://doi.org/10.26102/2310-6018/2021.35.4.007>

Информация об авторах

Александр Владимирович Бондарев – канд. геол.-минерал. наук, геолог технической поддержки, ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Москва, Россия; SPIN-код: 6559-1469, <https://orcid.org/0000-0001-8221-1052>; e-mail: jcomtess@yandex.ru

Кирилл Олегович Ровнер – ведущий разработчик 9 категории, ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0000-7179-8417>; e-mail: rovner1999@gmail.com

Лиана Ильясовна Бондарева – научный сотрудник Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 1584-1518, <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>; e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Поступила в редакцию 09.10.2025

Принята к публикации 25.11.2025

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

Original article

A new method for analyzing natural rock fracturing based on well-by-well and interval clustering

Aleksandr V. Bondarev¹, Kirill O. Rovner¹, Liana I. Bondareva² 

1 – Integrated Developments for Modeling LLC, 25a Profsoyuznaya St., Moscow, 117418, Russia

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

e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Abstract. *Background.* To model a fractured environment, information is needed on the fracture systems, their directions (azimuths and angles of incidence), concentration of directions, intensity (density) of fractures, opening and permeability. Therefore, in this work, the authors concentrated on the parameters that determine the geometric position and direction of natural fractures. *Objective.* To implement a new method for analyzing natural fracturing, based on well-by-well and interval clustering, for improving the accuracy of predicting the porosity and permeability of productive formations.

Materials and methods. Natural rock fracturing data from the Yurubcheno-Tokhomskoye field were used, based on fracture clustering in tNavigator software. *Results.* Fracture azimuths and dip angles are determined on the basis of microimager interpretation. The resulting interpretation yields borehole objects with three mandatory parameters: wellbore depth, dip azimuth and dip angle. The study demonstrates that natural fractures formed under different conditions, under the influence of various tectonic stresses, and therefore have different bedding patterns. They belong to different fracture systems with different directions and must be modeled separately using different parameters. Clustering allows one to solve this problem. A comparison of clustering methods was conducted. *Conclusions.* The proposed methods for clustering bedding elements have various practical applications. Automatic clustering of fractures by direction will significantly reduce the time a geologist spends on developing a geological model of a field. At great depths, natural fracturing is a key factor determining rock permeability.

Keywords: fracturing, clustering, geological modeling, seismic attributes, oil and gas fields

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

For citation: Bondarev A.V., Rovner K.O., Bondareva L.I. A new method for analyzing natural rock fracturing based on well-by-well and interval clustering. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 4. P. 520–534. (In Russ.).

 Liana I. Bondareva, liana_bondareva@ipng.ru

© Bondarev A.V., Rovner K.O., Bondareva L.I., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Aleksandr V. Bondarev – conceptualization, methodology, writing – original draft.

Kirill O. Rovner – formal analysis, investigation, writing – original draft.

Liana I. Bondareva – visualization, validation, writing – original draft, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Abdurakhmanov M.I., Lapin S.E., Shnayder I.V. Clustering algorithms in express-analysis of seismic data. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2019. No. 6. P. 27–44. (In Russ.). <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-06-0-27-44>
2. Voytekhovsky Yu.L. Cluster analysis in geology: metrics and measures. *Vestnik of Institute of Geology of Komi Science Center of Ural Branch RAS*. 2019. No. 5(293). P. 46–47. (In Russ.). <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2019-5-46-47>
3. Dvoeryadkina N.N., Chalkina N.A. Cluster analysis as a tool for processing geological data. *Vestnik Amurskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Estestvennye i ekonomicheskie nauki*. 2010. No. 49. P. 22–29. (In Russ.).
4. Zoback M.D. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
5. Li Y., Wang Q., Chen J. et al. K-means algorithm based on particle swarm optimization for the identification of rock discontinuity sets. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2014. Vol. 48, No. 1. P. 375–385. <https://doi.org/10.1007/s00603-014-0569-x>
6. Xu Y., Wu J., Zhao G. et al. II-LA-KM: Improved initialization of a learning augmented clustering algorithm for effective rock discontinuity grouping. *Mathematics*. 2024. Vol. 12, No. 20. P. 3195. <https://doi.org/10.3390/math12203195>
7. Cui X., Yan E. A clustering algorithm based on differential evolution for the identification of rock discontinuity sets. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2020. Vol. 126. P. 104181. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.104181>
8. Ye F., Chen C.-Y. Alternative KPSO-clustering algorithm. *Tamkang Journal of Science and Engineering*. 2005. Vol. 8, No. 2. P. 165–174. <https://doi.org/10.6180/jase.2005.8.2.09>
9. Shanley R.J., Mahtab M.A. Delineation and analysis of clusters in orientation data. *Journal of the International Association for Mathematical Geology*. 1976. Vol. 8, No. 1. P. 9–23. <https://doi.org/10.1007/BF01039681>
10. Degterev A.Yu. The hypothesis of stationarity in geostatistics and its influence on the reliability of the created models. In: *Geomodel 2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157092>
11. Degterev A., Topchii M., Bondarev A. Improvement possibilities for the open geological model of the Groningen field. In: *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and*

Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 24–26 January 2023. Paper SPE-212591-MS.
<https://doi.org/10.2118/212591-MS>

12. Jimenez-Rodriguez R., Sitar N. A spectral method for clustering of rock discontinuity sets. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2006. Vol. 43, No. 7. P. 1052–1061. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.02.003>

13. Li C., Zhou J., Du K., Tao M. Enhanced discontinuity characterization in hard rock pillars using point cloud completion and DBSCAN clustering. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2025. Vol. 186. P. 106005. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2024.106005>

14. Williams M.V., Kuzyakov O.N. Application of Getis-Ord Gi* and DBSCAN method when prospecting for mineral resources. *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*. 2025. No. 1(168). P. 35–41. (In Russ.).

15. Savenkov P.A. Comparison of clustering methods DBSCAN and modified WrapDBSCAN to find abnormal user movements in the mobile UBA system. *Modeling, Optimization and Information Technology*. 2021. Vol. 9, No. 4(35). P. 21. (In Russ.). <https://doi.org/10.26102/2310-6018/2021.35.4.007>

Information about the authors

Aleksandr V. Bondarev – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Technical Support Geologist, Integrated Developments for Modeling LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-8221-1052>; e-mail: jcomtess@yandex.ru

Kirill O. Rovner – Ninth Category Leading Developer, Integrated Developments for Modeling LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7179-8417>; e-mail: rovner1999@gmail.com

Liana I. Bondareva – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>; e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Received 9 October 2025

Accepted 25 November 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98

EDN: ERMCNZ

Опыт выделения зон нефтегазонакопления в пермских отложениях на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий

Р.О. Кузнецов , Е.В. Скоробогатова, Е.В. Федорова, И.В. Жилина

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

Аннотация. Актуальность. Обоснована необходимость совершенствования методических приемов прогноза нефтегазоносности отложений акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий, а также дальнейшим изучением геологического строения Арктической зоны РФ. Цель работы. Выделение мегазоны нефтегазонакопления в кровле пермского мегакомплекса на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных сухопутных территорий на основе анализа структурно-тектонических и литологических особенностей осадочного чехла и результатов моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. Материалы и методы. Использованы результаты региональных и локальных исследований разных лет, материалы геофизических исследований скважин, информация по сейсмическим профилям МОВ ОГТ 2D, геолого-геофизические базы данных. Применялись методы математического моделирования осадочных бассейнов, технологии искусственного интеллекта и оригинальный методический прием, предложенный авторами. Результаты. Проанализированы геологическое строение и модель миграции углеводородов в южной части акватории моря Лаптевых и сопредельных территориях в пределах пермского комплекса Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления. На основе анализа структурной и тектонической карт, моделирования Усть-Оленекской скважины № 2370 с использованием технологии искусственного интеллекта выделены пять зон нефтегазонакопления. Анализ показал невысокие перспективы обнаружения нефти на большей части акватории. Выводы. На основании текущего уровня изученности сделан вывод о необходимости приоритетного изучения региона с использованием геологоразведки с технологиями искусственного интеллекта для поиска зон нефтегазонакопления и месторождений углеводородов.

Ключевые слова: море Лаптевых, геологическое строение, осадочные бассейны, палеозойские отложения, пермские отложения, осадочный чехол, мегазоны нефтегазонакопления углеводородов, зоны нефтегазонакопления углеводородов, нефть, газ, прогноз нефтегазоносности, технологии искусственного интеллекта

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

 Кузнецов Роман Олегович, kuznetsov@ipng.ru

© Кузнецов Р.О., Скоробогатова Е.В., Федорова Е.В., Жилина И.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы выражают благодарность д-ру геол.-минерал. наук В.Л. Шустеру за методическую помощь, ценные советы и поддержку; члену-корреспонденту РАН, д-ру геол.-минерал. наук В.А. Конторовичу, д-рам геол.-минерал. наук В.А. Скоробогатову и А.Д. Дзюбло за ценные советы.

Для цитирования: Кузнецов Р.О., Скоробогатова Е.В., Федорова Е.В., Жилина И.В. Опыт выделения зон нефтегазонакопления в пермских отложениях на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 535–552. EDN: ERMCNZ

Введение

В настоящее время широко внедряются технологии искусственного интеллекта (ИИ) в различных отраслях экономики, в том числе в области нефтегазовых геологоразведочных работ. Компаниями-лидерами в этой работе являются ПАО «Газпромнефть» и ПАО «Роснефть».

Основываясь на историко-генетическом подходе, как методологической основе, можно наметить следующие этапы развития ИИ: механический (основанный на механизмах и механическом решении задач), аналитический (написание алгоритмов, анализирующих данные для получения результата) и генерирующий (нейросеть, машинное обучение, большие языковые модели и др.). В этом исследовании возможности ИИ-технологий использовались на «рутинном» этапе поиска и первичного обобщения работ по акватории моря Лаптевых и близрасположенных сухопутных территорий.

Актуальность исследования обоснована необходимостью совершенствования методических приемов прогноза нефтегазоносности отложений акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий, дальнейшим изучением геологического строения Арктической зоны РФ, уточнением направлений геолого-разведочных работ, которые были начаты еще в 30–40-х годах прошлого века, и только в 2017 г. привели к открытию и постановке на государственный учет Центрально-Ольгинского крупного нефтяного месторождения.

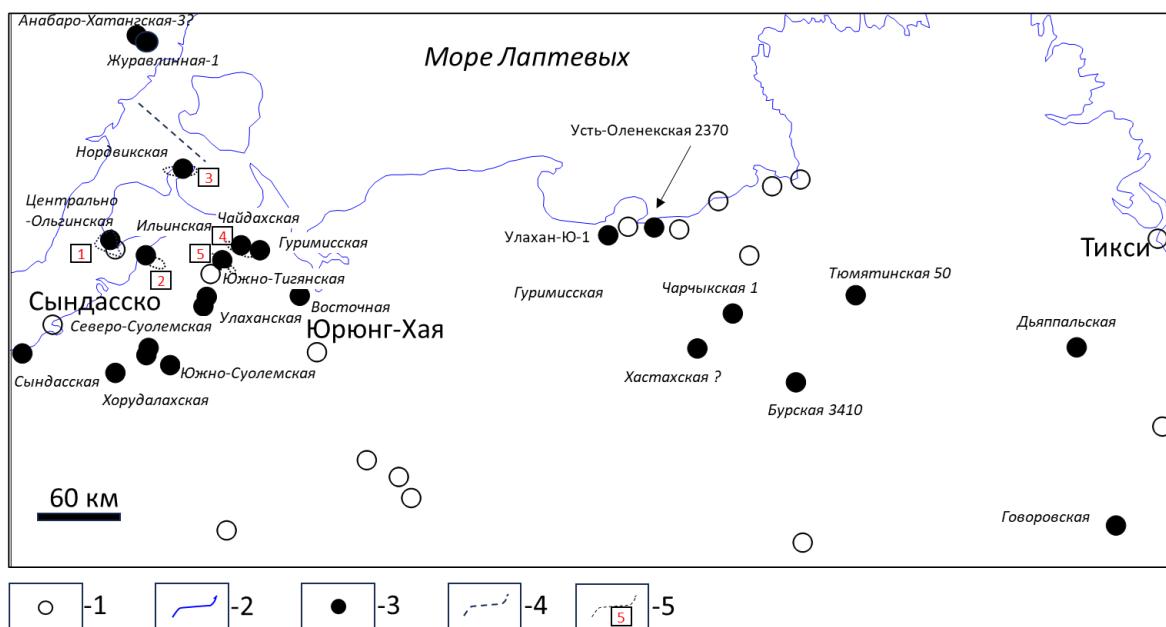
Цель работы – выделить мегазону нефтегазонакопления в кровле пермского мегакомплекса на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных сухопутных территорий на основе анализа структурно-тектонических и литологических особенностей осадочного чехла и результатов моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем.

Исследуемая территория относится к Красноярскому краю и Республике Саха (Якутия). В соответствии с используемым в РФ нефтегазогеологическим районированием исследуемый район работ расположен в пределах Новосибирской нефтегазоносной области (НГО) Новосибирско-Чукотской потенциальной нефтегазоносной провинции (ПНГП), Лаптевской самостоятельной потенциальной НГП (СП НГО), Анабаро-Хатангской НГО, Лено-Анабарской НГО. На 01.01.2025 в акватории моря Лаптевых и сопредельных территориях обнаружено пять месторождений (скоплений) углеводородов (УВ) и нефтепроявления в осадочном чехле в Анабаро-Хатангской НГО, а также проявления битумов к югу от исследуемой территории и газопроявления в морской части моря Лаптевых (Лаптевская СП НГО) и Лено-Анабарской НГО. Геологоразведочные работы начаты в тридцатых годах прошлого века, географическое исследование территории связано с именами двоюродных братьев Лаптевых, Харитона и Дмитрия, в честь которых названо море, а позже – с исследователями П.Ф. Анжу, Э.В. Толлем и др.

В трудах выдающихся ученых И.С. Грамберга, М.Л. Вербы, Г.П. Аветисова, А.В. Виноградова, Л.А. Дараган-Сущовой, С.С. Драчева, А.Н. Дмитриевского, А.Д. Дзюбло, В.И. Богоявлена, Б.И. Кима, Ф.Д. Лазарева, Д.В. Лазуркина, Г.Г. Матишова, А.Л. Пискарева, Ю.Е. Погребицкого, В.А. Поселова, О.И. Супруненко, А.Э. Конторовича, В.А. Каширцева, В.А. Конторовича, В.Д. Каминского, В.Ю. Керимова, М.К. Калинко, Г.Н. Карцевой, Б.В. Сенина, Н.А. Малышева, А.П. Симонова, В.К. Старостина, В.С. Старосельцева, А.Ю. Юнова, В.Е. Хаина, Э.В. Шипилова, С.И. Шкарубо и других представлена комплексная и детализированная характеристика геологического строения, тектонической эволюции и нефтегазового потенциала моря Лаптевых. Согласно текущим представлениям о данном регионе выделены приведенные выше элементы нефтегазогеологического районирования тер-

ритории. Плотность начальных геологических ресурсов УВ меньше, чем в южной части, например, Красноярского края, а плотность начальных геологических ресурсов сухопутной части сопредельных с морем Лаптевых участков выше, чем морской. На данной территории она может существенно превышать 3 тыс. т условного топлива на 1 км².

Объект исследования – пермско-нижнетриасовые отложения, расположенные в районе побережья моря Лаптевых и его мелководно-морской части (рис. 1). Предмет исследования – комплекс структурно-тектонических, литологических и геохимических характеристик осадочного чехла, определяющих формирование и развитие углеводородных систем, в том числе формирование мегазоны нефтегазонакопления в кровле пермских отложений на территории акватории моря Лаптевых и сопредельных сухопутных областей.



Условные обозначения: 1 – населенные пункты, 2 – береговая линия, 3 – скважины, 4 – расположение линии сейсмопрофиля № 2400804, 5 – месторождения (скопления) углеводородов: 1 – Центрально-Ольгинское, 2 – Ильинско-Кожевниковское, 3 – Нордвикское, 4 – Чайдахское, 5 – Южно-Тигянское

Рис. 1. Схема района исследования

Fig. 1. Schematic of the study area

Материалы и методика исследования

Использованы результаты региональных и локальных исследований разных лет, материалы геофизических исследований скважин, информация по сейсмическим профилям МОВ ОГТ 2D, геолого-геофизические базы данных.

Методические приемы уточнения геолого-геофизических параметров оценки перспектив нефтегазоносности с использованием ИИ внедряются в различных направлениях геологоразведочного процесса: в обработке и интерпретации сейсмических данных, прогнозировании литологии, фаций и петрофизических данных на основе кернового материала и геофизических исследований скважин, интеграции разнотипных геолого-геофизических данных, структурных построениях и выделении разломов, создании цифровых двойников месторождений, систем обработки фондовых и опубликованных материалов и т. д.

Следует подчеркнуть, что применение алгоритмов машинного обучения в условиях ограниченности фактических данных по арктическим акваториям позволяет восполнить дефицит информации за счет интеграции разнородных источников. Например, сопоставление петрофизических характеристик керна с сейсмическими атрибутами и геохимическими показателями в рамках единой модели дает возможность выявлять корреляции, которые не очевидны при традиционном анализе. В перспективе это открывает путь к созданию «динамических цифровых двойников» арктических осадочных бассейнов, которые способны не только отражать текущее состояние геологической

системы, но и моделировать сценарии ее эволюции при изменении термобарических условий.

Научно-методической основой уточнения геолого-геофизических параметров оценки перспектив нефтегазоносности с использованием ИИ является эффективная система прогнозирования «суша–акватория», несмотря на существующие ограничения в изучении углеводородного потенциала арктических акваторий, что возможно при условии комплексного подхода к исследованию каждой арктической территории с учетом ее уникальных особенностей [1].

Для определения мегазон нефтегазонакопления был использован уточненный нами методический прием, применяемый при анализе геолого-геофизических параметров для оценки перспектив нефтегазоносности с использованием ИИ:

1. Формирование базы геолого-геофизической информации с применением ИИ-технологий на основе совместного семантического ИИ-экспертного подхода к поиску, обработке информации и корректировке машинных выводов (36 публикаций);

2. Агрегация данных пробуренных поисковых скважин и более детальное изучение скважины Усть-Оленекская № 2370; выполнение структурных построений по кровле пермского структурного яруса в южной части моря Лаптевых на основе работ [2, 3];

3. Формирование базы данных и выполнение моделирования генерационно-аккумуляционных УВ систем по скважине Усть-Оленекская № 2370 (сухопутная часть);

4. Определение пермской Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления на основе структурных построений, анализа тектонического строения и литологических особенностей осадочного чехла, а также анализ потоков УВ в мегарезервуаре на примере пермского мегакомплекса с учетом работы [4] и Методического руководства¹.

5. Прогноз нефтегазоносности в пределах Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления на примере верхней части палеозойских (пермских) и низов нижнетриасовых отложений.

Результаты и обсуждение

Геологическое строение района исследования

Литолого-стратиграфическое строение. Палеозойская часть осадочного чехла представлена терригенно-карбонатными породами. Перерывы в осадконакоплении связаны с поздним кембрием и поздним силуром, а также ранним карбоном. С кембрия по силур формировались преимущественно терригенно-карбонатные породы с отдельными прослойями ордовикских вулканогенных пород. С конца раннего карбона (?) преимущественно накапливались терригенные породы, представленные песчано-алевролитовыми отложениями с прослойями аргиллитов, которые на рубеже перми и триаса «дополнялись» интрузивно-эффузивными породами, преимущественно сформированными в кунгурско-индское время. В отложениях перми в пределах Нордвикского нефтяного поля [5] выделены четыре свиты – тустанская (от 910 м), нижнекожевниковская (239–496 м), верхнекожевниковская (334–567 м) и мисайлапская (70–182 м), в которых встречены нефтепроявления и залежи нефти. Подстилаются палеозойские породы докембрийскими образованиями, а перекрываются мезозойскими отложениями, представленными песчано-алевролитовыми глинистыми породами. Такие разрезы в сокращенном виде представлены в обнажениях в пределах Восточного Таймыра, дельты реки Лены, а также острова Котельный с вариациями по возрасту вулканогенных толщ. Кроме того, в разрезах и обнажениях присутствуют девонские соли, вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы [6].

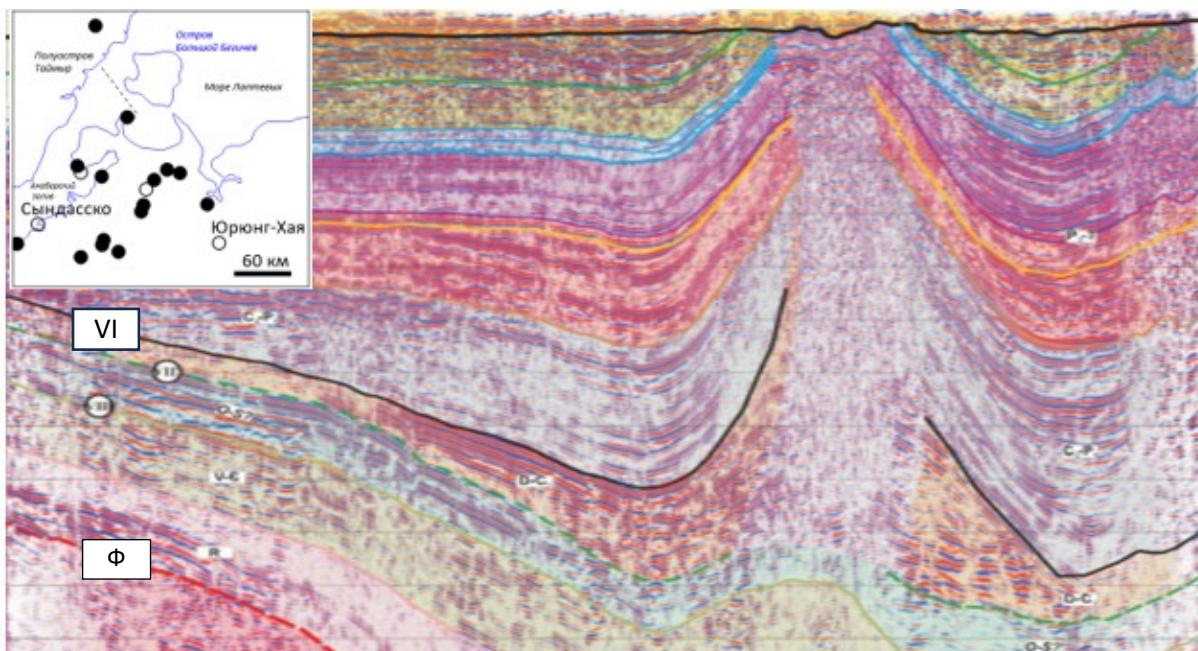
Тектоническое строение. Разломная тектоника в данном регионе контролируется системами крупных разломов: разломы Оленекской складчатой зоны, Северного трансформного разлома, Лазаревской и Предновосибирской системой разломов, которые в свою очередь осложнены сетью более мелких разрывных нарушений, часть из которых была реактивирована в постмеловое время. В северо-западной части эволюция разломной тектоники происходила под существенным влиянием структур открывающегося Евразийского океанического бассейна и разрывных нарушений Таймырской складчатой области.

Глубины залегания фундамента восточнее системы Хребет Гаккеля – Лазаревская система разломов составляют менее 3000 м, а западнее на большей части превышают 6000 м. В южной части моря Лаптевых и сопредельных территориях возраст фундамента – более древний (архей–протерозой?), чем в северной. Его можно установить на основе интерпретации данных скважин Лено-Анабарского прогиба, и южнее – при анализе пород в выходах их к дневной поверхности в районе Анабарского щита.

¹ Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Методическое руководство / Сост. А.М. Хитров, П.Т. Савинкин, В.Д. Ильин. М.: ВНИГНИ, 2002. 63 с.

Глубина залегания фундамента достигает 16 км [3, 6, 7]. Сейсмогеологический

профиль, пересекающий восточную часть Сопочного мезовала, представлен на рис. 2 [7].



Условные обозначения: Φ – сейсмический горизонт близ подошвы осадочного чехла (красный пунктир), VI – сейсмический горизонт близ подошвы перми (черным)

Рис. 2. Сейсмический профиль № 2400804 через структуры Сопочного мезовала Сопочно-Береговой зоны нефтегазонакопления

Fig. 2. Seismic profile No. 2400804 through the structures of the Sopochnoy mesowell of the Sopochno-Beregovaya oil and gas accumulation zone

Источник: [7]

Source: [7]

Сейсмический профиль проходит с северо-запада в юго-восточном направлении. Качество сейсмического материала хорошее. Акустический фундамент, находящийся ниже горизонта Φ , расположен на глубинах 4300–5700 мс. В юго-восточной части профиля выделяется область, связанная с потерей выдержаных сейсмических отражений, которая соответствует деформациям, связанным с формированием из раннесреднедевонских солей диапира. «Двойное» время пробега сейсмической волны до кровли пермского комплекса (см. рис. 2, вертикальное направление)

изменяется от 1650 мс до не более 2100 мс.

В эволюции исследуемого региона можно выделить две основных стадии. Дорифтовая связана с эволюцией региона до раннемелового (К1) времени и рифтовая – с формированием Лаптевского осадочного бассейна (К1?-К2). Дорифтовая стадия связана с развитием исследуемой территории с эволюцией Усть-Ленского рифта, а Лазаревская система разломов, расположенная вдоль восточного борта, рассматривается как поверхность детачмента.

В триасовое время произошел всплеск магматической активности, которая привела к усложнению геологического строения исследуемой территории через внедрение магматических тел и формирование вулканогенных и вулканогенно-осадочных толщ^{2,3} [6, 8].

Рифтовая стадия связана с эволюцией морской части моря Лаптевых начиная с раннего мела. На сейсмических профилях выделяется акустический фундамент (раннемеловое эрозионное событие), а также серия сейсмических отражений, соответствующая чередованию морских, прибрежно-морских (в верхней части разреза) и континентальных (преимущественно в нижней части) песчаников, алевролитов и аргиллитов [9].

На основе данных бурения скважины Усть-Оленекская № 2370 (сухопутная часть), геолого-геофизической и геохимической информации выполнено одномерное моделирование динамики погружения отложений. Результаты моделирования генерационно-аккумуляционных систем скважины Усть-Оленекская № 2370 (сухопутная часть) представлены на рис. 3.

С учетом тенденции применения ИИ-технологий, в том числе для геологоразведочных работ, рассмотрим два существенно отличающихся друг от друга дерева решений в «роще» решений при исследовании проблемы в рамках методических приемов уточнения геолого-геофизических параметров оценки перспектив нефтегазоносности.

В первом эксперименте (дереве решений) органическое вещество, содержащееся в отложениях венда, достигло подстадии МК₁¹ около 247 млн лет назад (?), а в кровле – 222 млн лет назад (см. рис. 3). В главную зону нефтеобразования органическое вещество венда погрузилось 193–40 млн лет назад, находясь до этого в фазах созревания потенциально нефтематеринских пород и нарастания процессов нефтегазообразования. Органическое вещество в «низах» ордовика достигло стадии МК₁¹ около 220 млн лет назад, а в верхней части – 184 млн лет назад. Отложения близ кровли силура достигли подстадии МК₁¹ – 124 млн лет назад, а главной зоны нефтеобразования – только в «низах», и в этом случае отложения не вошли в главную зону нефтеобразования полностью. Породы тустанской свиты приблизились к главной зоне нефтеобразования, прошли фазу созревания потенциально нефтематеринских пород и находятся в фазе нарастания процессов нефтегазообразования (около 40 млн лет назад). Вышележащие отложения нижнекожевниковской свиты, учитывая сложную геологическую историю региона, в большей части своего разреза не достигли главной зоны нефтегазонакопления, а в соседних впадинах отложения, возможно, достигли главной зоны нефтеобразования.

² Проскурин В.Ф., Шкарубо С.И., Заварзина Г.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист С-50 – Усть-Оленек. Объяснительная записка СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2017. 264 с.+6 вкл.

³ Супруненко О.И., Косько М.К., Аветисов Г.П. и др. Создать современную геолого-геофизическую основу прогнозирования углеводородного потенциала и планирования ГРР для восточного сектора Арктического шельфа и сопредельных глубоководных зон СЛО на основе результатов ГРР 2004–2012 гг.: Отчет Росгеолфонда. СПб., 2014.

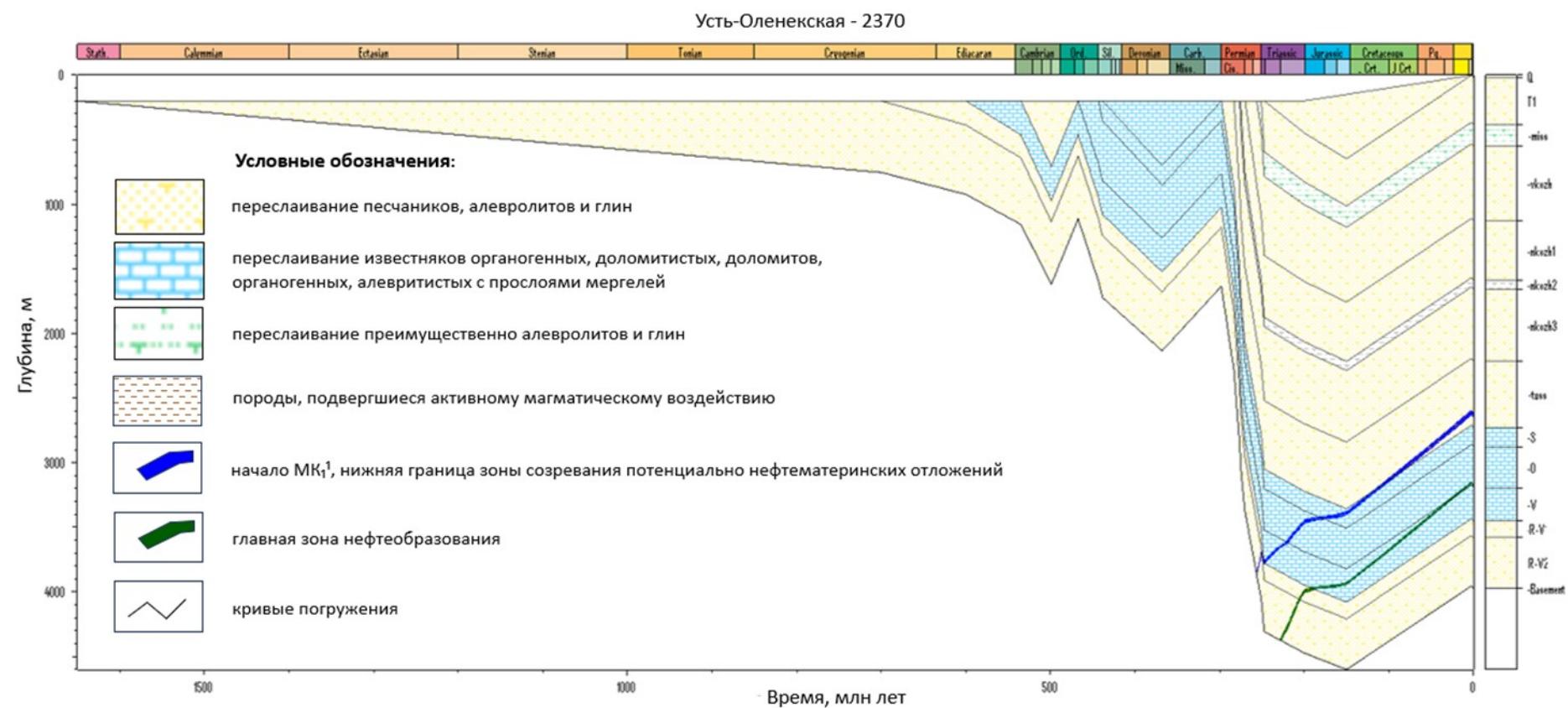


Рис. 3. Динамика погружения в главную зону нефтеобразования рифейско-палеозойских отложений на примере скв. Усть-Оленекская, № 2370
Fig. 3. Dynamics of subsidence in the main oil generation zone of Riphean–Paleozoic deposits, using the Ust-Oleneskaya well No. 2370 as an example

Кроме того, необходимо учитывать, что современная плотность теплового потока может быть выше, чем более ранняя, например, за счет современной сейсмоактивности региона, что может привести к более раннему вхождению в главную зону нефтеобразования и вовлечению большего объема органического вещества осадочных пород в процессы генерации УВ. Это было получено во втором эксперименте (второе дерево решений) с более жесткими термобарическими условиями. Органическое вещество, содержащееся в отложениях венда, достигло подстадии МК₁¹ около 368 млн лет назад (?), а в кровле – 279 млн лет назад. Отложения венда, ордовика и силура достигли главной зоны нефтеобразования в период 276–266 млн лет назад. Органическое вещество в кровле тустанской свиты достигло главной зоны нефтеобразования 254 млн лет назад, а кровля нижнекожевниковской свиты – 220 млн лет назад. В этом случае главной зоны газообразования отложения венда–силура достигли 259–214 млн лет назад (кровля ордовика – 236 млн лет назад, кровля силура – 214 млн лет назад). Органическое вещество близ кровли рифей–вендских отложений достигло зоны образования преимущественно сухого газа 244 млн лет назад, а отложения венда – около 210 млн лет назад. Отложения ордовика только в нижней части достигли зоны образования преимущественно сухого газа.

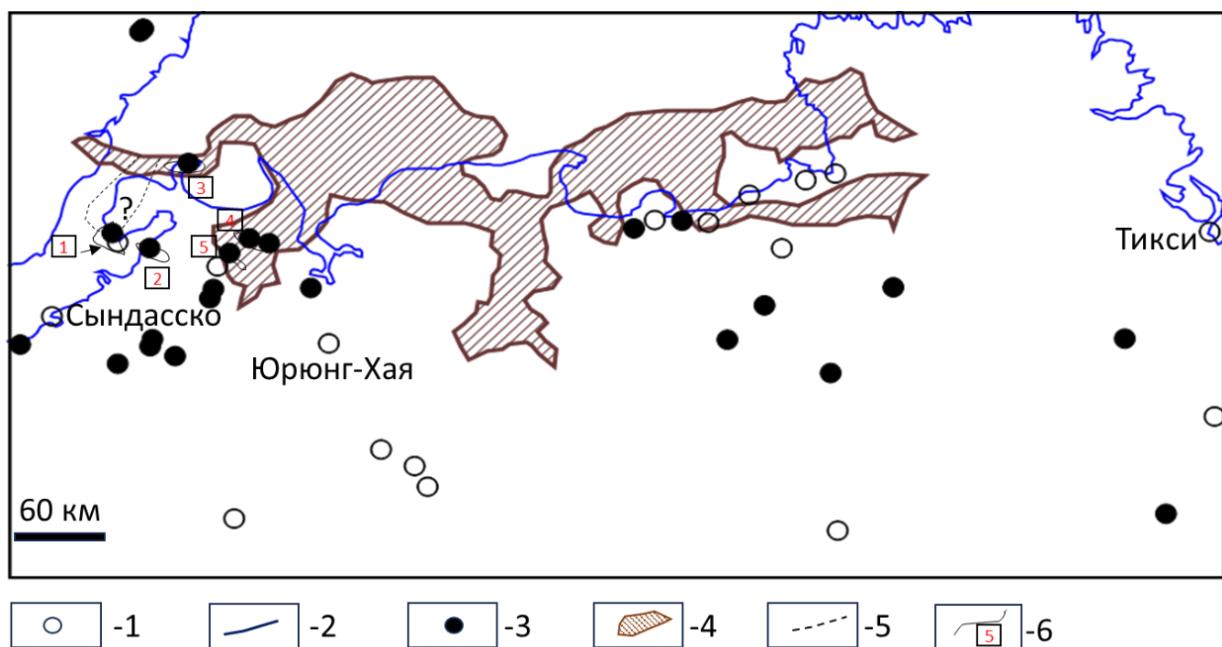
Мегазоны нефтегазонакопления и современные потоки миграции УВ на примере кровли пермского мегакомплекса

Для исследования была выбрана тектоническая карта, приуроченная к кровле пермского яруса, представленная в работах [2, 3]. В южной части территории исследования выявленные месторождения

приурочены к пермским и нижнетриасовым породам. Поэтому в качестве основной поверхности может быть выбран горизонт вблизи кровли пермских отложений, который будет отражать современное строение пермских и триасовых отложений. На основе анализа тектонического строения и структурной карты была намечена область нефтегазонакопления, соединяющая структуры сухопутной и акваториальной частей моря Лаптевых.

Сопочно-Береговая мегазона нефтегазонакопления. В данной работе, чтобы обеспечить более достоверный прогноз нефтегазоносности в зоне перехода «суша–море», рассматривается Береговая гряда, Сопочный мезовал и две седловины – Восточная и Западная, расположенные южнее.

Совместный анализ структурной и тектонической карт кровли пермского структурного яруса показывает, что возможно наметить седловину (где расположено Центрально-Ольгинское месторождение) западнее Западной седловины, но особенности структурно-тектонической эволюции данного региона, глубины залегания кровли пермского комплекса не позволяют ее выделить уверенно. В случае ее выделения современная площадь мегазоны нефтегазонакопления может увеличиться приблизительно на 7,5% (2700 км²) относительно первоначальной. Тогда общая площадь мегазоны нефтегазонакопления, выделенная на основе данных геологического строения по поверхности вблизи кровли пермского комплекса, может составить 39000 км². Береговая часть мегазоны нефтегазонакопления расположена к югу от Южно-Лаптевской синеклизы. С юга она ограничена северо-восточной частью Енисей–Хатангского регионального прогиба и Лено–Анабарской синеклизы, которые разделены двумя седловинами (рис. 4).



Условные обозначения: 1 – населенные пункты, 2 – береговая линия, 3 – скважины, 4 – граница Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления, 5 – возможное продолжение Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления; 6 – месторождения (скопления) углеводородов: 1 – Центрально-Ольгинское, 2 – Ильинско-Кожевниковское, 3 – Нордвикское, 4 – Чайдахское, 5 – Южно-Тигянское

Рис. 4. Сопочно-Береговая мегазона нефтегазонакопления вблизи кровли пермского структурного яруса

Fig. 4. Sopochno-Beregovaya oil and gas accumulation megazone at the top of the Permian structural stage

Источник: на основе [2, 3]

Source: based on [2, 3]

Она имеет сложную, вытянутую в широтном направлении форму. Эта часть мегазоны нефтегазонакопления соответствует крупной надпорядковой полузамкнутой положительной структуре. Она ограничена изолинией -800 м и имеет площадь более 29000 км 2 . Структура ограничена в восточной части Верхоянской складчатой областью. Береговая часть мегазоны нефтегазонакопления отделена от Сопочной, которая расположена к западу и переходит в Восточно-Таймырскую моноклину.

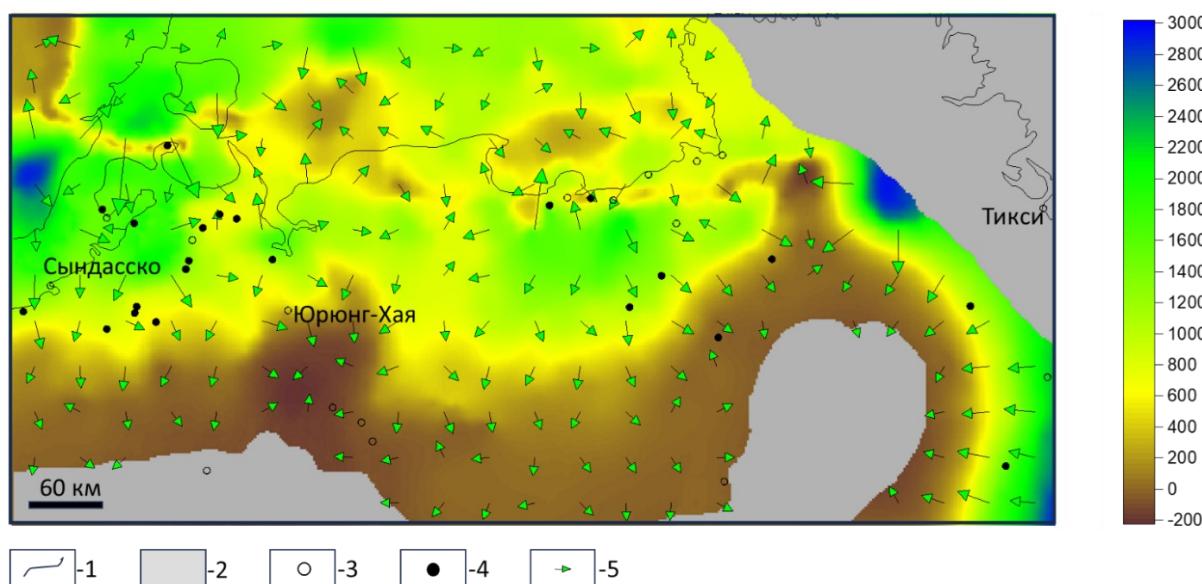
Береговая часть мегазоны нефтегазонакопления может быть продлена в западном направлении в сторону Сопочного мезовала, где на структуру кровли пермского мега-комплекса повлияли внедрившиеся соляные

купола. В кровле пермских отложений Сопочный мезовал ограничен также изогипсой -800 м. Эта структура отделяет Южно-Лаптевскую синеклизу (в юго-восточной части – Бегичевскую мегавпадину) от структур Енисей-Хатангского регионального прогиба. Площадь положительной структуры второго порядка составляет 1585 км 2 . В южной части исследуемой территории (суша) расположены две сложнопостроенные мезоседловины, а большая часть границ этих структур расположена на абсолютных отметках 700 – 900 м. Они имеют амебообразную форму и осложнены структурами более высокого порядка. Площадь Западной мезоседловины составляет 2728 км 2 , а восточной – 2182 км 2 .

Береговая часть мегазоны нефтегазонакопления, где расположен Западно-Пограничный мезовал, может быть объединена со структурами Туора-Хайского (Усть-Оленекского) мегавыступа. Площадь мегавыступа составляет 1400 км², а ограничен он изолинией –650 м и имеет амплитуду более 620 м. Таким образом, общая площадь Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления превысит 36200 км² (36245 км²). На исследуемой территории

выделяются 22 структуры третьего порядка, которые отнесены к зонам нефтегазонакопления, включая потенциальные и перспективные, в том числе пять в пределах Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления.

Для анализа современных направлений миграции УВ была построена карта-схема основных современных направлений миграции УВ в мегарезервуаре на примере пермского мегакомплекса (рис. 5).



Условные обозначения: 1 – береговая линия, 2 – населенные пункты, 3 – область отсутствия пермских отложений, 4 – скважины, 5 – направления миграции УВ, цветом – шкала абсолютных отметок (–) поверхности вблизи кровли пермского мегакомплекса

Рис. 5. Карта-схема направлений миграции УВ в мегарезервуаре на примере пермского мегакомплекса

Fig. 5. Schematic map of directions of hydrocarbon migration in a megareservoir using the example of the Permian megacomplex

Источник: на основе [2, 3]
Source: based on [2, 3]

Анализ карты, представленной на рис. 5, показывает, что до настоящего времени основные направления миграции УВ были с юга на север и с севера на юг для Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления, а также в южном направлении в сторону Алданского щита. Интенсивность процессов миграции УВ была

максимальной в северо-западной части территории исследования (район Сопочного мезовала и северо-восточных структур Енисей-Хатангского прогиба – с севера на юг), в районе Западно-Пограничного мегавала и структур Предверхоянского прогиба – в юго-восточном и западном направлениях.

Дополнительно следует отметить, что формирование направлений миграции УВ в пределах Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления во многом контролировалось как региональными глубинными разломами, так и системой соляных диапиров, играющих роль локальных экранов. С учетом данных последних мультиклиентских сейсмосъемок [9], можно предположить наличие сложной пространственной конфигурации потоков УВ, где вертикальные миграционные каналы сочетались с латеральными, ориентированными по линии мезоседловин. Такое строение способствует формированию стратиграфически и тектонически экранированных ловушек, перспективных прежде всего для газовых залежей.

Особое значение имеет динамика современных тектонических процессов. Открытие Евразийского океанического бассейна и продолжающаяся активность хребта Гаккеля, сопровождающаяся повышенными значениями теплового потока [10], формируют условия для вторичной миграции УВ в сторону южного борта Лаптевского бассейна. Это позволяет рассматривать выявленные структуры не только как реликтовые элементы генерационно-аккумуляционных УВ систем, например, пермско-триасового возраста, но и как современные зоны аккумуляции, которые могут демонстрировать повышенный потенциал.

Сравнение Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления с аналогичными структурами других арктических бассейнов, прежде всего Карского и Баренцева морей [11–13] и сопредельных сухопутных территорий, показывает наличие общих черт в строении генерационно-аккумуляционных УВ систем.

Они выражены в схожести:

- типов коллекторов, флюидоупоров и нефтематеринских пород позднепалеозойско-кайнозойской тектонической активности, определяющей развитие осадочных бассейнов и формирование условий для генерации и аккумуляции УВ;
- генерационных характеристик пермско-меловых нефтематеринских пород в Западной Арктике РФ и сопредельных территориях, где палеозойские свиты играют важную роль в формировании генерационно-аккумуляционных УВ систем и мезозойские отложения (особенно юрско-меловые) являются существенным источником УВ;
- влияния разрывных нарушений на процессы миграции и аккумуляции нефти и газа.

Однако для моря Лаптевых характерно сочетание более высокой сейсмоактивности [14] и значительного влияния неоген-четвертичного рифтогенеза [15], что приводит к актуализации процессов генерации и миграции УВ. Это обстоятельство позволяет рассматривать Сопочно-Береговую мегазону нефтегазонакопления как уникальный объект, отличающийся большей степенью тектонической нестабильности по сравнению с регионами Карского и Баренцева морей, но потенциально перспективный для формирования залежей УВ.

Заключение

1. На основе синтеза данных современного структурного плана и тектонической карты вблизи кровли пермского комплекса выделена Сопочно-Береговая мегазона нефтегазонакопления, приуроченная к кровле пермских отложений и расположенная в акватории моря Лаптевых и сопредельной сухопутной части.

2. Анализ строения генерационно-аккумуляционных УВ систем с применением ИИ, дополненный изучением прослеживаемости сейсмических горизонтов и разрывных нарушений в осадочном чехле, тектонических событий по консолидации фундамента и современных процессов в Евразийском океаническом бассейне, современной сейсмической активности акватории моря Лаптевых, а также ранее проведенные мультиклиентские сейсмо-съемки могут свидетельствовать, что ресурсы нефти P95/P90 и P50 будут незначительными в северной части моря Лаптевых.

3. Современное распределение открытых залежей УВ и нефтегазопроявлений в литолого-стратиграфических комплексах осадочного чехла исследуемой территории показывает, что пермские терригенные отложения в южной части моря Лаптевых

и прилегающей суши обладают большими перспективами для обнаружения месторождений нефти и газа, чем вышележащие юрско-кайнозойские породы. Анализ карты распределения современных направлений потоков УВ позволяет выделить районы Западно-Пограничного мегавала и сопредельных структур, а также территории западнее Западной седловины как более перспективные.

4. Акватория моря Лаптевых и сопредельные территории, по нашему мнению, должны быть изучены в первую очередь с применением технологий искусственного интеллекта (ИИ-геологоразведка), с максимальным использованием результатов проведенных ранее геологогеофизических исследований для обоснования дальнейших геологоразведочных работ в регионе.

Вклад авторов

Р.О. Кузнецов – концептуализация, администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Е.В. Скоробогатова – администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи, проведение исследования.

Е.В. Федорова – администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи.

И.В. Жилина – концептуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Шустер В.Л Проблемы обоснования эффективного прогноза и поисков крупных нефтегазовых скоплений на российском арктическом шельфе // Научный журнал Российского газового общества. 2025. № 1(47). С. 6–9. EDN: EJXGLG
2. Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю. и др. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1153–1171. <https://doi.org/10.15372/GiG2021122>

3. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1253–1274. EDN: RAPINV
4. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. О рисках геологоразведочных работ на приразломные залежи УВ // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2023. № 4(220). С. 20–32. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4\(220\)-20-32](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4(220)-20-32)
5. Каширов В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. 160 с.
6. Дзюбло А.Д., Грушевская О.В., Обухов А.Н., Макарова А.Ю. Структурно-формационное районирование шельфа моря Лаптевых (Восточная Арктика) // Геотектоника. 2022. № 4. С. 56–75. <https://doi.org/10.31857/S0016853X2204004X>
7. Старосельцев В.С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2012. № 3. С. 32–37. EDN: PDBYSX
8. Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника. 2000. № 6. С. 43–58. EDN: DUJMXF
9. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview // Petroleum Geology Conference Series. 2010. Vol. 7. P. 591–619. <https://doi.org/10.1144/0070591>
10. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. и др. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. 2016. № 2. С. 23–42. <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
11. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М. и др. Модели геологического строения, сейсмостратиграфия и тектоника осадочных бассейнов Карского моря // Бурение и нефть. 2023. № 12. С. 3–15. EDN: EJQEHT
12. Суслова А.А., Ступакова А.В., Коротков С.Б. и др. Нефтегазоносные бассейны шельфа России // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 1(97). С. 52–64. EDN: KJQFKN
13. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень: МНП «ГЕОДАТА», 2020. 464 с.
14. Крылов А.А., Лобковский Л.И., Рукавишникова Д.Д. и др. Новые данные о сейсмотектонике моря Лаптевых по наблюдениям донных сейсмостанций // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2022. Т. 507, № 1. С. 98–103. <https://doi.org/10.31857/S2686739722601582>
15. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Данилкин С.М. и др. Первые результаты стратиграфического бурения на северо-востоке моря Лаптевых // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2024. Т. 515, № 1. С. 26–35. <https://doi.org/10.31857/S2686739724030048>

Информация об авторах

Роман Олегович Кузнецов – канд. геол.-минерал. наук, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7514-2121, <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: kuznetsovroipng@gmail.com

Екатерина Викторовна Скоробогатова – инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 6513-3379, <https://orcid.org/0000-0003-4796-3085>; e-mail: skorobogatova.995@gmail.com

Екатерина Витальевна Федорова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 1049-1708, <https://orcid.org/0009-0002-7342-3728>; e-mail: fedorovakatt97@gmail.com

Инна Вячеславовна Жилина – канд. геол.-минерал. наук, заведующая лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5395-8135, <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: 89163573819@mail.ru

Поступила в редакцию 29.09.2025

Принята к публикации 22.11.2025

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

Original article

Experience in identifying oil and gas accumulation zones in Permian deposits using the example of the Laptev Sea and adjacent territories

Roman O. Kuznetsov , Ekaterina V. Skorobogatova, Ekaterina V. Fedorova, Inna V. Zhilina

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

Abstract. *Background.* The article is substantiated by the need to improve the methodological approaches to forecasting the oil and gas potential of sediments in the Laptev Sea and adjacent territories, as well as by further study of the geological structure of the Arctic zone of the Russian Federation. *Objective.* Identification of an oil and gas accumulation megazone in the roof of the Permian megacomplex using the Laptev Sea and adjacent land territories as an example, based on the analysis of structural, tectonic and lithological features of the sedimentary cover and the results of modeling hydrocarbon generation and accumulation systems. *Materials and methods.* The article uses the results of regional and local studies of different years, materials of geophysical well logging, information on 2D seismic profiles of the reflection and common midpoint survey, and geological and geophysical databases. The methods of mathematical modeling of sedimentary basins, artificial intelligence technologies, and an original methodological approach proposed by the authors were applied. *Results.* The geological structure and hydrocarbon migration model within the Sopochno-Beregovaya oil and gas accumulation megazone in the Permian complex in the southern Laptev Sea and adjacent territories were analyzed. Based on structural and tectonic maps and artificial intelligence modeling of the Ust-Olenekskaya well No. 2370, five oil and gas accumulation zones were identified. The analysis showed low prospects for oil discovery in most of the area. *Conclusions.* Based on the current state of knowledge, it is concluded that priority exploration of the region is required using artificial intelligence-enabled geological exploration to identify oil and gas accumulation zones and hydrocarbon deposits.

Keywords: Laptev Sea, geological structure, sedimentary basins, Paleozoic deposits, Permian deposits, sedimentary cover, megazones of hydrocarbon oil and gas accumulation, zones of hydrocarbon oil and gas accumulation, oil, gas, oil and gas potential forecast, artificial intelligence technologies

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

Acknowledgments: the authors are grateful to Dr. Vladimir L. Shuster for his methodological assistance, valuable advice and support; and to Dr. Vladimir A. Kontorovich, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, and Drs. Viktor A. Skorobogatov and Aleksandr D. Dzyublo for their valuable advice.

 Roman O. Kuznetsov, kuznetsov@ipng@gmail.com

© Kuznetsov R.O., Skorobogatova E.V., Fedorova E.V., Zhilina I.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Kuznetsov R.O., Skorobogatova E.V., Fedorova E.V., Zhilina I.V. Experience in identifying oil and gas accumulation zones in Permian deposits using the example of the Laptev Sea and adjacent territories. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 4. P. 535–552. (In Russ.).

Author contributions

Roman O. Kuznetsov – conceptualization, data curation, investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Ekaterina V. Skorobogatova – data curation, investigation, writing – original draft.

Ekaterina V. Fedorova – data curation, investigation, writing – original draft.

Inna V. Zhilina – conceptualization, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Shuster V. L. Problems of justification of an effective forecast and search for large oil and gas accumulations on the Russian Arctic shelf. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2025. No. 1(47). P. 6–9. (In Russ.).
2. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Kalinin A.Yu. et al. Seismogeologic, structural, and tectonic characteristics of the continental margin of the Siberian Platform (Khatanga–Lena interfluve). *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 62, No. 8. P. 947–963. <https://doi.org/10.2113/RGG20214352>
3. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A. et al. The Neoproterozoic–Phanerozoic section of the Anabar–Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2013. Vol. 54, No. 8. P. 980–996. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.014>
4. Khitrov A.M., Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N. Geological exploration risks of near-fault hydrocarbon deposits. *Problems of Economics and Management of Oil And Gas Complex*. 2023. No. 4(220). P. 20–32. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4\(220\)-20-32](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4(220)-20-32)
5. Kashirtsev V.A. *Organic Geochemistry of Naphthides in the East of the Siberian Platform*. Yakutsk: Publishing House of SB RAS, Yakutsk Branch. 2003. 160 p. (In Russ.).
6. Dzyublo A.D., Grushevskaya O.V., Obukhov A.N., Makarova A.Yu. The structural-formational zoning of the Laptev Sea shelf (Eastern Arctic). *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 4. P. 453–470. <https://doi.org/10.1134/s0016852122040045>
7. Staroseltsev V.S. Tectonic and oil and gas geological zoning of the southern coast and the adjoining shelf of the Laptev Sea. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2012. No. 3(11). P. 32–37. (In Russ.).
8. Drachev S.S. Tectonics of the Laptev Sea rift system. *Geotektonika*. 2000. No. 6. P. 43–58. (In Russ.).

9. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview. *Petroleum Geology Conference Series*. 2010. Vol. 7. P. 591–619. <https://doi.org/10.1144/0070591>
10. Afanasenkov A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V. et al. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotectonics*. 2016. Vol. 50, No. 2. P. 161–178. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
11. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Ibragimova S.M. et al. Geologic structure models, seismic stratigraphy and tectonics of the sedimentary basins of the Kara Sea. *Burenie i neft'*. 2023. No. 12. P. 3–15. (In Russ.).
12. Suslova A.A., Stupakova A.V., Korotkov S.B. et al. Oil and gas basins of the Russian shelf // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 1(97). P. 52–64. (In Russ.).
13. Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I., Skorobogatov V.A. Oil and Gas Geology of the West Siberian Arctic. Tyumen: MNP GEODATA, 2020. 464 p. (In Russ.).
14. Krylov A.A., Lobkovsky L.I., Rukavishnikova D.D. et al. New data on seismotectonics of the Laptev Sea from observations by ocean bottom seismographs. *Doklady Earth Sciences*. 2022. Vol. 507, No. 1. P. 936–940. <https://doi.org/10.1134/S1028334X22600591>
15. Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Danilkin S.M. et al. Stratigraphic drilling in the northeastern part of Laptev Sea: First results. *Doklady Earth Sciences*. 2024. Vol. 515, No. 1. P. 563–572. <https://doi.org/10.1134/s1028334x23603310>

Information about the authors

Roman O. Kuznetsov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: kuznetsovroipng@gmail.com

Ekaterina V. Skorobogatova – Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4796-3085>; e-mail: skorobogatova.995@gmail.com

Ekaterina V. Fedorova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-7342-3728>; e-mail: fedorovakatt97@gmail.com

Inna V. Zhilina – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: 89163573819@mail.ru

Received 29 September 2025

Accepted 22 November 2025

**INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR OIL AND GAS RESOURCES EXPLOITATION
IN COMPLICATED GEOLOGICAL AND CRITICAL ENVIRONMENTAL CONDITIONS**

Original article

Study of the properties of air nanobubbles in water obtained using the Anopore membrane

Vladimir N. Kuryakov 

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

Abstract. *Background.* The paper presents an original method for generating air nanobubbles in water. Research into nanobubble generation methods is of current interest due to their unique properties and potential applications in various fields, including oil and gas. Traditional methods for nanobubble production are often complex, which stimulates the search for new, simpler approaches. *Objective.* To describe and experimentally validate a new, simple method for generating air nanobubbles in water by filtration through a dry nanoporous membrane. *Materials and methods.* For nanobubble generation, deionized water was filtered through a dry syringe filter with an Anopore membrane (pore diameter 20 nm). Detection and characterization of nanobubbles were performed using dynamic light scattering and ultramicroscopy. Nanoparticle tracking analysis was used for independent determination of nanobubble sizes. *Results.* It was shown that the proposed method leads to nanobubble formation. The average nanobubble radius immediately after filtration was about 50 nm, increasing to 130–150 nm over 30 min. The concentration of nanobubbles increased by an order of magnitude within 20 min. Nanobubble formation was not observed when using a prewetted Anopore filter or filters made of polyethersulfone. *Conclusions.* A simple and reproducible method for generating nanobubbles based on water filtration through a dry Anopore membrane was developed. The presence and characteristics of nanobubbles were confirmed by independent experimental methods. Further research is required for a complete understanding of the nanobubble formation mechanism and their properties.

Keywords: nanobubbles, ultramicroscopy, Anopore membrane, dynamic light scattering

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501404-4).

For citation: Kuryakov V.N. Study of the properties of air nanobubbles in water obtained using the Anopore membrane. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 1. P. 553–563.

 Vladimir N. Kuryakov, Vladimir.kuryakov@ipng.ru

© Kuryakov V.N., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Introduction

Nanobubbles (NBs) are gas-filled cavities with diameters typically below 200 nm, exhibiting unique physicochemical properties due to their nanoscale dimensions. Unlike conventional microbubbles, NBs demonstrate exceptional stability in liquid media, persisting for weeks or even months. The extremely large surface area-to-volume ratio of NBs enhances gas transfer efficiency, making them valuable in biomedical, environmental and industrial applications. Their behavior defies classical bubble dynamics, as they exhibit anomalous mobility and interfacial interactions that remain subjects of active research.

Nanobubbles can be generated through various methods, including ultrasonic cavitation, membrane diffusion and electrochemical processes [1]. Their applications span multiple fields: biomedicine (contrast-enhanced imaging, drug delivery, tissue oxygenation) [2, 3]; water treatment (pollutant degradation, disinfection) [4]; agriculture (enhanced plant growth, precision agrochemical delivery) [5]; mining and industry (improved froth flotation, surface cleaning, water preparation and others) [6]. The field of nanobubble research is relatively young. Due to the difficulties in obtaining and detecting NBs, there are few articles on this topic, but their number is growing every year.

Some of the first theoretical descriptions of NBs were made in the work [7]. Epstein and Plesset formulated a pioneering theoretical model describing gas bubble dissolution in liquids, combining diffusion theory with the Laplace pressure equation. According to the Epstein–Plesset theory, a bubble with a radius of 100 nm will have an internal pressure approximately 14.4 times higher than atmospheric, and its lifetime cannot exceed 1 ms, which contradicts experiments in which the NB lifetime is significantly longer, up to several

days. The paradox between the short lifetime predicted by the Epstein–Plesset theory and the experimentally observed long lifetime of NBs in water has not yet been resolved [8–10]. There are several theories explaining the possibility of the existence of long-lived NBs [11, 12].

Of particular interest is the potential use of nanobubbles in the oil and gas industry, where efficient flow control and enhanced oil recovery are critically important. The following are the main promising areas of application for nanobubbles in the oil and gas industry. Enhanced oil recovery: nanobubbles can reduce oil viscosity by dissolving gas, create “gas traffic” to improve mobility and change rock wettability to be more hydrophilic, facilitating the detachment of oil droplets from the rock surface [13]. There are studies that show that CO₂ NBs can enhance oil recovery in tight shale reservoirs [14]. However, the implementation of nanobubble technologies in oil and gas practice is associated with a number of fundamental and technological challenges. Key among these is the issue of nanobubble stability under reservoir conditions (high temperatures, pressures, formation water salinity), which can significantly limit their lifetime and effectiveness [15]. Furthermore, questions related to the behavior of nanobubbles in porous media remain open: the mechanisms of their transport, retention and interaction with fluids and rock are insufficiently studied. The problem of large-scale, cost-effective and stable generation of nanobubbles directly at the field level has not been fully resolved. Thus, despite their significant potential, the use of nanobubbles in the oil and gas industry requires in-depth research aimed at understanding their behavior under real reservoir conditions, developing reliable generation methods and optimizing their application technologies to address specific production challenges.

The objective of the paper is to describe and experimentally validate a new method for producing air nanobubbles in water. This method is significantly simpler than other methods.

Material and methods

To detect NBs, we used the dynamic light scattering (DLS) method (via Photocor Compact-Z, Russia), which allows measuring the size of nanoobjects in liquid, and the ultramicroscopy method (via NP Counter, Russia)¹, which, due to special illumination of the sample with a laser (analogous to the dark-field method in optical microscopy), allows visualizing nanoobjects in liquid (from 10 nm), observing their movement and measuring their numerical concentration.

The proposed new method for obtaining air nanobubbles in water consists in filtering a small volume (2–3 ml) of distilled, deionized, purified by reverse osmosis water (Solopharm medical water for injection, Russia) through a dry syringe filter with a pore diameter of 20 nm. To obtain NBs, a Whatman Anotop 10 syringe filter containing an inorganic Anopore membrane was used. During filtering, it was necessary to apply force to the syringe plunger in order to force the water through the filter. Immediately after filtration, a portion of the water sample (approximately 1 ml) was placed in a cuvette in the DLS device, and another portion (approximately 1 ml) in a separate cuvette in the ultramicroscopy device. Every minute, measurements were taken of the scattered light intensity, the correlation function of the scattered light intensity fluctuations (hydrodynamic radius of the particles) and the numerical concentration of the particles.

Results and discussion

The initial water sample was preliminarily examined by DLS and ultramicroscopy. The scattering intensity on the water sample before filtration was $5,100 \pm 100$ cps (counts per second), and correlation functions indicating the presence of particles in the water were not observed. During the examination of the initial water by ultramicroscopy, particles (background contamination) periodically entered the field of view of the device; the concentration of such particles was estimated at about 10^6 pcs/ml.

Fig. 1 shows images of a typical ultramicroscope view when observing clean water (a), a water sample immediately after filtration through a 20 nm filter (b) and a water sample 10 min after filtration (c). In each of the images, a light horizontal line can be seen in the center – this is the scattering of the focused laser beam on water molecules (Rayleigh scattering). Only in this area, in a small part of the entire sample volume illuminated by the laser, objects are observed and counted. This volume is 1.2×10^{-7} ml. In Figs. 1b and 1c, there are bright light dots in the images – this is scattering on individual nanosized objects in water. We assume that these are air nanobubbles formed as a result of filtering water through 20 nm filter pores. The filter was prewashed with water several times and the observed objects cannot be particles washed off the filter. It can be noted that immediately after filtration there are fewer such objects in the water than after 10 min. This can most likely be explained by the fact that the concentration and size of NBs increases with time after filtration. At the beginning of the experiment, the size and concentration of NBs are such that the ultramicroscopy and DLS methods register particles at the sensitivity limit of the devices used.

¹ NP Counter. URL: <https://npcounter.ru/> (accessed 1 September 2025).

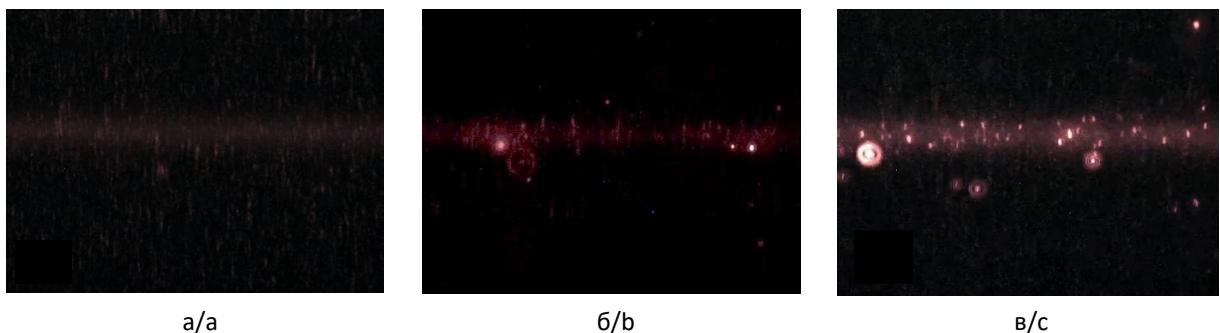


Fig. 1. Typical ultramicroscopic view of pure water (a), a water sample immediately after filtration through a 20 nm Anopore membrane filter (b) and a water sample 10 min after filtration (c)

Рис. 1. Типичный вид поля зрения при наблюдении в ультрамикроскоп чистой воды (а), образца воды сразу после фильтрации через фильтр с мембраной Anopore 20 нм (б) и образца воды через 10 мин после фильтрации (в)

For a water sample filtered through a 20 nm Anopore membrane filter, the scattered light intensity and numerical concentration of NBs were measured as a function of time. In 30 min, the scattered

light intensity increased from 5,000 cps to 40,000 cps (Fig. 2a). The numerical concentration of NBs increased by almost an order of magnitude in 20 min and reached saturation (Fig. 2b).

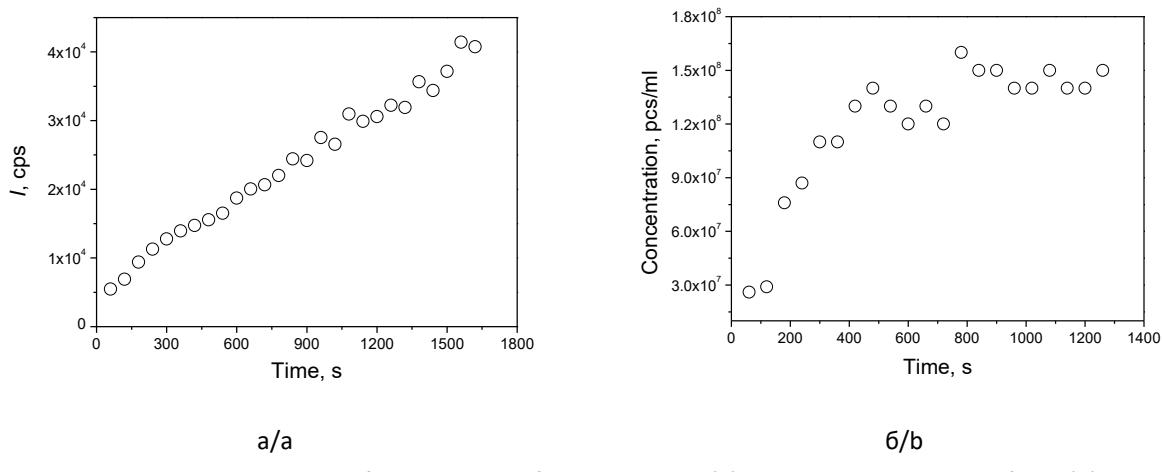


Fig. 2. Time dependence of the intensity of scattered light (a) and the concentration of NBs (b) in a water sample after filtration

Рис. 2. Зависимость от времени интенсивности рассеянного света (а) и концентрации НП (б) в образце воды после фильтрации

The increase in scattered light intensity may be due to both the growth in NBs size and concentration in the volume and the growth of macrobubbles on the walls of the cuvette, the appearance of which may lead to glare and affect the measured value of scattered light

intensity. A photo of a cuvette with such surface macrobubbles on the walls of the cuvette is shown in Fig. 3. At the same time, the effect of such glare on the process of measuring the particle size by the DLS method (correlation functions of scattered light) is insignificant.

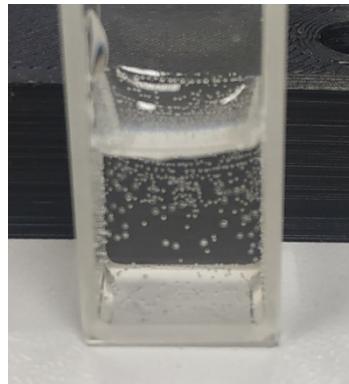


Fig. 3. Image of surface microbubbles on the cuvette walls

Рис. 3. Изображение поверхностных микропузырьков на стенах кюветы

Measurements of the sizes (hydrodynamic radius) of NBs by the DLS method show that immediately after filtration, the average radius of NBs is about 50 nm, and after 30 min, the average radius becomes 130–150 nm. Such sizes are typical for NB samples [1]. In this sample, the nanoparticle

size was measured using nanoparticle tracking analysis (NTA). Fig. 4 shows the nanoparticle size distribution. The maximum of this distribution is about 150 nm, which is in good agreement with the average particle size in this sample obtained by dynamic light scattering (DLS).

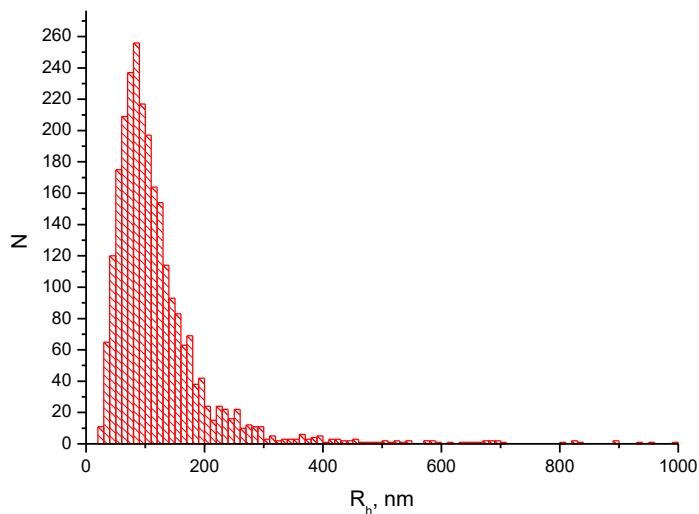


Fig. 4. Nanoparticle size distribution measured by nanoparticle tracking analysis

Рис. 4. Распределение наночастиц по размерам, измеренное методом анализа траекторий наночастиц

A day after sample preparation, the presence of NBs is not detected by the DLS method probably because of their low concentration. Using the ultramicroscopy method, objects can be detected in such a sample

a day after preparation. Their concentration is about 10^7 pcs/ml, which is higher than the background values for the source water, but lower than the concentration of NBs in the first half hour after sample preparation.

It is important to note that after filtering water through a filter with 20 nm pores (Anopore membrane), after some time, macrobubbles visible to the naked eye appear on the walls of the cuvette. The filtration process leads to the appearance of air bubbles on the walls of the cuvette. Macrobubbles on the walls of the cuvette may be the result of the formation of surface nanobubbles [16] on the walls and their subsequent growth to macro sizes.

When filtering water through a prewetted filter, the formation of NBs was not observed by the ultramicroscopy and DLS methods. On the same filter, after drying, the formation of NBs was reproduced in more than three experiments and on two different filters. For 20 nm syringe filters with polyethersulfone (PES) as a filter element, the formation of neither nanobubbles in the volume by the ultramicroscopy method nor macrobubbles with the naked eye on the walls of the cuvette after filtration was observed. In such filters, the filter material differs significantly from the filter material (pore shape) of the Anopore membrane used in Whatman Anotop filters which has sharply defined capillary pore structure.

Apparently, when filtering water through a dry filter, when the filter pores contain some air, NBs are formed. Their size and concentration are such that immediately after filtration, their detection by the DLS and ultramicroscopy methods occurs at the limit of sensitivity of the devices used in the study and, accordingly, these parameters are measured with low accuracy. However, after a few minutes the NBs size increases, which leads to an increase in the scattering of laser radiation on NBs and the accuracy and reliability of measurements by the ultramicroscopy and DLS methods increases.

It is important to note that not all samples in which NBs were detected by the ultramicroscopy method after filtration could measure the NBs size by the DLS method. Apparently, it was not always possible to obtain a NBs concentration sufficient for measurements

by the DLS method. An additional study was conducted to determine the sensitivity threshold of the DLS device used. Samples of aqueous solutions of SiO_2 nanoparticles (100 nm and 200 nm) and a colloidal gold sample (34 nm), in which the DLS method measures particle sizes (correlation functions of scattered light intensity fluctuations) with good accuracy and reproducibility, were titrated with pure water to a concentration of nanoparticles at which the DLS device does not allow measuring the particle size in these samples due to the low concentration. Then, the numerical concentration of nanoparticles was measured in such samples by ultramicroscopic analysis. For all samples, this concentration was about 10^8 pcs/ml. Thus, it can be stated that at concentrations of nanoobjects in water below this value, the DLS device used will not allow measuring the particle size. This was observed for some samples during experiments with NBs.

Conclusions

This paper describes a simple method for producing air nanobubbles in water. In studies published to date, generating nanobubbles using membranes with varying pore sizes involves forcing gas through the membranes into the aqueous phase. In the method proposed in this paper for producing nanobubbles, water is forced through the pores.

The presence of NBs in the samples was confirmed by two experimental methods (DLS and ultramicroscopy). The data obtained on the size and concentration of NBs in the investigated samples are in good agreement with the published data of other authors.

The described method for obtaining NBs is quite simple and easily reproducible, but for a better understanding of the mechanisms of NBs formation during water filtration through a 20 nm Anopore membrane filter and the study of the physicochemical properties of such NBs, additional research is required.

Author contributions

Vladimir N. Kuryakov – conceptualization, data curation, formal analysis, methodology, investigation, validation, visualization, writing original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Zhou L., Wang S., Zhang L., Hu J. Generation and stability of bulk nanobubbles: A review and perspective. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2021. Vol. 53. P. 101439. <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2021.101439>
2. Mahmoodi M., Nouri M., Ghodousi M. et al. Unveiling the therapeutic potential of ultrasound-responsive micro/nanobubbles in cancer management. *Inorganic Chemistry Communications*. 2025. Vol. 172. P. 113765. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2024.113765>
3. Na L., Fan F. Advances in nanobubbles for cancer theranostics: Delivery, imaging and therapy. *Biochemical Pharmacology*. 2024. Vol. 226. P. 116341. <https://doi.org/10.1016/j.bcp.2024.116341>
4. Singh E., Kumar A., Lo S.-L. Advancing nanobubble technology for carbon-neutral water treatment and enhanced environmental sustainability. *Environmental Research*. 2024. Vol. 252. P. 118980. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2024.118980>
5. Pal P., Anantharaman H. CO₂ nanobubbles utility for enhanced plant growth and productivity: Recent advances in agriculture. *Journal of CO₂ Utilization*. 2022. Vol. 61. P. 102008. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102008>
6. Cotrina-Teatino M.A., Marquina-Araujo J.J., Contreras-Valverde J.S., Valdivieso-Saavedra M.A. Nanobubbles and the flotation process in mineral recovery: A bibliometric and systematic literature analysis covering the period 2005–2024. *Minerals Engineering*. 2025. Vol. 227. P. 109310. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2025.109310>
7. Epstein P.S., Plesset M.S. On the stability of gas bubbles in liquid-gas solutions. *The Journal of Chemical Physics*. 1950. Vol. 18, No. 11. P. 1505–1509. <https://doi.org/10.1063/1.1747520>
8. Wang Y., Shen Z., Guo Z. et al. Effects of nanobubbles on peptide self-assembly. *Nanoscale*. 2018. Vol. 10, No. 42. P. 20007–20012. <https://doi.org/10.1039/C8NR06142D>
9. Wang Y., Bhushan B. Boundary slip and nanobubble study in micro/nanofluidics using atomic force microscopy. *Soft Matter*. 2010. Vol. 6, No. 1. P. 29–66. <https://doi.org/10.1039/B917017K>
10. German S.R., Chen Q., Edwards M.A., White H.S. Electrochemical measurement of hydrogen and nitrogen nanobubble lifetimes at Pt nanoelectrodes. *Journal of The Electrochemical Society*. 2016. Vol. 163, No. 4. P. H3160–H3165. <https://doi.org/10.1149/2.0221604jes>
11. Brenner M.P., Lohse D. Dynamic equilibrium mechanism for surface nanobubble stabilization. *Physical Review Letters*. 2008. Vol. 101, No. 21. P. 214505. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.101.214505>
12. Weijs J.H., Seddon J.R.T., Lohse D. Diffusive shielding stabilizes bulk nanobubble clusters. *ChemPhysChem*. 2012. Vol. 13, No. 8. P. 2197–2204. <https://doi.org/10.1002/cphc.201100807>

13. Nirmalkar N., Pacek A.W., Barigou M. On the existence and stability of bulk nanobubbles. *Langmuir*. 2018. Vol. 34, No. 37. P. 10964–10973. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.8b01163>
14. Sun H., Gao Y., Yuan W. et al. Mechanism of CO₂ micro-nano bubble-driven enhanced oil recovery in tight shale oil reservoirs. *Energy*. 2025. Vol. 334. P. 137613. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137613>
15. Sobhy A., Gamal H., El-Din M.S.N. Stability of nanobubbles under reservoir conditions: A critical review. *Energy Reports*. 2023. Vol. 9. P. 4562–4575. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.03.108>
16. Foudas A.W., Kosheleva R.I., Favvas E.P. et al. Fundamentals and applications of nanobubbles: A review. *Chemical Engineering Research and Design*. 2023. Vol. 189. P. 64–86. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2022.11.013>

Information about the author

Vladimir N. Kuryakov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-1271-8082>; e-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

Received 5 November 2025

Accepted 20 December 2025

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Оригинальная статья

УДК 544.77

EDN: MPCLZP

Исследование свойств нанопузырьков воздуха в воде, полученных при помощи мембранны Aporore

В.Н. Курьяков 

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

Аннотация. Актуальность. В работе представлено описание оригинального метода получения нанопузырьков воздуха в воде. Исследование методов генерации нанопузырьков актуально в связи с их уникальными свойствами и перспективами применения в различных отраслях, включая нефтегазовую. Традиционные способы получения нанопузырьков часто сложны, что стимулирует поиск новых, более простых подходов. Цель работы. Описание и экспериментальная проверка нового простого метода получения нанопузырьков воздуха в воде путем фильтрации через сухую мембрану с нанопорами. Материалы и методы. Для генерации нанопузырьков использовалась фильтрация деионизированной воды через сухой шприцевой фильтр с мембраной Aporore (диаметр пор 20 нм). Детектирование и характеристика нанопузырьков проводились методами динамического светорассеяния и ультрамикроскопии. Анализ траекторий наночастиц применялся для независимого определения размеров нанопузырьков. Результаты. Показано, что предложенный метод приводит к образованию нанопузырьков. Их средний радиус непосредственно после фильтрации составлял около 50 нм, увеличиваясь до 130–150 нм в течение 30 мин. Концентрация нанопузырьков возрастала на порядок за 20 мин. Образование нанопузырьков не наблюдалось при использовании предварительно смоченного фильтра или фильтров из полиэфирсульфона. Выводы. Разработан простой и воспроизводимый метод получения нанопузырьков, основанный на фильтрации воды через сухую мембрану Aporore. Наличие и характеристики нанопузырьков подтверждены независимыми экспериментальными методами. Для полного понимания механизма формирования нанопузырьков и их свойств требуются дальнейшие исследования.

Ключевые слова: нанопузырьки, ультрамикроскопия, мембрана Aporore, динамическое светорассеяние

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН № 125020501404-4.

Для цитирования: Курьяков В.Н. Исследование свойств нанопузырьков воздуха в воде, полученных при помощи мембранны Aporore // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. Р. 553–563. (На англ. яз.). EDN: MPCLZP

 Курьяков Владимир Николаевич, Vladimir.kuryakov@ipng.ru

© Курьяков В.Н., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Вклад автора

В.Н. Курьяков – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, методология, проведение исследования, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Zhou L., Wang S., Zhang L., Hu J. Generation and stability of bulk nanobubbles: A review and perspective // Current Opinion in Colloid & Interface Science. 2021. Vol. 53. P. 101439. <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2021.101439>
2. Mahmoodi M., Nouri M., Ghodousi M. et al. Unveiling the therapeutic potential of ultrasound-responsive micro/nanobubbles in cancer management // Inorganic Chemistry Communications. 2025. Vol. 172. P. 113765. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2024.113765>
3. Na L., Fan F. Advances in nanobubbles for cancer theranostics: Delivery, imaging and therapy // Biochemical Pharmacology. 2024. Vol. 226. P. 116341. <https://doi.org/10.1016/j.bcp.2024.116341>
4. Singh E., Kumar A., Lo S.-L. Advancing nanobubble technology for carbon-neutral water treatment and enhanced environmental sustainability // Environmental Research. 2024. Vol. 252. P. 118980. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2024.118980>
5. Pal P., Anantharaman H. CO₂ nanobubbles utility for enhanced plant growth and productivity: Recent advances in agriculture // Journal of CO₂ Utilization. 2022. Vol. 61. P. 102008. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102008>
6. Cotrina-Teatino M.A., Marquina-Araujo J.J., Contreras-Valverde J.S., Valdivieso-Saavedra M.A. Nanobubbles and the flotation process in mineral recovery: A bibliometric and systematic literature analysis covering the period 2005–2024 // Minerals Engineering. 2025. Vol. 227. P. 109310. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2025.109310>
7. Epstein P.S., Plessset M.S. On the stability of gas bubbles in liquid-gas solutions // The Journal of Chemical Physics. 1950. Vol. 18, No. 11. P. 1505–1509. <https://doi.org/10.1063/1.1747520>
8. Wang Y., Shen Z., Guo Z. et al. Effects of nanobubbles on peptide self-assembly // Nanoscale. 2018. Vol. 10, No. 42. P. 20007–20012. <https://doi.org/10.1039/C8NR06142D>
9. Wang Y., Bhushan B. Boundary slip and nanobubble study in micro/nanofluidics using atomic force microscopy // Soft Matter. 2010. Vol. 6, No. 1. P. 29–66. <https://doi.org/10.1039/B917017K>
10. German S.R., Chen Q., Edwards M.A., White H.S. Electrochemical measurement of hydrogen and nitrogen nanobubble lifetimes at Pt nanoelectrodes // Journal of The Electrochemical Society. 2016. Vol. 163, No. 4. P. H3160–H3165. <https://doi.org/10.1149/2.0221604jes>
11. Brenner M.P., Lohse D. Dynamic equilibrium mechanism for surface nanobubble stabilization // Physical Review Letters. 2008. Vol. 101, No. 21. P. 214505. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.101.214505>
12. Weijs J.H., Seddon J.R.T., Lohse D. Diffusive shielding stabilizes bulk nanobubble clusters // ChemPhysChem. 2012. Vol. 13, No. 8. P. 2197–2204. <https://doi.org/10.1002/cphc.201100807>

13. *Nirmalkar N., Pacek A.W., Barigou M.* On the existence and stability of bulk nanobubbles // *Langmuir*. 2018. Vol. 34, No. 37. P. 10964–10973. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.8b01163>
14. *Sun H., Gao Y., Yuan W.* et al. Mechanism of CO₂ micro-nano bubble-driven enhanced oil recovery in tight shale oil reservoirs // *Energy*. 2025. Vol. 334. P. 137613. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137613>
15. *Sobhy A., Gamal H., El-Din M.S.N.* Stability of nanobubbles under reservoir conditions: A critical review // *Energy Reports*. 2023. Vol. 9. P. 4562–4575. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.03.108>
16. *Foudas A.W., Kosheleva R.I., Favvas E.P.* et al. Fundamentals and applications of nanobubbles: A review // *Chemical Engineering Research and Design*. 2023. Vol. 189. P. 64–86. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2022.11.013>

Информация об авторе

Владимир Николаевич Курьяков – к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7000-1166, <https://orcid.org/0000-0002-1271-8082>; e-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

Поступила в редакцию 05.11.2025

Принята к публикации 20.12.2025

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276

EDN: MRUZWI

Методика выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири

Д.А. Розбаев¹✉, Ю.В. Дмитриев¹, А.А. Абдурагимов¹, Г.Л. Розбаева²

1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

2 – Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. Актуальность. Статья посвящена актуальной проблеме неподтверждения непромышленной категории запасов и ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов по мере реализации планов бурения в соответствии с Проектно-технологическим документом, необходимости существенных корректировок планов бурения по результатам геофизических исследований скважин и освоения новых скважин. Цель работы. Разработка методики, позволяющей минимизировать риски принятия ошибочных решений, на основании имеющихся исходных данных, а также повышение точности прогнозирования динамики добычи углеводородов и определение оптимальных стратегий размещения эксплуатационных скважин.

Материалы и методы. На примере одного из объектов неокомского нефтеносного комплекса Западной Сибири рассмотрено несколько сценариев возможной реализации концептуальной геологической модели. Использованы стандартные подходы геологического картирования и интерпретации данных геофизических исследований скважин, дополненные методами статистического анализа, пространственного моделирования и вычислительной гидродинамики. Для повышения точности оценок применялись современные инструменты цифровой обработки данных и компьютерного моделирования фильтрационных процессов. **Результаты.** Рассмотрен один из вариантов решений проблемы оценки неопределенностей и рисков в процессе планирования разработки на неразбуренных участках. Показано, что многовариантная геологическая модель должна быть основой для проектирования и оперативного управления разработкой месторождения. Созданные на этой основе цифровые фильтрационные модели позволили оценить влияние геологических неопределенностей и различных систем разработки на конечную нефтеотдачу пласта. **Выводы.** Предложенная методика позволяет оценить экстремумы экономических показателей, зависящих от степени неопределенности факторов, которые являются ключевыми критериями при принятии решения о реализации бурения на объекте исследования.

Ключевые слова: геологическая модель, гидродинамическая модель, водонефтяной контакт, система разработки, нефтеотдача, запасы, скважины

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Розбаев Дмитрий Алимович, Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

© Розбаев Д.А., Дмитриев Ю.В., Абдурагимов А.А., Розбаева Г.Л., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Розбаев Д.А., Дмитриев Ю.В., Абдурагимов А.А., Розбаева Г.Л. Метод выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 564–581. EDN: MRUZWI

Введение

Систематическое комплексирование всей доступной информации об объекте разработки и априорная вероятностная оценка возможных исходов является фундаментом успешной реализации проектов нефтегазодобывающими организациями, что в свою очередь и послужит основанием при формировании методики обоснования оптимальных проектных решений при разработке рассматриваемого объекта.

На примере незатронутого разработкой участка нефтяного месторождения, приуроченного к неокомскому нефтеносному комплексу (далее – целевому объекту) Западной Сибири, показан один из алгоритмов оценки неопределенностей и рисков, возникающих в процессе проектирования и мониторинга разработки.

Проблемы, стоящие перед недропользователем – низкая достоверность прогноза запасов непромышленной категории, а также неподтверждение геологофизических характеристик исследуемого объекта, по мере реализации плана по вводу эксплуатационного фонда, приводят к сужению ресурсной базы для рентабельной добычи углеводородного сырья. Данные факторы обуславливают необходимость существенных корректировок планов бурения по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) и освоения новых скважин [1].

На начальном этапе был выделен перспективный участок месторождения, выполнен анализ ограниченного комплекса ГИС транзитных скважин.

Для дальнейшего планирования развития актива выполнена комплексная интерпретация всех имевшихся геологогеофизических данных, в результате чего эксперты путем определено 3 варианта концептуальной геологической модели (ГМ), соответствующие вероятностям реализации [2].

На основе проведенной работы по выбору концептуальной модели с учетом рисков изменчивости геологического строения определен оптимальный вариант разработки и конечная нефтеотдача пласта.

Цель работы – разработка методики, позволяющей минимизировать риски принятия ошибочных решений, на основании имеющихся исходных данных, а также повысить точность прогнозирования динамики добычи углеводородов и определить оптимальные стратегии размещения эксплуатационных скважин.

Материалы и методы

На примере одного из объектов неокомского нефтеносного комплекса Западной Сибири рассмотрено несколько сценариев возможной реализации концептуальной геологической модели. В работе использованы стандартные подходы геологического картирования и интерпретации ГИС-данных, дополненные методами статистического анализа, пространственного моделирования и вычислительной гидродинамики. Для повышения точности оценок применялись современные инструменты цифровой обработки данных и компьютерного моделирования фильтрационных процессов.

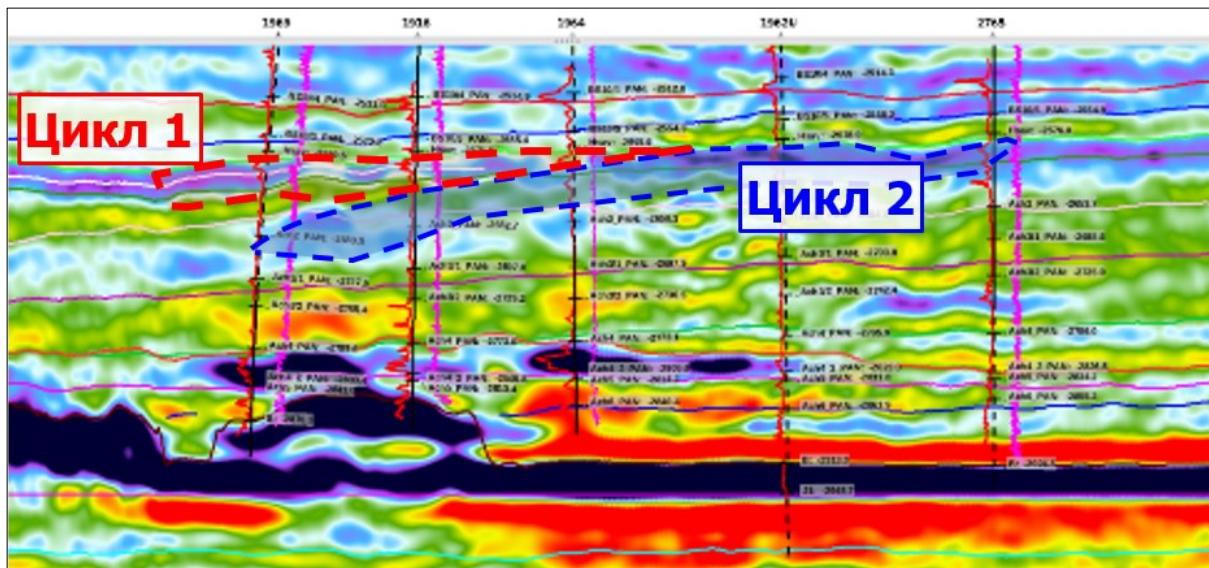
Результаты и обсуждение

Генезис и свойства объекта исследования

Для создания концептуальной модели учитывался весь имеющийся на сегодняшний день комплекс геолого-геофизической информации¹.

По данным объемной сейсморазведки², на разрезах куба импедансов целевой интервал представлен по видимым осям синфазности серией кулисообразно залегающих границ с выделением 2 циклов

осадконакопления в пределах целевого интервала (рис. 1). В плане постепенно омолаживающийся в северо-западном направлении комплекс состоит из набора сейсмостратиграфических единиц, имеющих субмеридиональное простиранье (рис. 2), что является типичной картиной для восточных палеопобережий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в неокомское время [3, 4] и имеет широко распространенные аналоги, например, в дельте реки Печоры.



Пунктиром показаны кулисообразно залегающие отражения, соответствующие отложениям циклов 1 и 2

Рис. 1. Фрагмент вертикального среза куба импедансов

Fig. 1. Fragment of a vertical impedance cube section

¹ Касаткин В.Е., Дручин В.С., Гильманова Н.В. и др. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Имилорского+Западно-Имилорского и Источного месторождений: Отчет Росгеолфонда. Тюмень, 2017.

² Цимбалик Т.А., Логинова Н.С., Тычинкина М.В. и др. Сейсморазведочные работы по методике 3D на Имилорско-Источном участке ТПП «Когалымнефтегаз»: Отчет Росгеолфонда. Тюмень, 2016.

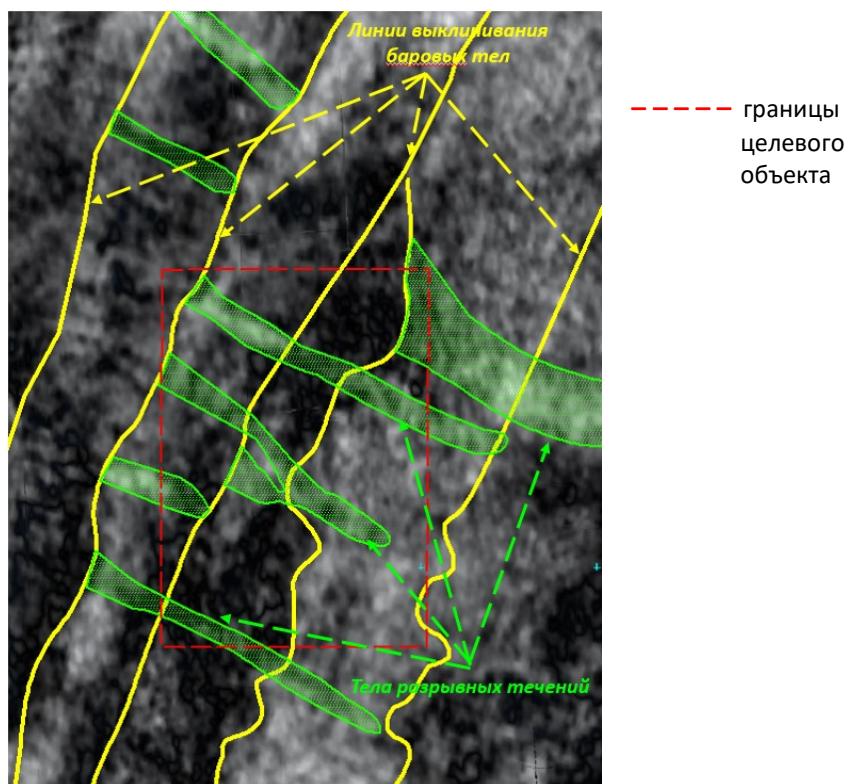


Рис. 2. Фрагмент среза куба спектральной декомпозиции в интервале целевого объекта

Fig. 2. Fragment of spectral decomposition slice within the target object

Аналогичный характер поведения границ резервуаров уверенно прослеживается и по ГИС (рис. 3) – при выравнивании на поверхность тонкоотмученных глин, соответствующих этапу максимального затопления бассейна, в кровле целевого интервала в западном направлении наблюдается появление более молодых песчаников [5]. В основании каждого песчаника, как правило, залегают прослои аргиллитов, сформировавшиеся в период локальной трансгрессии и являющиеся межрезервуарными экранами.

Согласно региональному концепту, отложения целевого объекта в пределах исследуемого участка представлены двумя линзами коллекторов, разграниченными глинистыми породами и сформировавшимися в течение двух циклов продвижения береговой линии.

В рамках вероятностного подхода к оценке геологического строения и запасов целевого объекта была применена сценарная оценка по трем вариантам геологического строения. Основанием применения данного подхода является высокая плотность размещения фактического транзитного фонда, отсутствие существенных неопределенностей структурного плана комплекса и коллекторских свойств [6].

Процесс оценки подразумевает под собой выделение некоторого количества сценариев и присвоение каждому из них вероятности реализации. Выделение сценариев и присвоение вероятностей реализации происходит на основе накопленного опыта в области геологической интерпретации и моделирования [7].

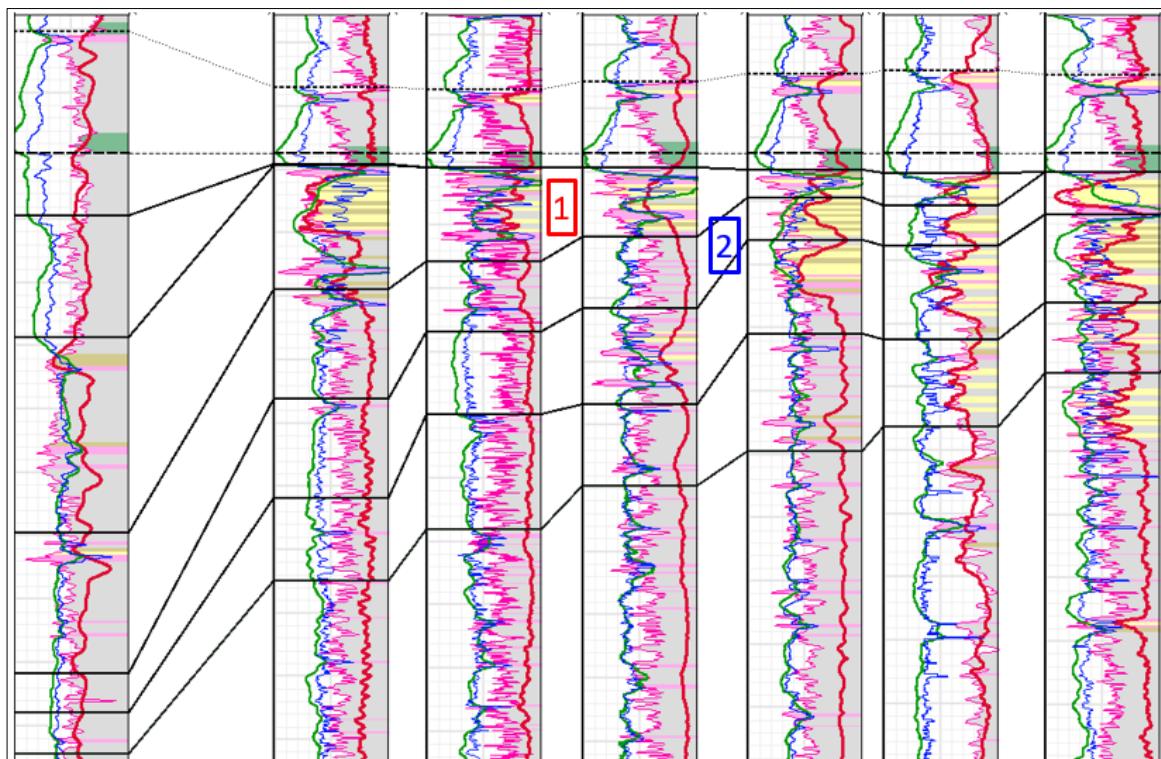


Рис. 3. Схема корреляции разрезов скважин по ГИС.
Выравнивание на поверхность максимального затопления (широтное направление)

Fig. 3. Correlation scheme of well sections by well logging.
Alignment to maximum flooding surface (latitudinal direction)

Неопределенность в оценке начальных геологических запасов обусловлена неопределенностями параметров, входящих в формулу подсчета запасов:

$$НГЗ = S \cdot h \cdot Kn \cdot Kn \cdot \rho \cdot \theta,$$

где: $НГЗ$ – начальные геологические запасы подсчетного объекта, тыс. т;
 S – площадь объекта, тыс. м²;
 h – эффективная толщина объекта, м;
 Kn – коэффициент пористости, д. ед.;
 Kn – коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед.;
 ρ – плотность нефти, т/м³;
 θ – пересчетный коэффициент, д. ед.

Подсчетные параметры свойств нефти интервала имеют достаточную степень изученности, пробы обладают незначительными флюктуациями по площади всего

объекта, риск существенного влияния новых данных на средние значения плотности и пересчетного коэффициента практически отсутствует.

За счет относительно высокой плотности размещения пластопересечений транзитного фонда и уверенной оценке значений коэффициента пористости по ГИС, разница в средневзвешенном по объекту значению данного параметра в геологических моделях целевого объекта достигает максимум 0,1% абсолютных. По этой причине вес неопределенности распределения коэффициента пористости в совокупности неопределенностей всех параметров для оценки начальных геологических запасов ($НГЗ$) невелик. Это заключение позволяет допустить, что выделение литологических разностей по ГИС весомого вклада в общую неопределенность оценки $НГЗ$ также не имеет.

Коэффициент нефтенасыщенности для пласта связан зависимостями с коэффициентом пористости и высотой над водонефтяным контактом (ВНК). От выбранного уровня ВНК зависит площадь нефтеносности и нефтенасыщенная толщина [8].

Для отложений нижнего цикла (цикл 2) ВНК отмечается на уровне 2597 м, верхнего (цикл 1) – лежит в интервале 2594–2618 м. Широкий интервал изменения уровня ВНК отложений верхнего цикла является предпосылкой для применения вероятност-

ного подхода к оценке структуры и запасов пласта в границах планируемой кустовой площадки.

В результате интерпретации ГИС в соответствии с утвержденной в ГКЗ в рамках Подсчета запасов (см. сноску¹ на с. 3) петрофизической моделью, для отложений верхнего цикла выделено несколько типов насыщения – «нефть», «нефть+вода», «вода+нефть», «неясын» и «вода».

Для оценки запасов выбраны 3 сценария с различающимися уровнями ВНК (рис. 4).

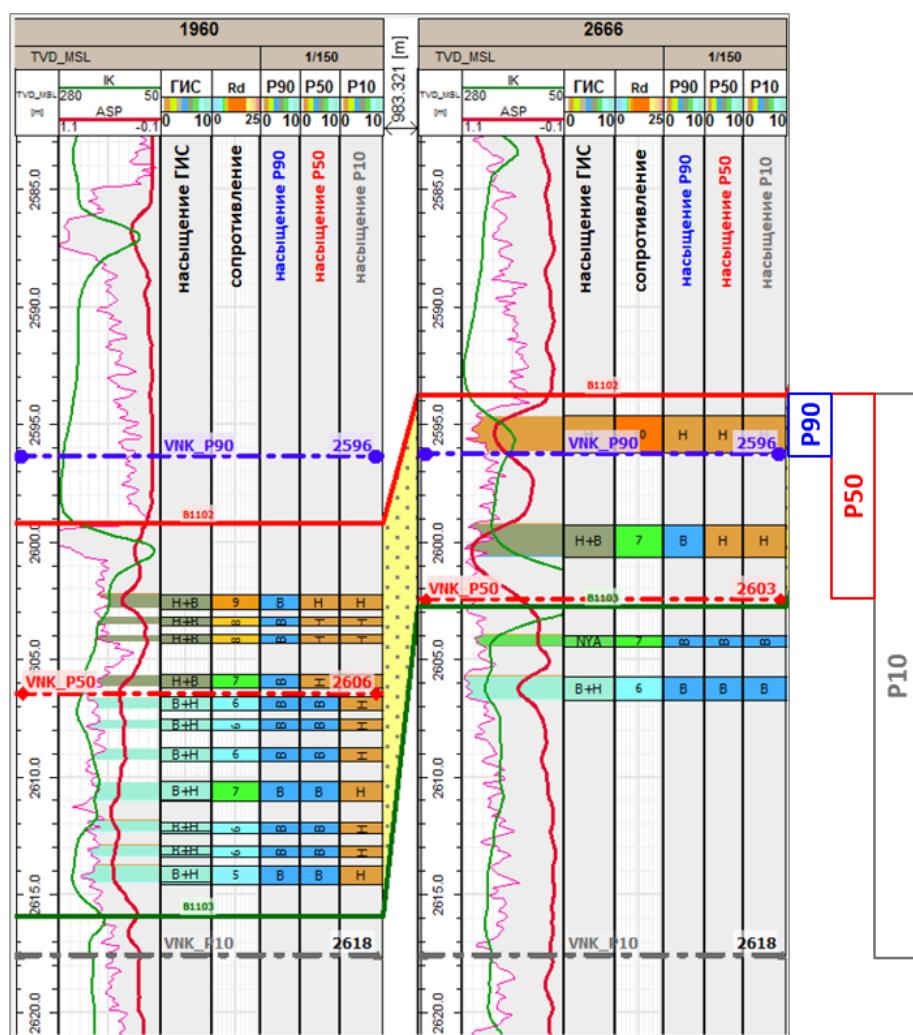


Рис. 4. Пример ранжирования характера насыщения по ГИС по сценариям P10-P50-P90

Fig. 4. Example of ranking the saturation character by geophysical well logging data according to P10-P50-P90 scenarios

Пессимистичный сценарий (Р90) соответствует минимально возможному объему залежи первого цикла (рис. 5), характер насыщения по ГИС – «нефть», «нефть+вода», ВНК – 2594 м, НГЗ в целом по участку по двум циклам

составили 1858 тыс. т. В рамках оптимистичного сценария (Р10) сделано допущение о нефтенасыщенности всех возможных вариантов насыщения по ГИС, кроме «вода», ВНК – 2618 м, НГЗ – 3100 тыс. т.

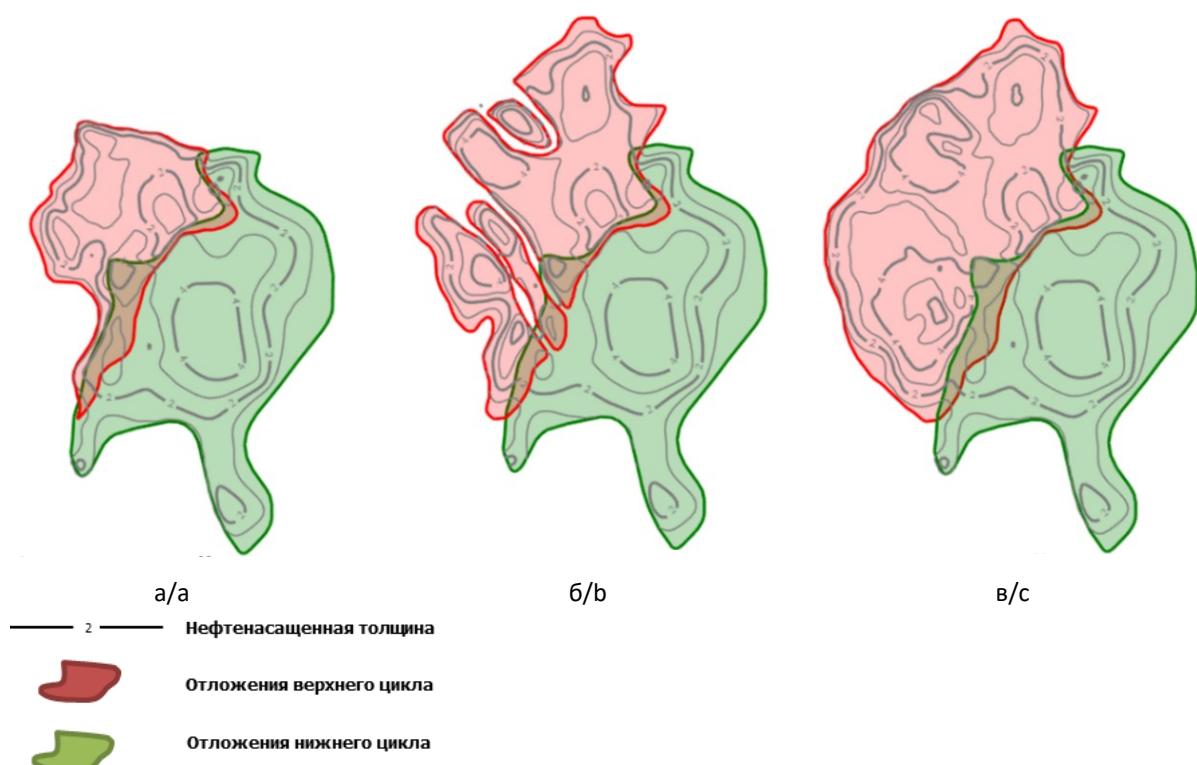


Рис. 5. Сопоставление распределения нефтенасыщенных толщин, конфигурации залежей и начальных геологических запасов по сценариям: а – обрискованный сценарий Р90; б – вероятный сценарий Р50; в – оптимистичный сценарий Р10

Fig. 5. Comparison of distribution of oil-saturated thicknesses, configuration of reservoirs and initial geological reserves across different scenarios: а – risked scenario P90; б – probable scenario P50; в – optimistic scenario P10

Третий, наиболее вероятный (Р50) вариант реализации модели предусматривает детализацию представлений о концептуальной геологической модели верхнего цикла. Согласно данным сейсморазведки 3Д и ГИС в интервале пласта и информации по пластам-аналогам региона (БВ8 Повховского, Вынгапуровского месторождений, БС12 Пограничного и Холмогорского месторождений и др.)

отложения сформировались в процессе продвижения береговой линии вглубь бассейна и наращивания мелководного шельфа [9]. Песчаные разности представлены вытянутыми вдоль палеобереговой линии телами (вытянутые с юго-запада на северо-восток песчаные бары) и ориентированными перпендикулярно береговой линии зонами (тела разрывных течений северо-западного направления), см. рис. 3.

Отложения нижнего цикла представлены только баровыми отложениями с одним уверенным уровнем ВНК. Верхний цикл представлен отложениями баров и разрывных течений. Границы фациальных зон непроницаемы, формируют дополнительные экраны, поэтому в пределах верхнего цикла выделено 4 залежи с ВНК от 2594 м до 2618 м. НГЗ всех залежей составили 2472 тыс. т (см. рис. 5).

Разница в оценке количества начальных геологических запасов по сценариям составила:

- между оптимистичным и пессимистичным вариантами – 40%;
- между вероятным и оптимистичным вариантами – 20% относительно оптимистичной оценки.

Метод выбора системы разработки

Представленная изменчивость геологических параметров может значительно повлиять на точность прогноза добычи нефти и впоследствии – на технико-экономические показатели, которые будут использованы для определения целесообразности реализации проекта [10].

В связи с тем, что по объекту исследования выявлено наличие вероятности изменчивости геологического строения, в процессе проектирования системы разработки и формирования производственных планов эксплуатационного бурения, необходимо предусмотреть настолько гибкую систему расположения проектных скважин, которая в данных условиях позволит обеспечить рациональную выработку запасов нефти.

Для решения данного вопроса в работе рассмотрен поэтапный метод выбора системы разработки и определения конечной нефтеотдачи пласта в процессе разбуривания объекта:

I этап – поиск оптимального расположения скважин на базе вероятной (Р50) ГМ;

II этап – оценка технологических показателей разработки с использованием гидродинамического моделирования (ГДМ) на базе вероятной (Р50) ГМ. Выбор варианта с максимальной конечной нефтеотдачей [11].

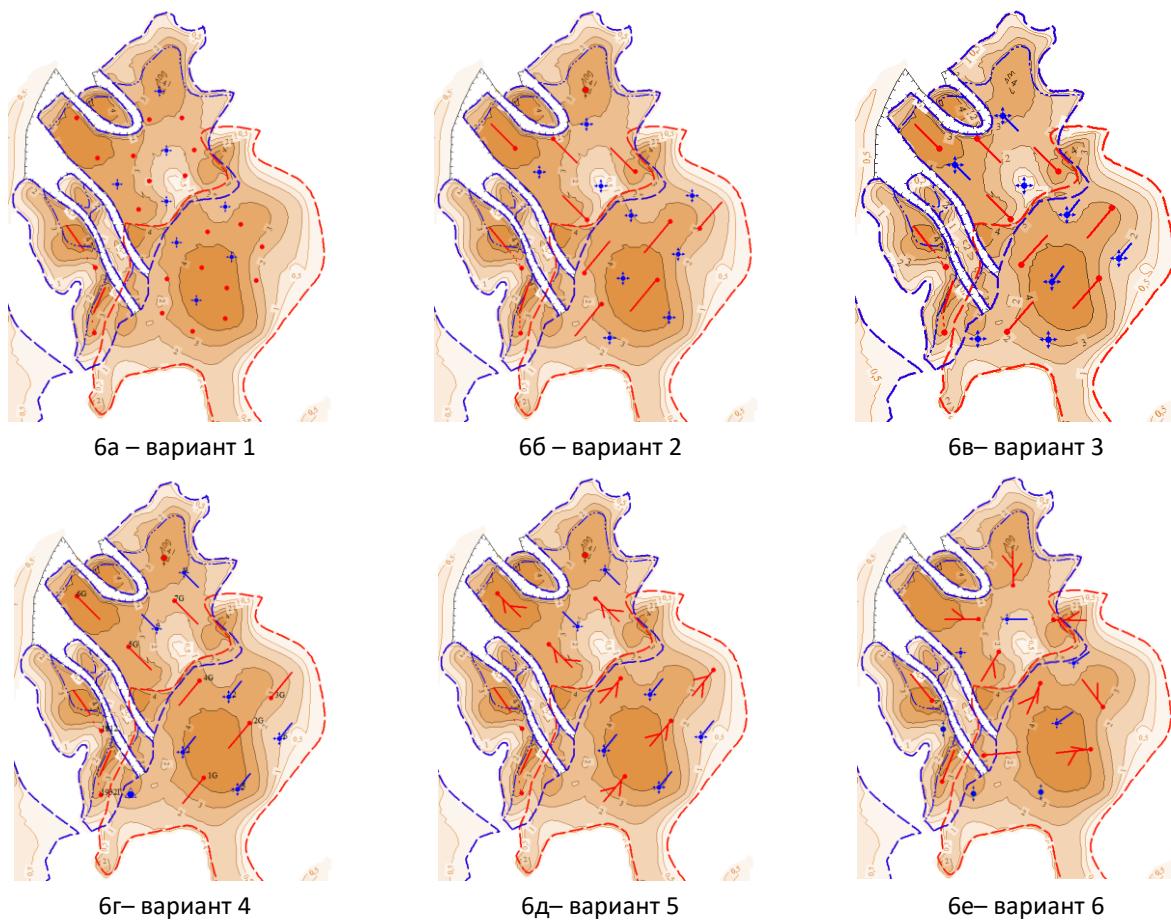
III этап – учет рисков и неопределенностей геологического строения. Учет возможной неопределенности по проницаемости. Оценка технологических показателей выбранного варианта разработки на вариациях ГМ (Р90, Р50, Р10);

IV этап – технико-экономическая оценка;

V этап – решения о целесообразности бурения скважин.

В процессе поиска наиболее оптимального варианта, с точки зрения характеристики вытеснения запасов, на первом этапе были рассмотрены варианты разработки с использованием рядных и площадных систем с различным заканчиванием скважин, которые применяются на объектах схожего типа Западно-Сибирского региона. За геологическую основу для стартовой оценки коэффициента извлечения нефти (КИН) выбрана вероятная ГМ (Р50), см. рис. 6.

По результатам гидродинамического моделирования рассматриваемых вариантов разработки наибольшая конечная нефтеотдача (рис. 7) получена по варианту 6, который представляет собой организацию площадной комбинированной системы разработки на основе семиточечной, с использованием добывающих многозабойных скважин совместно с горизонтальными, расположенными в зонах с наилучшей проводимостью пласта (рис. 8).



Системы размещения скважин:

6а – семиточечная, добывающие и нагнетательные наклонно-направленные скважины (ННС);

6б - пятиточечная, добывающие горизонтальные скважины (ГС) и нагнетательные ННС;

6в - пятиточечная, добывающие и нагнетательные ГС;

6г – рядная, добывающие и нагнетательные ГС;

6д – рядная, добывающие многозабойные скважины (МЗС) и нагнетательные ГС;

6е – семиточечная, добывающие МЗС и ГС, нагнетательные ННС и ГС

Рис. 6. Варианты размещения проектного фонда скважин (условные обозначения см. ниже на рис. 8)

Fig. 6. Options for placement of project well stock (for the legend, see Fig. 8 below)

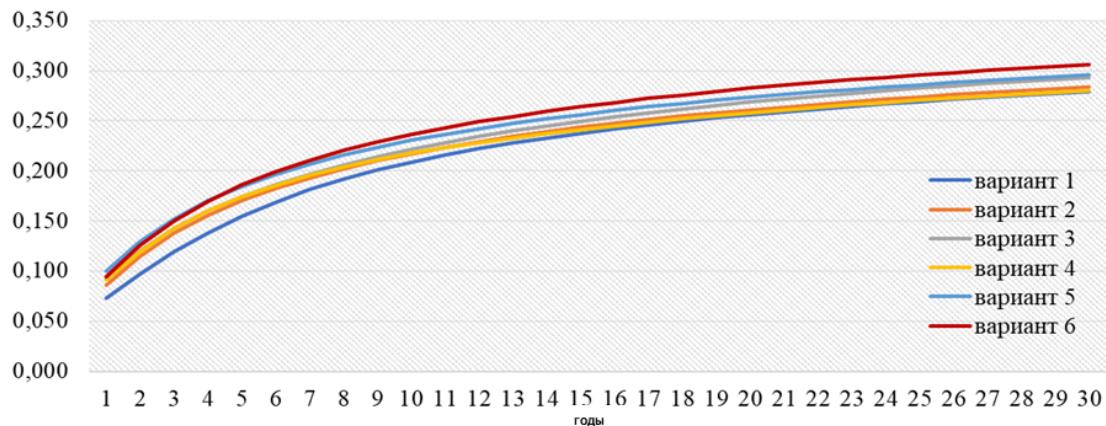


Рис. 7. Коэффициент извлечения нефти различных вариантов разработки

Fig. 7. Oil recovery factor for various development options

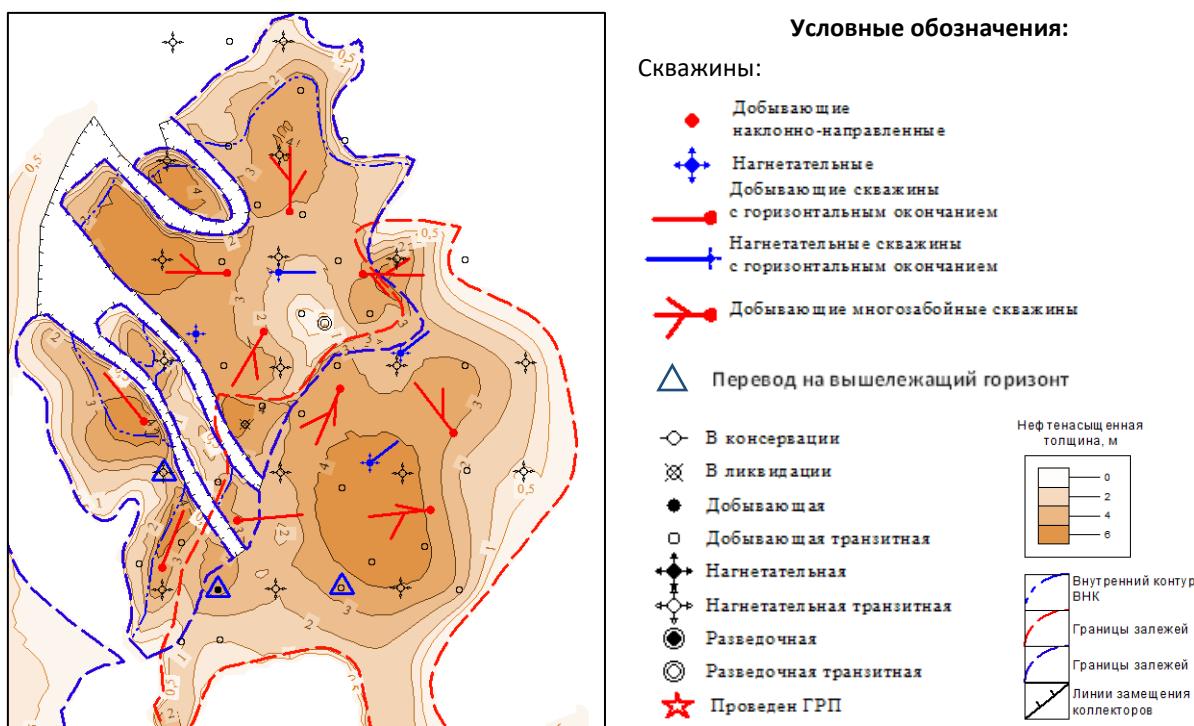


Рис. 8. Рекомендуемая система разработки с учетом наиболее вероятной геологической модели

Fig. 8. Recommended development system taking into account the most probable geological model

Данный результат достигнут за счет изменения конструкции добывающих и нагнетательных скважин, что привело к снижению общего фонда с 29 ед. (вариант 1) до 13 ед. (вариант 6) и, в свою очередь, позво-

лило увеличить коэффициент охвата ($K_{\text{охв}}$) с 0,646 д. ед. (вариант 1) до 0,709 д. ед. (вариант 6), см. табл. 1. При увеличении $K_{\text{охв.}}$ более 0,709 д. ед., ухудшается технико-экономическая оценка проекта.

Табл.1. Коэффициенты извлечения нефти и коэффициенты охвата по рассматриваемым вариантам
Table 1. Oil recovery factors and coverage coefficients for considered options

Вариант	КИН, д. ед.	Кохв., д. ед.
1	0,279	0,646
2	0,284	0,657
3	0,293	0,679
4	0,280	0,649
5	0,296	0,685
6	0,306	0,709

Как было описано в первой части статьи, прогнозное отклонение коэффициента пористости может составить 0,1%, что не существенно и позволяет использовать зависимость $K_{\text{пр}} (K_p)$ в оценке входных параметров и накопленного профиля добычи. При этом необходимо учитывать, что

диапазон достоверности изменения коэффициента проницаемости по керну, пластовых аналогов неокомских нефтяных объектов ближайших разрабатываемых месторождений при одном и том же значении коэффициента пористости достаточно широк и составляет \pm один порядок [12].

Для проработки данного вопроса используется куб проницаемости ГДМ, который высчитывается на основе петрофизической зависимости Кпр (Кп) и на его основе определяются множители, при которых данная линия тренда будет описывать максимальную область, обусловленную флюктуацией параметра проницаемости. В дальнейшем на основе заданных множителей применяется модификатор вероятностного распределения – непрерывное равномерное и просчитываются возможные сценарные варианты гидродинамической модели путем интеграции в куб проницаемости.

В результате проведенного этапа работ исходная оценка накопленного объема добычи нефти в исследуемом объекте

изменяется как в отрицательную сторону (до -31%), так и в положительную (до $+36\%$), относительно среднего значения проницаемости. Данный фактор позволяет учесть риски и выполнить оценку проекта в разных условиях накопленной добычи нефти при возможном преобразовании куба проницаемости.

На следующем этапе работа направлена на выбор оптимальной стратегии бурения скважин с учетом предполагаемых изменений геологических запасов нефти за счет возможного неподтверждения геометрии залежи, таких как P90, P50 и P10, так как актуализация геометрии залежи в процессе бурения скважин может существенно повлиять на эффективность процесса разработки (рис. 9).

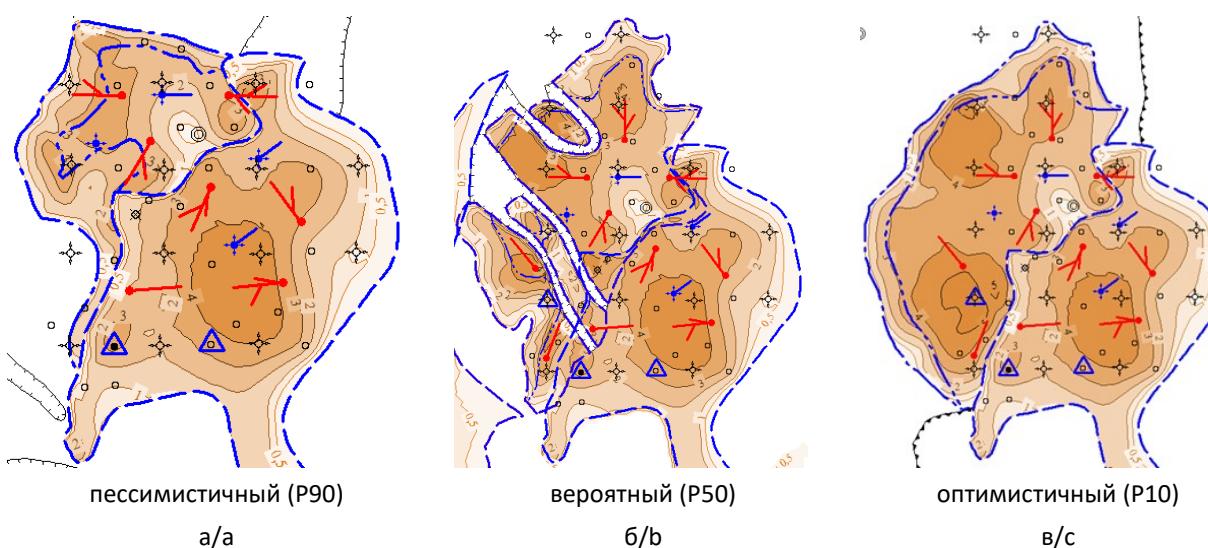


Рис. 9. Размещение проектного фонда скважин в различных геологических условиях по сценариям:
а – пессимистичный (P90); б – вероятный (P50); в – оптимистичный (P10)
(условные обозначения см. на рис. 8)

Fig. 9. Placement of projected well inventory in different geological conditions by scenarios:
a – pessimistic (P90); b – probable (P50); c – optimistic (P10)
(for the legend, see Fig. 8)

По итогу проведения технологических расчетов на ГДМ накопленный объем добычи нефти в варианте P90 составляет 624 тыс. т, по варианту

P10 – 949 тыс. т, что в свою очередь варьируется от -19% до $+28\%$ относительно вероятного варианта P50 (757 тыс. т).

Также при возможном различии контуров залежей необходимо учитывать оптимальное количество скважин для эксплуатационного бурения. В вариантах P50 и P10 проектный фонд составит 14 ед., при этом в пессимистичном варианте P90 проектный фонд снижается на 14% и составляет 11 скважин. В связи с чем на данной стадии работ определяется основной и резервный фонд скважин для последующей подготовки проектно-сметной документации на бурение кустовой площадки.

Актив является разрабатываемым, и интеграция данного актива планируется к уже существующей системе, которая имеет запас по пропускной способности, ввиду чего дополнительных затрат на видоизменение наземного оборудования (трубопроводов, насосных агрегатов, установки предварительного сброса воды, системы подготовки и т. д.) в рамках расчета экономики описанных выше вариантов не предусмотрено.

На основании полученных технологических расчетов выполнена экономическая оценка вариантов проекта, выявляющая их потенциальную рентабельность. В итоге по вероятному сценарию (ГМ P50) чистая приведенная стоимость (Net Present Value)

(NPV) – плюс 0,66 млн долл., по менее оптимистичному сценарию (ГМ P90) NPV – минус 1,1 млн долл., при оптимистичном сценарии (ГМ P10) NPV – плюс 2,9 млн долл. [13].

С целью определения потенциальной экономической эффективности проекта при всевозможных исходах было применено вероятностное моделирование NPV проекта (1000 реализаций) с использованием метода Монте-Карло (рис. 10). Гистограмма и график плотности распределения NPV демонстрируют небольшую асимметричность распределения с преобладанием положительных значений. Среднее NPV составило 0,8 млн долл. при стандартном отклонении 0,7 млн долл., что отражает умеренную неопределенность, связанную с вариативностью геологических параметров. Пик распределения соответствует наиболее вероятному сценарию P50, при этом 89% реализаций показывают положительный NPV, следовательно, риск убытков ограничен 11% в случае развития варианта P90. Максимальная доходность, как упомянуто раньше, достигает +2,9 млн долл. (P10), однако основная масса значений распределена в диапазоне от 0,1 до 1,5 млн долл. [14].

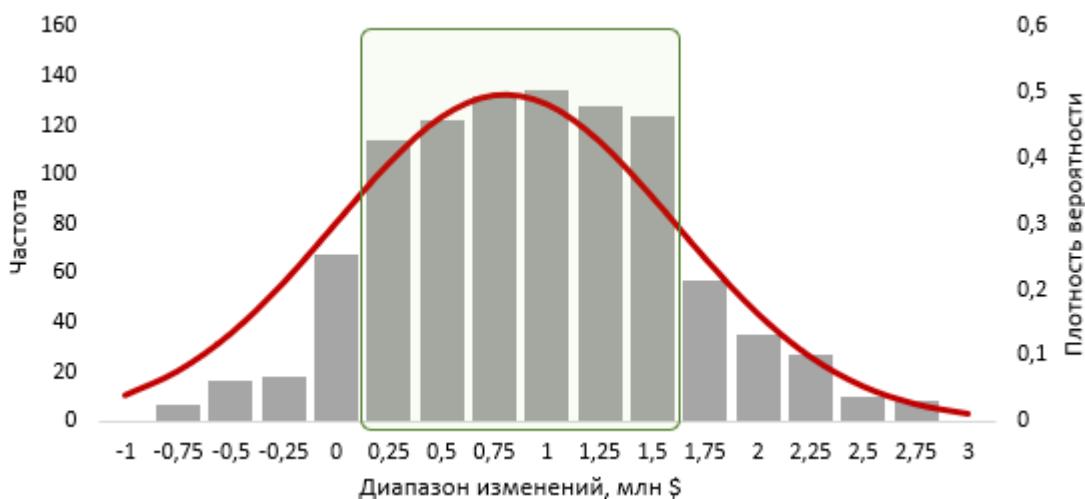


Рис. 10. Плотность распределения NPV в зависимости от геологического строения

Fig. 10. Density of NPV distribution depending on geological structure

Полученные данные подтверждают высокую рентабельность проекта при умеренном уровне риска при использовании рекомендуемой в данной работе системы разработки. Вероятность успешной реализации (89%) делает проект привлекательным для инвестиций.

С целью максимизации успешности подобных проектов на стадии фактической реализации рекомендуется основываться на методологии, описанной в работе [15], что в свою очередь позволит обеспечить достижение намеченного уровня добычи нефти при проектном темпе отбора.

Таким образом, в работе представлена методика, решающая актуальную проблему выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири.

Данная методика выбора системы разработки включает в себя несколько ключевых этапов:

1. На начальном этапе, в результате комплексного анализа геолого-геофизических и промысловых данных формируется геологическая основа, определяются ее критические неопределенностии.

2. Далее, на основе наиболее вероятной реализации геологической модели, следует моделирование различных сценариев разработки, формируется прогноз добычи нефти при модернизации проектных решений.

3. Для оценки рисков неподтверждения априорных представлений о геологическом

строении целевого объекта в процессе бурения, производятся расчеты по прогнозу добычи с учетом возможной изменчивости по параметру проницаемости, а также в случае развития пессимистичного (ГМ Р90) или оптимистичного (ГМ Р10) вариантов.

4. На завершающем этапе выполняется оценка рентабельности полученной системы разработки на данном объекте и формируется решение о бурении скважин на кустовой площадке с учетом геологических неопределенностей.

Заключение

Создана концептуальная геологическая модель, учитывающая весь имеющийся на сегодняшний день комплекс геолого-геофизической информации по рассматриваемому участку разработки.

В рамках вероятностного подхода к оценке геологического строения и запасов целевого объекта применена сценарная оценка по трем вариантам геологического строения с различающимися уровнями ВНК: пессимистичный (ГМ Р90), оптимистичный (ГМ Р10) и вероятный (ГМ Р50).

Сформирована методика, решающая актуальную проблему выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири.

Данную методику возможно использовать при принятии решений бурения скважин на новых кустовых площадках и определения оптимально-рентабельных условий эффективной разработки залежей.

Вклад авторов

Д.А. Розбаев – руководство исследованием, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Ю.В. Дмитриев – концептуализация, создание рукописи и ее редактирование.

А.А. Абдурагимов – концептуализация, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Г.Л. Розбаева – методология, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Сенцов А.Ю., Полякова Н.С., Грачев С.И. Оптимизация нового бурения в условиях геологической неопределенности геологической основы // Недропользование XXI век. 2019. № 5(81). С. 110–117. EDN: DHVIZY
2. Александров В.М. Построение концептуальных геологических моделей. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. 160 с. EDN: UYNEUJ
3. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ерилов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома / Науч. ред. А.Н. Дмитриевский. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. 200 с.
4. Меледин А.С., Белкина В.А. Геологическое строение пластов БВ₁₀₋₁₁ по комплексу геолого-промышленных данных // Территория Нефтегаз. 2018. № 1–2. С. 32–38. EDN: YSDAVU
5. Колоколова И.В., Попова М.Н. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5(78). С. 26–33. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10096>
6. Сенцов А.Ю., Крамар О.В., Овчинникова Е.И., Арефьев С.В. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ₁₋₂ Нивагальского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 50–58. EDN: SUCNRJ
7. Потапов Д.В., Ефремова Е.И. Анализ геологических рисков на этапе оценки запасов с целью повышения эффективности освоения актива // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18, № 1. С. 6. EDN: GUATEE
8. Белкина В.А., Антипин Я.О., Забоева А.А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их решению // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. 2021. Т. 332, № 9. С. 223–237. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/9/3371>
9. Билинчук А.В., Ситников А.Н., Бочков А.С. и др. Комплексное управление разработкой на основе концептуального геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 32–35. EDN: PJEAGP
10. Калиберов И.А., Топалова Т. Э., Попов А.Е. и др. Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7(108). С. 76–83. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-76-83>
11. Жук А.М., Саяхов В.А. Гидродинамическая модель нефтяного месторождения: создание, адаптация, прогноз // Известия Томского политехнического университета. Промышленная кибернетика. 2025. Т. 3, № 1. С 8–12. <https://doi.org/10.18799/29495407/2025/1/82>

12. *Тиаб Дж., Дональсон Э.Ч. Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Пер. с англ. М.Д. Углова; под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского. М.: Премиум-Инжиниринг, 2009. 838-с. EDN: QK1UEL*
13. *Ахмедова Т.М. Критерии оценки инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности и их характерные особенности // Креативная экономика. 2021. Т. 15, № 5. С. 2201–2226. <https://doi.org/10.18334/ce.15.5.112089>*
14. *Леонтьева Л.С., Макарова Е.Б. Особенности динамического анализа неопределенности и рисков проектов нефтегазодобывающего сектора // Журнал прикладных исследований. 2021. № 3-3. С. 37–46. https://doi.org/10.47576/2712-7516_2021_3_3_37*
15. *Розбаев Д.А. Анализ реализуемой системы заводнения на основе методики выявления непроизводительной закачки воды // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 6(132). С. 69–74. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6\(132\)-69-74](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6(132)-69-74)*

Информация об авторах

Дмитрий Алимович Розбаев – начальник управления, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5191-8033; e-mail: Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

Юрий Вячеславович Дмитриев – главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; e-mail: Yuriy.Dmitriev@lukoil.com

Абдурагим Абдуллабекович Абдурагимов – инженер 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Тюмень, Россия; e-mail: abduragim.abduragimov@lukoil.com

Галина Леонидовна Розбаева – канд. геол.-минерал. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 7566-1492, <https://orcid.org/0009-0009-5051-6877>; e-mail: rozbaevagl@tuuiu.ru

Поступила в редакцию 13.05.2025

Принята к публикации 08.12.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

The method of selecting a development system taking into account the uncertainties of the geological structure: Case study of a Neocomian object in Western Siberia

Dmitry A. Rozbaev¹✉, Yury V. Dmitriev¹, Abduragim A. Abduragimov¹, Galina L. Rozbaeva²

1 – LUKOIL-Engineering LLC, 143a Respubliki St., Tyumen, 625026, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St, Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* The article is devoted to the urgent problem of the unreliability of the forecast of reserves of the nonindustrial category and the deterioration of reservoir porosity and permeability while drilling is carried out in accordance with the Design and Technology Document, and the need for significant adjustments to drilling goals based on the results of well logging and the development of new wells. *Objective.* To develop a method that minimizes the risk of making erroneous decisions based on available source data, as well as to improve the accuracy of forecasting hydrocarbon production dynamics and determine optimal strategies for the placement of production wells. *Materials and methods.* Based on the case study of one of the Neocomian oil-bearing complexes in Western Siberia, several scenarios for the possible implementation of a conceptual geological model are considered. Standard approaches to geological mapping and interpretation of well logging data are used, supplemented by methods of statistical analysis, spatial modeling and computational hydrodynamics. To improve the assessment precision, modern tools for digital data processing and computer modeling of filtration processes are applied. *Results.* An option for solving the problem of assessing uncertainties and risks in the planning of development in undeveloped areas is considered. We show that a multivariate geological model should be the basis for designing and managing the development of a field. The digital filtration models created on this basis made it possible to assess the impact of geological uncertainties and various development systems on the final oil recovery from the reservoir. *Conclusions.* The proposed method makes it possible to assess the extremes of economic indicators depending on the degree of uncertainty of factors, which are key criteria when deciding on the implementation of drilling at the research site.

Keywords: geological model, oil–water contact, development system, horizontal wells, multihole wells, variability, oil recovery

Funding: the work received no funding.

For citation: Rozbaev D.A., Dmitriev Yu.V., Abduragimov A.A., Rozbaeva G.L. The method of selecting a development system taking into account the uncertainties of the geological structure: Case study of a Neocomian object in Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 4. P. 564–581. (In Russ.).

✉ Dmitry A. Rozbaev, Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

© Rozbaev D.A., Dmitriev Yu.V., Abduragimov A.A., Rozbaeva G.L., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Dmitry A. Rozbaev – supervision, writing – original draft, writing – review & editing.

Yury V. Dmitriev – conceptualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Abduragim A. Abduragimov – conceptualization, investigation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Galina L. Rozbaeva – methodology, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Sentsov A.Yu., Polyakova N.S., Grachev S.I. Optimization of new drilling in the face of uncertain geological framework. *Nedpropolzovanie XXI vek.* 2019. No. 5(81). P. 110–117. (In Russ.).
2. Aleksandrov V.M. *Construction of Conceptual Geological Models.* Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. 160 p. (In Russ.).
3. Karogodin Yu.N., Kazankinov V.A., Rylkov S.A., Yershov S.V. *Northern Ob' Region, West Siberia. Geology and Petroliferous Potential of Neocomian System*, ed. by A.N. Dmitrievskii. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2000. 200 p. (In Russ.).
4. Meledin A.S., Belkina V.A. Geological structure of the BV₁₀₋₁₁ horizons by the complex of field-geologic data. *Territorija Neftegaz.* 2018. No. 1–2. P. 32–38. (In Russ.).
5. Kolokolova I.V., Popova M.N. New criteria of the extraction and forecast of perspective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data. *Exposition Oil Gas.* 2020. No. 5(78). P. 26–33. (In Russ.).
6. Sentsov A.Yu., Kramar O.V., Ovchinnikova E.I., Arefiev S.V. From geological uncertainty assessment towards strategy of a field's part drilling (experience of the approach application when planning drilling of AV₁₋₂ formations of Nivagalsky field). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2014. No. 10. P. 50–58. (In Russ.).
7. Potapov D.V., Efremova E.O. Analysis of geological risks at the stage of reserves assessment in order to increase the asset development efficiency. *Neftegazovaia Geologija. Teoriya i praktika.* 2023. Vol. 18, No. 1. P. 6. (In Russ.).
8. Belkina V.A., Antipin Ya.O., Zaboeva A.A. Building three-dimensional models of oil saturation. Main problems and approaches to their solution. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering.* 2021. Vol. 332, No. 9. P. 223–237. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/9/3371>
9. Bilinchuk A.V., Sitnikov A.N., Bochkov A.S. et al. Integrated control of fields development on the base of conceptual geological modeling. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2012. No. 12. P. 32–35. (In Russ.).
10. Kaliberov I.A., Topalova T. E., Popov A.E. et al. Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties. *Exposition Oil Gas.* 2024. No. 7(108). P. 76–83. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-76-83>

11. Zhuk A.M., Sayakhov V.A. Hydrodynamic model of oil field: creation, adaptation, forecast. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Industrial Cybernetics*. 2025. Vol. 3, No. 1. P. 8–12. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/29495407/2025/1/82>
12. Tiab J., Donaldson E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Boston, MA: Gulf Professional, 2004. 889 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7711-0.X5000-2>
13. Akhmedova T.M. Criteria for evaluating investment projects in the oil and gas industry and their particularities. *Kreativnaya ekonomika*. 2021. Vol. 15, No. 5. P. 2201–2226. (In Russ.). <https://doi.org/10.18334/ce.15.5.112089>
14. Leontyeva L.S., Makarova E.B. Features of the dynamic analysis of uncertainty and risks of projects in the oil and gas production sector. *Journal of Applied Research*. 2021. No. 3-3. P. 37–46. (In Russ.). https://doi.org/10.47576/2712-7516_2021_3_3_37
15. Rozbaev D.A. Analysis of the field reservoir pressure maintenance system being implemented based on the methodology for identifying unproductive water injection. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*. 2022. No. 6(132). P. 69–74. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6\(132\)-69-74](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6(132)-69-74)

Information about the authors

Dmitry A. Rozbaev – Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; e-mail: Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

Yury V. Dmitriev – Chief Specialist, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; e-mail: Yuriy.Dmitriev@lukoil.com

Abduragim A. Abduragimov – Second Category Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; e-mail: abduragim.abduragimov@lukoil.com

Galina L. Rozbaeva – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-5051-6877>; e-mail: rozbaevagl@tyuiu.ru

Received 13 May 2025

Accepted 8 December 2025

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Обзорная статья

УДК 662.769.2+622.691.4

EDN: LWBKAI

Перспективы и проблемы использования магистральных газопроводов и распределительных газовых сетей для транспортировки смесей метана и водорода: зарубежный опыт

К.И. Якубсон 

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

Аннотация. Использование существующей газотранспортной системы для транспортировки и распределения смесей метана и водорода является важным этапом декарбонизации различных секторов современной экономики. В обзоре на основе анализа зарубежных публикаций рассмотрены результаты экспериментальных исследований, оценивающих влияние водорода на нарушение целостности магистральных газопроводов, обусловленное развитием процессов водородного охрупчивания и трещиноватости в металле стальных труб и сварных швов, на проницаемость полимерных труб. Приведены основные характеристики различных технологий выделения водорода из метан-водородных смесей, их эффективности и стоимости. Проанализированы основные результаты проводившихся в различных странах демонстрационных проектов и сформулированные на их основе требования к модернизации существующих газотранспортных систем, необходимые для безопасной транспортировки и распределения метан-водородных смесей с высокой концентрацией водорода. Рассмотрены программы перепрофилирования существующих магистральных газопроводов в странах Европейского союза.

Ключевые слова: водород, метан-водородная смесь, магистральный газопровод, газораспределительный трубопровод, охрупчивание, трещинообразование, газопроницаемость, демонстрационный проект, перепрофилирование, кластер

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

Для цитирования: Якубсон К.И. Перспективы и проблемы использования магистральных газопроводов и распределительных газовых сетей для транспортировки смесей метана и водорода: зарубежный опыт // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 582–621. EDN: LWBKAI

 Якубсон Кристоф.Израильич, kris.yakubson@yandex.ru

© Якубсон К.И., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В настоящее время до 80% водорода производят на предприятиях, использующих его для собственных нужд при реализации различных технологических процессов (кэптивный водород). Прогнозируют, что к 2030 г. доля кэптивного водорода снизится до 40 %, а в 2050 г. не будет превышать 20%. Остальной водород будет поступать на рынок¹. По мнению экспертов Международного энергетического агентства (МЭА) для достижения к 2050 г. углеродной нейтральности мировой экономики производство водорода к 2030 г. должно составить 212 млн т и увеличится до 528 млн т к 2050 г.². При этом 70% произведенного в 2030 г. водорода должно быть низкоуглеродным²: «зеленым», получаемым электролизом воды [1], и «голубым», получаемым паровой конверсией метана с последующим улавливанием и утилизацией образующегося CO₂ [2, с. 1–4]. К 2050 г. низкоуглеродным должен быть весь произведенный водород. В соответствии с этими прогнозами можно ожидать, что в 2030 г. на рынок поступит около 130 млн т водорода и к 2050 г. его количество вырастет до 420 млн т. Необходимым условием формирования и успешного функционирования быстро растущего рынка водорода является создание специализированной инфраструктуры для доставки водорода потребителям (водородных трубопроводов и сетей его распределения).

¹ Global Hydrogen Review 2021. Paris: IEA, 2021. 221 p.
URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

² Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector: Special Report. Paris: IEA, 2021. 223 p.
URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Рост производства водорода и жесткие требования, в том числе финансовые, к снижению выбросов CO₂, предусмотренные стратегиями (программами) развития низкоуглеродной экономики большинства развитых стран^{1,3}, стимулировали поиск альтернативных решений, которые позволяли бы уже сегодня доставлять водород конечным потребителям и использовать водородные технологии для снижения углеродоемкости различных секторов экономики. Предлагается в качестве временной меры – до создания водородной инфраструктуры смешивать водород с метаном и использовать для транспортировки этой смеси существующие газопроводы и распределительные газовые сети^{4,5} [3].

Использование существующих газопроводов для транспортировки метан-водородных смесей

Одной из основных проблем, определяющих возможность транспортировки смеси метана с водородом по существующим газопроводам, является влияние водорода на прочностные характеристики труб, сварных соединений и вспомогательного оборудования, в первую очередь компрессоров (см. сноска⁵).

³ Hydrogen Insights: A Perspective on Hydrogen Investment, Market Development and Cost Competitiveness. Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021.

URL: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/> (дата обращения: 02.12.2025).

⁴ Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities: Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris: IEA, 2019. 202 p.
URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

⁵ Melania M. W., Antonia O., Penev M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues: Technical Report NREL/TP-5600-51995. Denver, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2013. 73 p.
URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

Систематическое изучение процессов взаимодействия водорода с внутренней поверхностью труб, используемых для транспортировки природного газа высокого давления, началось еще в 80-х годах прошлого столетия в США в рамках финансируемых Министерством энергетики ряда исследовательских программ^{6,7,8,9}. В последующие годы были выполнены многочисленные, в основном экспериментальные, исследования, позволившие установить основные механизмы и факторы негативного влияния водорода на трубопроводные стали [4] и материалы вспомогательного оборудования трубопроводов [5–7].

Изменение механических свойств трубопроводных сталей, таких как твердость, пластичность и вязкость, в присутствии водорода обусловлено процессами образования атомов водорода на поверхности труб и их последующего проникновения внутрь металла. Диссоциация молекул

водорода на атомы происходит в результате адсорбции водорода по механизму диссоциативной десорбции [8, 9], интенсивность которой увеличивается с ростом парциального давления водорода и его температуры. Количество атомов водорода, проникающего в металл в результате процессов растворения и диффузии, также контролируется величиной парциального давления водорода, увеличиваясь пропорционально его квадратному корню [10]. Проникающие в металл атомы водорода располагаются между узлами кристаллической ферритовой решетки (межузельные позиции атомов водорода) [11, 12]. Атомарный водород стимулирует развитие в металле различных процессов, приводящих к нарушению его целостности: водородному охрупчиванию, стимулированному водородом растрескиванию металла и образованию в металле пузырьков воздуха [13–15].

По современным представлениям основными механизмами водородного охрупчивания являются усиленные водородом декогезия и локализованная пластичность. Растворенный межузельный водород в результате переноса электронов между атомами железа и водорода ослабляет межатомные связи в ферритовой решетке, величина которых становится меньше порогового значения напряжения пластической деформации стали. Это повышает вероятность «хрупкого» разрушения находящегося под напряжением металла [16, 17]. Атомарный водород обладает высокой подвижностью. Величина коэффициента диффузии атомов водорода в ферритовой решетке при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 25 °C) составляет $7,27 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$ [18].

⁶ Hoover W.R., Robinson S.L., Stoltz R.E., Springarn J.R. Hydrogen Compatibility of Structural Materials for Energy Storage and Transmission: Final report prepared by Sandia National Laboratories under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1981. 62 p.

⁷ Holbrook J.H., Cialone H.J., Mayfield M.E., Scott P.M. The Effect of Hydrogen on Low-Cycle-Fatigue Life and Subcritical Crack Growth in Pipeline Steels: Technical report prepared for Brookhaven National Laboratory under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1982. 141 p.

⁸ Holbrook J.H., Cialone H.J., Scott P.M. Hydrogen Degradation of Pipeline Steels: Summary report prepared for Brookhaven National Laboratory under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1984. 101 p. <https://doi.org/10.2172/5985541>

⁹ Holbrook J.H., Collings E.W., Cialone H.J., Drauglis E.J. Hydrogen Degradation of Pipeline Steels: Final report prepared for Brookhaven National Laboratory under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1986. 163 p. <https://doi.org/10.2172/7122938>

Диффундирующий водород может концентрироваться на вершинах существующих в металле микротрещин, что ускоряет скорость движения (миграции) дислокаций и приводит к росту локальной пластичности металла, сопровождающейся его деформацией [19]. Исследования, проводившиеся в последние годы, показали возможность одновременной реализации рассматриваемых механизмов водородного охрупчивания, усиливающей его негативное воздействие на трубопроводную сталь [20].

В отличие от водородного охрупчивания, инициируемого атомарным водородом в металле, находящемся в напряженном состоянии, растрескивание металла под действием водорода вызывается молекулярным водородом и создаваемым им избыточным давлением в материале трубопровода. Рекомбинация атомов водорода происходит по мере их накопления в различных дефектах и пустотах в металле. Когда давление образовавшегося водородного газа превышает предел прочности металла, начинается его интенсивное растрескивание, которое может приводить к образованию микропор, заполненных водородом, ухудшающих его механические свойства [21–23].

Одним из возможных негативных последствий транспортировки водорода и его смесей с природным газом является более интенсивное развитие в трубопроводных сталях усталостных трещин. Эксперименты с образцами различных марок трубопроводных сталей показали, что в присутствии водорода скорость роста усталостных трещин в металле существенно возрастает пропорционально его содержанию в транспортируемой газовой смеси [24–26]. При этом увеличение уровня напряжений, которым подвергается трубопроводная сталь, в большей степени влияет на рост

усталостных трещин в газовых средах, содержащих водород. Оценка влияния изменения частоты нагрузок, которым подвергается трубопроводная сталь, на рост усталостных трещин показала, что влияние водорода в наибольшей степени проявляется при низкой частоте изменения нагрузок и при их постоянной величине [27, 28].

Транспортируемый водород негативно влияет на целостность и надежность не только трубопроводной стали, но и сварных швов, соединяющих отдельные секции трубопроводов. Микроструктура сварного шва, как правило, существенно отличается от микроструктуры трубопроводной стали, в первую очередь за счет дефектов, образующихся в процессе сварки – дуговых кратеров, газовых пор, поверхностных трещин и др. Эти дефекты способствуют проникновению и накоплению водорода в материале сварных швов и развитию в них процессов водородного охрупчивания и растрескивания. Экспериментальное изучение влияния водорода на сварные швы показало, что скорость развития в них усталостных трещин может в несколько раз превышать ее величину в основном металле трубопровода [29, 30]. При этом увеличение напряженного состояния трубопровода значительно сильнее влияет на рост трещин в сварном шве, чем в материале трубопровода [31].

Водород, используемый в экспериментах по изучению его влияния на механические свойства трубопроводных сталей, как правило, не содержал таких примесей, характерных для природного газа, как O_2 и CO . Изучение возможного влияния этих примесей при транспортировке смесей водорода с метаном показало, что присутствие в смеси даже их небольшого количества существенно снижает негативное воздействие водорода [32–34].

Интенсивность воздействия водорода на механические свойства трубопроводных сталей и сварных швов обусловлена совместным влиянием двух факторов: свойствами металла труб (их химическим составом и микроструктурой) и условиями эксплуатации трубопровода. Поскольку проектный срок службы магистральных газопроводов составляет 50 лет, значительное количество эксплуатируемых в настоящее время магистральных газопроводов введено в эксплуатацию в прошлом веке. Так, в США протяженность газопроводов, построенных в 1950–1960 гг., составляет 34% от общей протяженности эксплуатируемых в настоящее время газопроводов. Еще 21% действующих газопроводов был введен в эксплуатацию в период 1970–1990 гг.¹⁰.

С середины прошлого века технология производства труб для газопроводов высокого давления существенно изменилась. Основные усилия были направлены на увеличение прочности металла труб, его пластичности и сопротивления усталостному разрушению, улучшению их свариваемости. Это достигалось оптимизацией химического состава металла (уменьшением содержания С, введением легирующих элементов Cr, Mo, Nb, V, Ti и др.) [35], а также улучшением его микроструктуры в результате измельчения зерна и уменьшением в структуре металла доли перлита по сравнению с ферритом и бейнитом [36].

Установленное многочисленными экспериментами влияние увеличения прочности труб на интенсивность водородного охрупчивания металла трубопро-

проводов, приводящего к развитию в нем интенсивной трещиноватости [37–39], послужило основанием рекомендовать использование для транспортировки водорода и метан-водородных смесей трубопроводы из стали марок не выше X65 (по классификации API 5L Американского института нефти), которые характеризуются средними значениями прочности [42–44]. В настоящее время при строительстве газопроводов высокого давления в основном используют высокопрочные стали марок X70 и выше. Это обусловило интерес к более детальному изучению их взаимодействия с водородом. Было установлено, что интенсивность развития усталостных трещин в металле трубопровода под действием водорода практически одинакова для стали различных марок по API 5L ([4], ASME B31.12-2023 «Hydrogen piping and pipelines»). Проведенные эксперименты с образцами стали различных марок подтвердили эффект снижения величины вязкости разрушения металла в среде водорода с ростом его прочности, наиболее высокие значения которой характерны для современных марок сталей [4]. Негативное воздействие водорода на механические характеристики трубопроводных сталей увеличивается с ростом температуры и приводит к активизации всех основных этапов процесса их водородного охрупчивания (диссоциативной адсорбции водорода, поглощения и диффузии водорода, его удержания в стали) [43]. При производстве труб и особенно в процессе их эксплуатации в металле могут возникать различные дефекты структуры, трещины, зоны повышенной твердости (вмятины, борозды), которые повышают вероятность нарушения целостности труб при транспортировке по ним водорода.

¹⁰ Age of Natural Gas Pipelines // Pipeline Safety Trust.

URL: <https://pstrust.org/about-pipelines/stats/age-of-natural-gas-pipelines/> (дата обращения: 02.12.2025).

Этому также способствует наличие в эксплуатируемых трубопроводах зон повышенного напряжения, возникающих под воздействием внешней среды и давления перекачиваемого газа,^{11,12} [44].

Анализируя накопленные к настоящему времени экспериментальные данные о взаимодействии водорода с материалом трубопроводов высокого давления, авторы, опубликованных в 2024 г. обзоров [45, 46] отмечают, что они получены с использованием различных экспериментальных методик и лабораторного оборудования. Это, по мнению авторов, не позволяет надежно оценить допустимую концентрацию водорода в транспортируемых метан-водородных газовых смесях. Об этом также свидетельствует широкий диапазон значений этого параметра (от 5 до 30–50%) в ряде существующих стандартов (PD CEN/TR 17797:2022 «Gas infrastructure – Consequences of hydrogen in the gas infrastructure and identification of related standardisation need in the scope of CEN/TC 234», см. сноска¹³), по использованию газопроводов для транспортировки водорода и в публикациях, где обобщены результаты лабораторных экспериментов (см. сноска⁵ на с. 583, [47]). Учитывая это, для оценки безопасности транспортировки

смесей метана с водородом по существующим газопроводам предложено использовать несколько эмпирических параметров. Если материал сохраняет не менее 90% прочности при испытании на растяжение в среде водорода по сравнению с воздухом или азотом, он совместим с водородосодержащей средой. Все материалы, не отвечающие этому критерию, должны быть испытаны на усталость [48]. Если при этом прочность материала в среде водорода снижается на 50% или более, то материал не подходит для работы в водородосодержащей среде [4].

Следует также учитывать, что основные выводы о влиянии водорода на механические свойства трубопроводных сталей основываются на результатах экспериментов, не учитывающих их возможные изменения при длительном контакте с водородом [45]. Использовать для этого положительный опыт длительного хранения сжатого водорода в металлических баллонах [49] не позволяют существенные различия в динамике изменения давления водорода в баллонах по сравнению с трубопроводами, для которых характерны многократные циклические нагрузки [7]. Все это определяет принципиальное значение натурных испытаний воздействия водорода на прочностные характеристики трубопроводных сталей по результатам транспортировки метан-водородных смесей по действующим газопроводам¹⁴, см. сноска⁴ на с. 583.

¹¹ San Marchi C., Somerday B. Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials: Technical Report SAND2012-7321. Oak Ridge: OSTI, 2012. 292 p. <https://doi.org/10.2172/1055634>

¹² Topolski K., Reznicek E., Erdener B. et al. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology: Technical Report NREL/TP-5400-81704. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2022. 60 p. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

¹³ Honselaar M., Weidner E., Steen M. Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCNG: EARTO Workshop Report, Petten, Netherlands 21–22 October 2014. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015. 16 p. <https://doi.org/10.2790/97247>

¹⁴ Pre-Normative Research about the compatibility of transmission gas grid steels with hydrogen and development of mitigation techniques // Horizon Europe. URL: <https://www.horizon-europe.gouv.fr/pre-normative-research-about-compatibility-transmission-gas-grid-steels-hydrogen-and-development> (дата обращения: 02.12.2025).

**Использование
газораспределительных сетей
для транспортировки
метан-водородных смесей**

Метан-водородные смеси, транспортируемые по магистральным газопроводам, далее поступают в газораспределительные сети, по которым они доставляются конечному потребителю. В современных газораспределительных сетях наряду со стальными трубами широко используются полиэтиленовые трубы. Впервые полиэтиленовые трубы были использованы для распределения газа в 1959 г. в США¹⁵. В последующие годы производство полиэтиленовых труб постоянно увеличивалось и в настоящее время более 90% новых труб для газораспределительных сетей в Европе и США изготавливают из полиэтилена [50], что обусловлено рядом преимуществ этого материала по сравнению со сталью: устойчивостью к химическому воздействию, практически исключающей их коррозию, существенно меньшим весом и гибкостью, облегчающими их транспортировку, хранение и возможность установки в условиях сложного рельефа. При этом стоимость установки полиэтиленовых труб в 2–3 раза меньше, чем установка стальных труб того же диаметра. Важным преимуществом полиэтиленовых труб является также простота и надежность их соединения, которая осуществляется методами стыковой или электродуговой сварки (ISO 12176-1:2017 «Plastics pipes and fittings – Equipment for fusion jointing polyethylene systems. Part 1. Butt fusion»). При оптимальных режимах сварки удается получать шов, обладающий теми же или

лучшими механическими характеристиками, что материал трубы [51, 52].

Анализ многолетнего опыта использования полиэтиленовых труб для транспортировки природного газа выявил несколько основных факторов, влияющих на механические характеристики труб и приводящих к нарушению их целостности: поверхностные дефекты, возникающие при хранении, транспортировке и установке труб; некачественное соединение труб; напряжения, обусловленные давлением перекачиваемого газа и влиянием внешней среды, в частности, деформацией фундамента (почвы), на который уложена труба; химическое и термическое старение полиэтилена [53]. Характер и степень влияния перечисленных факторов на целостность полиэтиленовых труб при транспортировке природного газа обусловлены особенностями структуры полиэтилена и его поведения под действием возникающих напряжений. Полиэтилен является полукристаллическим полимером, механические свойства которого определяются плотностью исходной смолы, молекулярной массой полимерных цепей и их пространственным распределением [54]. Важным свойством полимерной структуры полиэтилена является его вязкоупругое поведение под действием приложенной нагрузки [55]. Это приводит к изменению механизма разрушения полиэтилена при длительной нагрузке. Выделяют два основных механизма (режима) разрушения полиэтилена: пластический и хрупкий, которые характеризуются различной длительностью и уровнем вызывающих их напряжений¹⁶ [56].

¹⁵ The history of PE pipe // Hart Energy. URL: <https://www.hartenergy.com/news/history-pe-pipe-52531> (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁶ Mamoun M.M., Maupin J. K., Miller M.J. Plastic Pipe Failure, Risk, and Threat Analysis: Report of GTI Project 20385. Des Plaines, IL: Gas Technology Institute, 2009. 313 p. URL: https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/34642/dot_34642_DS1.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Пластическое разрушение полиэтиленовых труб обычно происходит достаточно быстро при высоком уровне напряжения, превосходящем его допустимое значение, например, когда оно превышает предел текучести материала. Одним из факторов, инициирующих пластическое разрушение полиэтиленовых труб, является наличие в полиэтилене дефектов, возникающих при их производстве [56]. Хрупкое разрушение полиэтиленовых труб происходит в результате длительного воздействия низкого напряжения, величина которого намного меньше предела текучести материала, и сопровождается медленным развитием в полиэтилене системы трещин (SCG). В долгосрочной перспективе это может привести к повреждению трубопровода. Установлено, что медленное растрескивание полиэтиленовых труб является основной причиной различных аварийных ситуаций в распределительных газовых сетях [57]. Полиэтиленовые трубопроводы рассчитаны на длительную эксплуатацию – 50 и более лет¹⁷. В течение этого времени происходит химическое и термическое старение полиэтилена, приводящее к изменению его молекулярной структуры и деградации механических свойств, что стимулирует хрупкое разрушение трубопровода [50].

Полиэтиленовые трубы впервые были успешно использованы для транспортировки водородсодержащих газов еще в середине 80-х годов прошлого века. В 2018 г. в Нидерландах в полиэтиленовый трубопровод был закачан чистый водород¹⁸. Основанием для

этого послужили результаты многочисленных экспериментальных исследований по оценке влияния водорода на процессы, приводящие к разрушению полиэтиленовых труб, которые проанализированы и обобщены в нескольких обзорах, опубликованных в последние годы^{19,20} [58]. В большинстве проведенных экспериментальных исследований изучалось ограниченное по времени влияние водорода на механические характеристики полиэтилена. Это обусловлено тем, что потеря (в результате десорбции) значительной части водорода из предварительно насыщенного водородом образца полиэтилена происходит в течение нескольких часов. Еще одним фактором, влияющим на наблюдаемый разброс экспериментальных данных, является различная продолжительность насыщения водородом изучаемых образцов полиэтилена¹⁸.

Для оценки влияния водорода на пластическую и упругую деформацию полиэтиленовых труб образцы полиэтилена (или небольшие отрезки полиэтиленовых труб) насыщались водородом и проводилось тестирование их механических свойств в соответствии с рекомендациями ISO-4437-1:2024 «Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE)», включающее испытания на растяжение, устойчивость к внутреннему давлению и распространению трещин.

[s/kiwa-technology/downloads/plastic-pipes-xix-pe-pipes-enable-the-transport-of-hydrogen.pdf](https://www.kiwa-technology/downloads/plastic-pipes-xix-pe-pipes-enable-the-transport-of-hydrogen.pdf) (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁹ Simmons K.L., Fring L., Kuang W. et al. Gap Analysis on the Impacts of Hydrogen Addition to the North American Natural Gas Infrastructure Polyethylene Pipelines. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, 2022. 60 p.
[URL: https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-33736.pdf](https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-33736.pdf) (дата обращения: 02.12.2025).

²⁰ Impacts of Hydrogen Blending on Gas Piping Materials. Washington, DC: American Gas Association, 2023. 62 p.
[URL: https://www.agaj.org/wp-content/uploads/2023/08/Impacts-of-Hydrogen-Blending-on-Gas-Piping-Ma_.pdf](https://www.agaj.org/wp-content/uploads/2023/08/Impacts-of-Hydrogen-Blending-on-Gas-Piping-Ma_.pdf) (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁷ 100 years lifetime of polyethylene pressure pipe systems buried in the ground for water and natural gas supply: Position paper. Brussels: TEPFA, 2019. 6 p.
[URL: https://www.teppfa.eu/wp-content/uploads/TEPPFA-PE100-Position-on-100years-lifetime-of-PE-Pipes-2.pdf](https://www.teppfa.eu/wp-content/uploads/TEPPFA-PE100-Position-on-100years-lifetime-of-PE-Pipes-2.pdf) (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁸ Hermkens R.J.M., Colmer H., Ophoff H.A. Modern PE pipe enables the transport of hydrogen // Proceedings of the 19th Plastic Pipes Conference PPXIX, Las Vegas, Nevada, USA, 24–26 September 2018.
[URL: https://www.kiwa.com/globalassets/netherlands](https://www.kiwa.com/globalassets/netherlands)

В [59–61] представлены результаты испытаний полиэтилена на одноосное растяжение, проводившихся после их насыщения водородом, давление и температура которого изменились от 0,5 МПа до 35 МПа и от 20 °C до 80 °C. Эти исследования показали, что такие механические характеристики полиэтилена как модуль упругости при растяжении, предел текучести и предел прочности начинают изменяться под действием водорода лишь при высоком давлении, существенно превышающем давление газа, транспортируемого по распределительным полиэтиленовым трубопроводам [62]. Гидравлические испытания на разрыв секции полиэтиленовых труб после насыщения их водородом в течение 72 ч при давлении 2 МПа показали, что водород не влияет на процесс вязкого разрушения полиэтилена при высоком уровне напряжения. Испытания полиэтилена, насыщенного водородом, на устойчивость к развитию трещиноватости на основе стандартного теста с квазистатическим нагружением образцов с двойным торцевым надрезом также не выявили негативного влияния водорода [63]. Для оценки влияния водорода на сварные соединения полиэтиленовых труб в [64] сравнивались их механические характеристики (твердость и ползучесть) в среде метана и смеси метана с водородом при давлении газа 0,1 и 0,5 МПа. Добавление водорода лишь незначительно снизило пластичность сварного соединения и практически не повлияло на его твердость.

Значительно меньше экспериментальных данных, характеризующих влияние водорода на медленно развивающиеся процессы хрупкого разрушения полиэтилена и его старения при длительной эксплуатации. В [65] показано, что механические свойства полиэтиленовых труб (растяжение,

ползучесть и пластическое разрушение) после 13 мес. их выдержки в чистом водороде с давлением 0,5 и 2 МПа и температурой 20 °C, 50 °C и 80 °C практически не изменились. Деградация механических свойств полиэтиленовых труб в результате их длительного старения изучалась Датским центром газовых технологий²¹ [66]. Под землю, где температура составляла 8 °C, были закопаны полиэтиленовые трубы, в течение многих лет (одна из них – 20 лет) эксплуатирующиеся в шведских газораспределительных сетях. В трубы был закачан чистый водород под давлением 0,4 МПа. Затем через 4 и 10 лет непрерывного воздействия водорода на полиэтиленовые трубы в них было измерено содержание антиоксиданта (ISO 11357-6:2025 «Plastics – Differential scanning calorimetry (DSC). Part 6. Determination of oxidation induction time (isothermal OIT) and oxidation induction temperature (dynamic OIT)»), который добавляют к исходной смоле для повышения устойчивости полиэтиленовых труб к термоокислительной деградации, стимулирующей их хрупкое разрушение [50, 67]. Во всех трубах содержание антиоксиданта практически не изменилось по сравнению с его значениями до закачки водорода, что указывает на отсутствие значимого влияния водорода на старение полиэтиленовых труб²⁰. По мнению авторов обзора (см. сноска¹⁹ на с. 589), этот важный вывод необходимо подтвердить дополнительными исследованиями при другой температуре и химическом составе почвы.

²¹ Iskov H. Field Test of Hydrogen in the Natural Gas Grid: Project Report. Hørsholm: Danish Gas Technology Centre, 2010. 94 p.
URL: https://dgc.dk/media/jusnscgc/r1003_hydrogen_gas_grid.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Еще одной дискуссионной проблемой, связанной с использованием полиэтиленовых труб для транспортировки водорода и его смесей с метаном, является их газопроницаемость, обусловленная полукристаллической структурой полиэтилена. Установлено, что проникновение (утечка) газа происходит через аморфную область его структуры. Поэтому газопроницаемость полиэтилена уменьшается с увеличением его кристалличности и плотности [68, 69]. Основными физико-химическими процессами, определяющими газопроницаемость полиэтиленовых труб, являются сорбция транспортируемого газа на внутренней поверхности трубы, его растворение в полиэтилене, последующая диффузия и десорбция с внешней поверхности трубы [70].

Систематическое изучение проницаемости полиэтиленовых труб для метана и водорода и влияния на нее изменения термобарических условий началось в 90-е годы [71]. Большинство результатов получено на основе экспериментов с полиэтиленовыми мембранными, реже – с небольшими отрезками полиэтиленовых труб²² [69, 72, 73]. В последние годы для изучения газопроницаемости полиэтиленовых труб начали использовать математическое моделирование на основе метода Монте-Карло и динамическое моделирование процессов растворения и диффузии газов [74, 75]. Результаты экспериментальных исследований и математического моделирования показывают, что газопроницаемость полиэтиленовых труб

для метана и водорода экспоненциально возрастает с увеличением температуры и подчиняется закону Аррениуса [67, 72, 74], в то время как изменение давления²¹, а также старение труб на величину этого параметра практически не влияют [70, 74]. Поскольку кинетический диаметр молекул водорода меньше его величины для других газов [69], можно ожидать, что газопроницаемость полиэтилена для водорода будет значительно превосходить ее величину для метана.

Как показано в [76], коэффициент газопроницаемости полиэтиленовых труб для водорода в 1,8 раза больше, чем для метана. Следствием этого является увеличение газопроницаемости полиэтиленовых труб с ростом содержания водорода в метан-водородной смеси. Так, при содержании в смеси 60% водорода ее газопроницаемость на 83% превышает газопроницаемость для метана [76]. Это приводит не только к количественному увеличению объема утечки газа, но и к обогащению ее водородом по сравнению с транспортируемой метан-водородной смесью (см. сноски^{18,19} на с. 8). Возможные потери водорода в результате его просачивания через стенки полиэтиленовых труб могут составить 4,36 м³ в год на 1000 м трубопровода (см. сноски¹⁸ на с. 589). По оценке авторов отчета (см. сноски¹⁹ на с. 589) в случае использования для транспортировки водорода всех существующих полиэтиленовых трубопроводов США его потери не будут превышать 0,02% в год. По мнению экспертов Министерства энергетики США трубы из полиэтилена позволяют транспортировать и распределять водород безопасным и надежным способом.

²² Barth R.R., Simmons K.L, San Marchi C. Polymers for Hydrogen Infrastructure and Vehicle Fuel Systems: Applications, Properties, and Gap Analysis: Technical Report SAND2013-8904. Oak Ridge, TN: OSTI, 2013. 51 p.
<https://doi.org/10.2172/1104755>

Определенную опасность утечки водорода в распределительных системах могут представлять лишь в точках конечного использования, в частности, в закрытых помещениях или в зонах с низкой вентиляцией (см. сноска¹² на с. 587). Исследования, выполненные в 2022 г. в рамках проекта Ready4H2 80 газораспределительными компаниями из 16 стран Европы, показали, что все 1,15 млн км полиэтиленовых трубопроводов, находящихся под управлением этих компаний, могут быть использованы для транспортировки водорода²³.

Выделение водорода из метан-водородных смесей

К настоящему времени выполнены многочисленные исследования, подтверждающие практическую возможность эффективного использования метан-водородных смесей в различных секторах экономики (в коммунальном хозяйстве, на транспорте, в энергетике) [77, 78]. Наряду с этим, в ряде стран, в первую очередь в Европе, приступили к реализации проектов, в которых используют водород, в том числе высокой чистоты [79]. В отсутствии развитой системы транспортировки водорода его можно выделять из метан-водородных смесей и доставлять потребителям по полиэтиленовым трубопроводам. При этом в ряде случаев, исходя из требований к необходимой концентрации водорода в газовой смеси, из нее извлекается лишь часть водорода²⁴. К настоящему времени

разработано несколько технологий селективного выделения водорода из газовых смесей, основанных на процессах адсорбции с переменным давлением (PSA) и криогенной дистилляции, использовании полимерных и металлических мембран, электрохимическом разделении (см. сноска¹² на с. 587, [80]). Эффективность применения каждой из перечисленных технологий определяется необходимым уровнем концентрации водорода в метан-водородной смеси, степенью извлечения водорода и его чистотой, величиной капитальных затрат, определяемых стоимостью оборудования и величиной энергопотребления.

Технология адсорбции с переменным давлением (PSA-технология) является в настоящее время основным способом очистки водорода, получаемого методом паровой конверсии метана, от загрязняющих его примесей [81]. Для выделения водорода из метан-водородных смесей используют одну из модификаций этой технологии – короткоцикловую адсорбцию, которая характеризуется существенным уменьшением времени адсорбции-десорбции метана: до 30 с по сравнению с 10 мин при использовании стандартной технологии (см. сноска⁵ на с. 583, [82]). Для получения водорода высокой чистоты (99,9%+) необходимо использовать многослойные сорбенты и проводить несколько циклов адсорбции-десорбции газовой смеси [83]. Степень извлечения водорода при использовании технологии короткоцикловой адсорбции обычно не превышает 80% от его содержания в смеси. При повышении количества циклов адсорбции до 8 степень выделения водорода достигала 90% (см. сноска¹² на с. 587).

²³ Ready4H2: Europe's Local Hydrogen Networks. Part 1. Local gas networks are getting ready to convert.

URL: <https://www.ready4h2.com/medien/r4h2/pdf/Ready4H2-ED1.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁴ Global Hydrogen Review 2022. Paris: IEA, 2022. 282 p.

URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

Метод можно использовать для выделения водорода из метан-водородных смесей как с низкой, так и с высокой концентрацией водорода [82]. При этом следует учитывать, что в процессе десорбции метана его давление существенно снижается по сравнению с давлением газа, поступающего на установку десорбции. Поэтому для возвращения выделенного метана в трубопроводную систему, особенно в магистральный газопровод высокого давления, приходится затрачивать значительное количество дополнительной энергии для его сжатия. В связи с этим ряд авторов рекомендует использовать короткоцикловую адсорбцию для метан-водородных смесей с содержанием водорода не менее 50% (см. сноска¹² на с. 587).

Технология криогенной дистилляции позволяет выделять водород из метан-водородных смесей при любых соотношениях метана и водорода благодаря существенному различию температур кипения этих газов ($-161,5$ и $-252,77$ °C соответственно). Чистота выделяемого водорода составляет 90–98% при высокой степени его извлечения из смеси, достигающей 90% [80]. На эффективность криогенной дистилляции водорода негативно влияет присутствие в метане таких примесей как H_2O , CO_2 и H_2S , которые при криогенных температурах конденсируются, затвердевают и могут нарушать нормальную работу оборудования. Это требует предварительной очистки метан-водородной смеси, поступающей на криогенную дистилляцию, для снижения содержания H_2O до 1 ppm и CO_2 до 100 ppm (см. сноска⁹ на с. 584, [80]). Высокая стоимость оборудования и большие эксплуатационные расходы на глубокое

охлаждение газовой смеси приводят к тому, что технологию криогенной дистилляции обычно используют в крупномасштабных производственных процессах (см. сноска⁵ на с. 583).

Мембранные технологии уже в течение многих лет успешно используют для разделения смесей различных газов. В последние годы выполнены многочисленные исследования, позволяющие оценить эффективность их применения для выделения водорода из метан-водородных смесей [84, 85]. Показано, что для выделения водорода можно использовать как плотные (металлические), так и пористые мембранны, изготавливаемые из органических полимеров, неорганических материалов (цеолитов, кремнезема) и их комбинации [80, 85]. Для изготовления металлических мембран используют V, Nb, Tn и Pd, которые обладают высокой проницаемостью по отношению к водороду [86, 87]. Недостатком мембран из V, Nb и Tn является образование на их поверхности устойчивого оксидного слоя, который снижает их водородную проницаемость. Общим недостатком металлических мембран является снижение их прочности в процессе эксплуатации в результате водородного охрупчивания, а также уменьшение их каталитической активности под действием содержащихся в транспортируемом газе примесей H_2O , H_2S , CO_2 . Для снижения негативного влияния этих процессов на долговечность и селективность металлических мембран их изготавливают из специальных сплавов, получаемых легированием основного металла. Для уменьшения водородного охрупчивания используют добавки Mo, Rh, Zr и Ru, для защиты от влияния вредных примесей – Ag, Cu, Fe и Ni [88].

Металлические мембранны на основе Pd и его сплавов позволяют получать водород сверхвысокой чистоты (99,9999%+) из газовых смесей, содержащих менее 30% водорода. Для эффективного использования высокой селективности палладиевых мембранны необходимы высокая температура (более 350 °C) и большой перепад давления газа, проходящего через поверхность мембранны [86, 88]. Для выполнения последнего требования палладиевые мембранны обычно используют для выделения водорода из метан-водородных смесей, транспортируемых по магистральным трубопроводам (см. сноска¹² на с. 587). Еще одним фактором, ограничивающим масштабы использования палладиевых мембранны, является их высокая стоимость. Поэтому в последние годы начата разработка мембранны на основе тонких слоев Pd, которые помещают на подложки из нержавеющей стали, Ni и керамики [88].

Среди различных типов пористых мембранны, разработанных для разделения газовых смесей и селективного выделения водорода, в настоящее время в основном используют полимерные мембранны, изготавливаемые из стекловидных (ацетат целлюлозы, полиамиды, полисульфон) и каучукоподобных (полидиметилсиликсан) полимеров [89]. В отличие от металлических мембранны, в которых выделение водорода происходит в результате его растворения в металле и последующей десорбции с поверхности мембранны с меньшим давлением, в полимерных мембранных разделение газов происходит по механизму «просеивания», основанному на дифференциации газов по размеру их молекул по сравнению с размером пор мембранны. Полимерные мембранны обладают высокой химической и термической стабильностью, механической прочностью и низким

потреблением энергии. Однако по чистоте выделяемого водорода (98%) они существенно уступают металлическим мембранны [87, 88]. Еще одной особенностью полимерных мембранны является обратная зависимость между их селективностью и проницаемостью по отношению к водороду: с увеличением доли выделяемого из смеси водорода его чистота снижается (см. сноска⁵ на с. 583, [89]). Для преодоления этих недостатков мембранный технологии предложена гибридная, двухэтапная технологическая схема, позволяющая получать водород высокой чистоты. На первом этапе в результате фильтрации газовой смеси через полимерную мембранны происходит увеличение в ней содержания водорода, на втором этапе обогащенная газовая смесь поступает на установку короткоцикловой адсорбции, где происходит выделение водорода высокой чистоты [90].

Электрохимическая технология выделения водорода из метан-водородных смесей (EHS) основана на использовании электрохимического элемента, аналогичного топливному элементу, с мембранный, избирательно проводящей протоны, образующиеся в результате окисления водорода на его аноде.

Транспортируемые через мембранны под действием электрического потенциала протоны восстанавливаются на катоде до атомарного водорода. Метан и содержащиеся в смеси примеси других газов задерживаются на аноде. В качестве катализаторов на аноде обычно используется платина или платина на углеродной подложке, на катоде – платина, рутений или платина на углеродной или рутениевой подложке [91]. Одним из основных факторов, определяющих эффективность EHS, является протонная проводимость применяемых мембранны.

В настоящее время в электрохимических элементах для EHS используют два типа мембран: Nafion (на основе перфторированной сульфоновой кислоты) и PBI (на основе полибензимидазола), которые обладают высокой протонной проводимостью, механической прочностью и химической стабильностью. Для эффективной работы мембран Naftion необходимо увлажнять поступающий на них газ, что может приводить к набуханию мембран и снижать их проводимость. Мембранны PBI не требуют увлажнения газа, а также более устойчивы к негативному влиянию содержащихся в нем примесей CO [92, 93]. Электрохимическая технология позволяет получать водород очень высокой чистоты (более 99,999%) в одностадийном процессе, что является ее важным преимуществом по сравнению с технологией короткоциклической адсорбции. При этом чистота выделяемого водорода не зависит от его содержания в метан-водородной смеси, что позволяет эффективно использовать технологию EHS при низком содержании водорода в транспортируемом газе [92]. Основным недостатком электрохимической технологии является относительно невысокая (70–80%) степень выделения водорода из метан-водородной смеси. Это стимулировало разработку гибридной технологии, в которой метан-водородная смесь перед поступлением на установку EHS обогащается водородом с помощью одной или нескольких мембран [93]. В январе 2022 г. в Германии введена в эксплуатацию первая в мире крупномасштабная демонстрационная установка по выделению водорода очень высокой чистоты из метан-водородных смесей, содержащих от 5 до 60% водорода, с использованием гибридной

технологии мембранныго разделения с последующей короткоциклической адсорбцией при переменном давлении²⁵.

Выделение водорода из метан-водородных смесей, транспортируемых по магистральным трубопроводам и газораспределительным сетям, требует дополнительных финансовых затрат. Исследования, проведенные в последние годы ведущей газовой компанией Великобритании (National Grid Gas Transmission), показали²⁶, что стоимость выделения водорода зависит от его содержания в метан-водородной смеси. Сравнивались затраты на выделение водорода с использованием двух технологий – криогенной дистилляции и короткоциклической адсорбции в сочетании с мембранным разделением. Содержание водорода в метан-водородных смесях изменялось от 5 до 40% (объемных). Давление исследованных газовых смесей составляло 3,0 МПа и 6,0 МПа, что позволяло сравнить стоимость выделения водорода из газовых смесей, поступающих по распределительным сетям и магистральным трубопроводам Великобритании. Для каждой из сравниваемых технологий и всех значений концентрации водорода в газовой смеси стоимость его выделения для магистральных трубопроводов в 1,5–2,0 раза ниже, чем для распределительных газовых сетей.

²⁵ Global Hydrogen Review 2023. Paris: IEA, 2023. 175 р.

URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁶ 132. National Grid Gas Transmission, Hydrogen Deblending in the GB Gas Network, 2021. URL: https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_nggt0156 (дата обращения: 02.12.2025).

При двукратном увеличении содержания водорода в смеси (с 5 до 10%, с 10 до 20% и с 20 до 40%) затраты на выделение водорода снижаются в среднем в 2,5 раза как для распределительных газовых сетей, так и для магистральных трубопроводов. Стоимость выделения водорода с использованием комплексной технологии (короткоцикловая адсорбция плюс мембранные разделение) примерно, в 1,3 раза дороже, чем с использованием криогенной дистилляции. Стоимость выделения 1 кг водорода из метан-водородной смеси, содержащей 20% водорода, составляет 1,4–1,6 фунтов стерлингов (примерно, 1,8–2,0 долл. США) и 0,9–1,0 фунтов стерлингов (примерно, 1,2–1,3 долл. США) для распределительных и магистральных трубопроводов, соответственно.

Демонстрационные проекты, оценивающие возможность транспортировки и распределения метан-водородных смесей с использованием существующей газовой сети

Уже более 20 лет в различных странах выполняются проекты, целью которых является продемонстрировать возможность практического использования существующей газотранспортной сети для доставки конечным потребителям метан-водородных смесей с различным содержанием водорода. По данным Международного энергетического агентства к 2019 г. было завершено или выполнялось 37 таких проектов (см. сноска⁴ на с. 583). В настоящее время во многих странах Европы, в Северной Америке, в Австралии и в Китае запланированы десятки новых демонстрационных проек-

тов^{27,28}, см. сноска²⁵ на с. 595. Активное участие в организации и выполнении демонстрационных проектов принимает созданное в 2014 г. отраслевое партнерство HyReady, которое объединило более 20 предприятий газовой отрасли, в том числе операторов газотранспортных сетей из стран Европы, Северной Америки и Азии (см. сноска²⁴ на с. 592).

В большинстве демонстрационных проектов оценивалась возможность транспортировки по распределительным сетям метан-водородных смесей, содержащих не более 3–5% водорода. Лишь в нескольких проектах, выполнявшихся в европейских странах (GRHYD во Франции²⁹, HyDeploy [94] и HyNet North West³⁰ в Великобритании, Green Pipeline Project: The Natural Energy of Hydrogen в Португалии³¹ и H2SAREA в Испании [95]), использовали метан-водородные смеси, содержание водорода в которых достигало 20%.

²⁷ Report on Hydrogen-Readiness of Gaseous Fuels Distribution Infrastructure and Heating Technologies in Europe. Brussels: European Clean Hydrogen Alliance, 2025. 32 p.

URL: <https://webgate.ec.europa.eu/circabc-ewpp/d/d/workspace/SpacesStore/998c17e9-b039-4715-8a43-810e113cdc1a/download> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁸ Global Hydrogen Review 2024. Paris: IEA, 2024. 294 p.

URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁹ GRHYD project inaugurates first P2G demonstrator in France // Fuel Cells Bulletin. 2018. Vol. 2018, No. 7. P. 9–10.

[https://doi.org/10.1016/s1464-2859\(18\)30251-7](https://doi.org/10.1016/s1464-2859(18)30251-7)

³⁰ HyNet North West: Unlocking net zero for the UK. URL: https://hynet.co.uk/wp-content/uploads/2020/10/HyNet_NW-Vision-Document-2020_FINAL.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

³¹ Green Pipeline Project: The Natural Energy of Hydrogen.

URL: <https://floene.pt/en/green-pipeline-project/> (дата обращения: 02.12.2025).

Во всех перечисленных проектах основными получателями метан-водородных смесей являлись жилые и коммерческие здания, на которые сегодня в Европейском Союзе приходится 40% потребления природного газа (см. сноска²⁷ на с. 596). Поступающие в здания метан-водородные смеси использовались для отопления и работы кухонных приборов. Демонстрационные проекты показали, что газовое оборудование в этих зданиях работало надежно и не потребовало модернизации и дополнительной регулировки (см. сноска⁴ на с. 583 и сноска²⁷ на с. 596).

Тестирование в лабораторных условиях более 100 различных типов отопительного и кухонного оборудования, используемого в странах Европейского Союза, показало, что оно может надежно работать при использовании метан-водородных смесей, содержащих 30% водорода³² [96].

Помимо ограничений со стороны конечных потребителей – в коммунальном секторе, в энергетике (газовые турбины) и транспорте (газовые двигатели)³³, см. сноска⁴ на с. 583, – допустимые концентрации

водорода в метан-водородных смесях в газо-распределительных сетях определяются его влиянием на надежность работы регуляторов давления и счетчиков расхода газа. Регуляторы давления используют для снижения давления в распределительных сетях до уровня необходимого потребителям метан-водородных смесей. Тестирование 10 регуляторов давления от различных производителей показало, что даже чистый водород практически не влияет на надежность работы регуляторов давления и чувствительность к изменению давления расположенных ниже по потоку запорных клапанов³⁴.

Важным элементом инфраструктуры распределительных газовых сетей являются газовые счетчики (расходомеры). В европейских сетях установлено более 115 млн газовых счетчиков, большинство из которых используют для определения объема газа, поставляемого его потребителям, в первую очередь, частным домохозяйствам. Этим обусловлена их относительно небольшая пропускная способность (4–10 м³) и выбор в качестве основных двух типов счетчиков: диафрагменных и тепловых [97]. Многочисленные исследования, проводившиеся в последние годы, показали, что добавление к метану 10% водорода приводит к увеличению погрешности измерений диафрагменными газовыми счетчиками не более, чем на 0,3–0,8% [97]. Длительное воздействие (до 10000 ч) метан-водородных смесей, содержащих до 15% водорода, также не привело к значимому изменению погрешности измерений – она не превышала 1,2% [98].

³² Cuny H., Schweitzer J., Schaffert J. et al. Testing Hydrogen Admixture for Gas Applications. Long term effect of H₂ on appliances tested: Report by GWI and DGC for the THyGA Consortium, Final, 10 May 2023.

URL: https://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20230512-D3.9-Long-term-effect-of-H2NG-on-appliances_light.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

³³ Bard J., Gerhardt N., Selzam P. et al. The limitations of hydrogen blending in the European gas grid: A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level. Kassel: Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology, 2022. 50 p.

URL: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

³⁴ Kooiman A. D1C.4 Domestic Pressure Regulators: Technical report // Zenodo. 2022. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5902013>

Тестовые испытания, проведенные газовой компанией DBI-Gruppe, показали, что при концентрации водорода 40% погрешность измерений диафрагменных счетчиков увеличивается менее чем на 1% [97]. Значительно меньше экспериментальных данных, характеризующих влияние водорода на показания тепловых газовых счетчиков. Длительное (10000–15000 ч) воздействие метан-водородных смесей, содержащих до 15% водорода, не выявило его значимого влияния на точность измерений тепловых газовых счетчиков [98]. По утверждению многих европейских производителей тепловых газовых счетчиков их можно использовать для измерения потоков чистого водорода. Однако к настоящему времени лишь одна модель теплового счетчика прошла необходимые испытания и была сертифицирована для применения в этих условиях [97].

Для измерения расхода газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, в основном используют три типа газовых счетчиков: турбинные, ультразвуковые и роторные. На основе анализа и обобщения опубликованных результатов экспериментальных исследований и данных, представленных ведущими операторами европейских газотранспортных сетей³⁵, авторами обзора [97] оценено влияние различных концентраций водорода в метан-водородных смесях на метрологические характеристики газовых счетчиков. Для всех рассматриваемых типов газовых счетчиков гарантирована надежная работа

в газовых смесях, содержащих до 10% водорода. Как показали исследования, проводившиеся в рамках европейского проекта NewGasMet, роторные счетчики сохраняют заявленную точность измерений при увеличении содержания водорода до 20% [97]. По мнению основных производителей газовых счетчиков все рассматриваемые типы счетчиков можно использовать при увеличении содержания водорода до 30% [98]. Экспериментальная оценка влияния водорода на работу регуляторов давления и газовых счетчиков при давлении 8,0 МПа, характерном для европейских магистральных газопроводов, выполненная в рамках исследовательского проекта HIGGS³⁶, не выявила каких-либо повреждений этих приборов при длительном контакте (более 3000 ч) с метан-водородной смесью, содержащей 20% водорода [99].

Одним из факторов, определяющих возможность использования магистральных газопроводов для транспортировки метан-водородных смесей, является эффективность работы в этих условиях существующих компрессорных станций, зависящая от таких физико-химических характеристик транспортируемых газов как плотность, вязкость и энергоемкость (см. сноска¹² на с. 587). Расчетные зависимости величин плотности и вязкости метан-водородной смеси от содержания в ней водорода и давления [100] показывают, что с ростом давления относительное влияние водорода на плотность смеси возрастает и при давлении 10 МПа и 30% водорода ее величина уменьшается в 1,5 раза.

³⁵ Barriers and gaps of SoA NG transmission and distribution measuring devices.

URL: <https://thoth2.eu/news-and-publications/deliverable-d1-2-barriers-and-gaps-of-soa-ng-transmission-and-distribution-measuring-devices-in-h2ng-flows/> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁶ HIGGS Project Brochure. Brussels: European Research Institute for Gas and Energy Innovation, 2023. 42 p.

URL: https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2023/11/231117-ERIG-HIGGS-Brochure_HQ.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

В значительно меньшей степени увеличение содержания водорода влияет на вязкость метан-водородной смеси: при давлении 10 МПа и 30% водорода она лишь на 2,4% меньше, чем вязкость метана. Уменьшение плотности и вязкости метан-водородной смеси по сравнению с метаном приводит к более медленному падению давления в трубопроводе. При транспортировке метан-водородной смеси, содержащей 30% водорода, и давлении на входе 10 МПа падение давления на расстоянии 150 км на 82% меньше, чем при транспортировке метана. Учитывая, что объемное энергосодержание водорода почти в 3 раза меньше, чем метана, можно ожидать существенного уменьшения величины линейного пакета трубопровода (количество энергии, аккумулированной в трубопроводе) при транспортировке метан-водородных смесей по сравнению с метаном. Расчеты, проведенные для трубопровода диаметром 1000 мм и длиной 110 км, показали, что величина линейного пакета для метан-водородной смеси, содержащей 30% водорода, на 17% меньше, чем для метана [100]. Поддержание величины линейного пакета на постоянном уровне в независимости от содержания водорода в метан-водородной смеси является важной дополнительной функцией компрессорных станций. Анализ, проведенный в [101, 102], показал, что для этого необходимо увеличивать скорость вращения рабочего колеса центробежного компрессора пропорционально росту концентрации водорода в смеси. При этом будет возрастать механическая нагрузка на рабочее колесо, что при концентрации водорода, превышающей 40%, может привести к его разрушению³⁷. Еще одним фактором, опре-

деляющим эффективность использования компрессоров при транспортировке метан-водородных смесей, является необходимость увеличения степени их сжатия, обусловленная значительно меньшей плотностью смеси по сравнению с плотностью метана. Как показано в [103, 104], необходимая степень сжатия метан-водородной смеси растет пропорционально увеличению концентрации в ней водорода. Это указывает на необходимость существенной модернизации или увеличения числа центробежных и поршневых компрессоров при использовании существующих газопроводов для транспортировки метан-водородных смесей.

Одной из задач демонстрационных проектов является оценка допустимой концентрации водорода в метан-водородных смесях, транспортируемых по магистральным газопроводам. Первый такой проект – NATURALHY выполнялся по инициативе и при финансовой поддержке Европейской комиссии с мая 2004 г. по октябрь 2009 г. В нем принимали участие 39 организаций из различных стран Европы, в том числе 15 газовых компаний. Планировалось оценить влияние различных концентраций водорода в метан-водородной смеси на целостность и безопасность не только газораспределительных сетей, но и магистральных газопроводов. Основные результаты исследований по проекту NATURALHY представлены в заключительном отчете³⁸.

Turbomachinery Magazine. 2021. 21 January.
URL: <https://www.turbomachinerymag.com/view/readying-pipeline-compressor-stations-for-100-hydrogen> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁷ Preparing for the Hydrogen Economy by Using the Existing Natural Gas System as a Catalyst: NATURALHY Final Publishable Activity Report, 2010.

URL: <https://www.gerg.eu/projects/hydrogen/naturalhy/> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁷ Adam P., Bode R. Groissboeck M. Readying pipeline compressor stations for 100% hydrogen //

Проведенные исследования показали, что стали, используемые при строительстве магистральных газопроводов (как старого поколения – X52, так и более современные – X70), сохраняют целостность при концентрации водорода, достигающей 50% по объему. Еще один важный результат проекта – экспертная система «Инструмент поддержки принятия решений», используемая для определения допустимой концентрации водорода, добавляемого к природному газу, на основе определения допустимого начального критического размера трещин в зависимости от содержания водорода в смеси и давления в трубопроводе. Было также показано, что для обнаружения дефектов трубопроводов с метан-водородной смесью могут быть эффективно использованы усовершенствованные технологии контроля состояния газопроводов.

В Великобритании, начиная с 2019 г., выполняется несколько проектов, целью которых является оценка возможности использования национальной газотранспортной системы (NTS) для транспортировки и распределения метан-водородных смесей с различным содержанием водорода³⁹. Результаты проекта HyDeploy показали, что смесь, содержащая 20% водорода, можно без нарушения целостности трубопроводов транспортировать и доставлять потребителю [94]. В рамках проекта Hydrogen Flow Loop была проведена оценка безопасности воздействия на трубы, используемые NTS, при увеличении содержания водорода

³⁹ National Transmission System Hydrogen Blending: Stakeholder Engagement Report. London: Arup, 2025. 63 p.
URL: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/687f6d5228f29c99778a743c/national-transmission-system-hydrogen-blending-study.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

до 30%⁴⁰. Целью еще одного проекта – FutureGrid – является тестирование возможности использования газопроводов NTS для транспортировки метан-водородных смесей, содержащих 2%, 5%, 20% и 100% водорода³⁹.

Во Франции, начиная с 2014 г. также выполнено несколько демонстрационных проектов по транспортировке метан-водородных смесей. Анализируя их результаты, национальный оператор газотранспортных сетей (GRTgaz) пришел к выводу, что газовую систему страны можно без каких-либо изменений использовать для транспортировки газовых смесей, содержащих до 10% водорода, а увеличение содержания водорода до 20% потребует внесения в нее лишь незначительных изменений (см. сноска²⁹ на с. 596).

В Германии в рамках комплексного проекта Green Hydrogen Pilots in Germany, выполнявшегося в течение последних четырех лет (2021–2025 гг.) изучался широкий круг вопросов, связанных с влиянием водорода на газовую систему страны⁴¹. Предварительные итоги проекта представлены в сборнике проектов⁴².

⁴⁰ Green A., Mitchell L., Adams A. Evaluating the opportunity to repurpose gas transmission assets for hydrogen transportation // International Conference on Hydrogen Safety, Edinburgh, Scotland, 21–24 September 2021.

URL: <https://www.h2knowledgecentre.com/content/conference3538> (дата обращения: 02.12.2025).

⁴¹ Green Hydrogen Pilots in Germany. URL: https://energyforum.in/fileadmin/india/media_elements/Presentations/20230309_GH2_Projects_Germany/20230224_GH2_Projects_GER.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

⁴² Hydrogen Research Projects 2024: Time for an Energy Change: Shaping the Future with Hydrogen. Bonn: DVGW, 2024. 94 p.
URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/en/publications/wasserstoff-forschungsprojekte-dvgw-2024-engl.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

В частности, указывается, что «уже сейчас технически возможно эксплуатировать газовые сети, используя не менее 10% водорода, растущие мощности производства и импорта предоставлят возможность увеличить эту долю с 10 до 20% и до 100% в долгосрочной перспективе». Большое внимание в этом комплексном проекте уделяется оценке влияния метан-водородных смесей и чистого водорода на материалы трубопроводов, включая сварные соединения, и компоненты их инфраструктуры (проект HIGGS – Водород в газовых сетях). Исследования, проведенные на специальном испытательном стенде, показали, что транспортировка метан-водородной смеси, содержащей 20% водорода, не оказывает какого-либо негативного воздействия на углеродистые стали (API 5L Gr. X42, X52, X60 и X70), клапаны (шариковые, пробковые, дисковые и игольчатые), фланцевые и резьбовые соединения, используемые в европейских газовых сетях высокого давления (8,0 МПа) [99]. Эти исследования получили дальнейшее развитие в работах Института испытаний материалов в Штутгарте, где были проведены технические испытания репрезентативной выборки сталей, используемых в немецких трубопроводах. Они показали, что наблюдаемый уровень изменений таких характеристик сталей как вязкость разрушения и старение в процессе эксплуатации трубопроводов позволяют использовать их для безопасной транспортировки метан-водородных смесей и чистого водорода. Было также установлено, что фланцевые соединения, используемые в магистральных газопроводах, сохраняют герметичность при транспортировке метан-

водородных смесей и чистого водорода. Одним из важных результатов проекта было создание цифровой базы результатов исследований, касающихся устойчивости к водороду компонентов и изделий, используемых в газовой инфраструктуре (verifHy).

Результаты демонстрационных проектов позволили Европейской комиссии и Правительству Великобритании поставить вопрос о необходимости законодательно закрепить возможность использования газовых сетей для транспортировки и доставки конечным потребителям метан-водородных смесей, содержащих 20% (объемных) водорода на территории стран ЕС и в Великобритании (см. сноска³⁹ на с. 600). Международное энергетическое агентство рассматривает транспортировку метан-водородных смесей как важный промежуточный этап перехода к низкоуглеродной экономике, который должен способствовать росту спроса на низкоуглеродный («зеленый» и «голубой») водород и развитию технологий его использования в различных секторах экономики (см. сноска⁴ на с. 583).

В последние годы в ЕС, США и Китае большое внимание уделяется проектам по созданию сетей для транспортировки водорода (см. сноска²⁵ на с. 595 и сноска²⁸ на с. 596). В 2020 г. операторы газовых сетей девяти стран ЕС и Швейцарии выступили с инициативой создания специализированной водородной трубопроводной инфраструктуры (ЕНВ). В течение нескольких лет к этой инициативе присоединилось большинство европейских стран и в настоящее время она охватывает 25 стран-членов ЕС, а также Норвегию, Великобританию и Швейцарию.

Участники инициативы планируют к 2040 г. создать европейскую сеть водородных трубопроводов общей протяженностью 40000 км, из которых около 70% будут составлять пере-профицированные (модернизированные) магистральные газопроводы⁴³. Предполагается, что их стоимость будет на 80–100% ниже, чем стоимость новых водородных трубопроводов [105, 106]. Предложено несколько технологий модернизации существующих магистральных газопроводов для транспортировки по ним «чистого» водорода [106, 107]. Одна из предложенных технологий не требует каких-либо конструктивных изменений газопровода и предусматривает лишь более тщательный контроль за его состоянием и своевременное техническое обслуживание. Перепрофилирование газопроводов на основе использования технологии «труба в трубе» требует существенного изменения их конструкции. Для защиты стальной трубы от негативного влияния водорода в нее вставляют другую трубу, обычно изготавливаемую из полиэтилена. Третья из предложенных технологий основана на способности некоторых газов (O_2 , SO_2 и CO) блокировать поверхность стальной трубы от диффузии в нее водорода, снижая степень ее водородного охрупчивания [108, 109]. Существенную часть затрат на реализацию этой технологии составляют не только ввод в поток газа ингибирующих добавок, но и последующая очистка водорода от примесей. Как показал сравнительный анализ стоимости различных

вариантов перепрофилирования магистральных газопроводов на примере газовой сети Германии, наименее затратным, особенно для газопроводов большого диаметра, является первая из предложенных технологий [106]. При этом следует учитывать, что срок службы газопроводов, перепрофилированных с использованием этой технологии, может уменьшиться примерно на 25% из-за более быстрого роста усталостных трещин под действием водорода [110]. Важным ограничением предлагаемых технологий является необходимость модернизации или замены большинства основных элементов инфраструктуры перепрофилируемых газопроводов (компрессоров, регуляторов давления, счетчиков газа), см. сноска¹² на с. 587.

Заключение

Продолжительность переходного этапа, когда основным способом транспортировки водорода является его смешение с природным газом, определяется несколькими факторами: темпами роста производства низкоуглеродного водорода, уровнем готовности технологий его использования, в первую очередь в тех отраслях экономики, декарбонизация которых на основе электрификации затруднительна (в транспортном, энергетическом и коммунальном секторах), развитием сетей водородных трубопроводов.

Как показывают ежегодные отчеты Международного энергетического агентства (Global Hydrogen Review), производство низкоуглеродного водорода растет существенно медленнее, чем оно прогнозировало в 2021 г. В 2024 г. из почти 100 млн т произведенного водорода низкоуглеродный водород по-прежнему составлял менее 1%.

⁴³ van Rossum R., Jens J., La Guardia G. et al. European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht: Guidelhous, 2022. 36 p. URL: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

К настоящему времени запланированы многочисленные проекты, которые должны обеспечить к 2030 г. производство 37 млн т низкоуглеродного водорода. Однако, как показал анализ, проведенный Международным энергетическим агентством и учитывающий вероятность реализации заявленных проектов, его производство в 2030 г. не превысит 10 млн т. Ожидается, что заявленные проекты в полном объеме будут завершены лишь к 2035–2040 гг. По мнению экспертов Международного энергетического агентства технологии конечного потребления водорода развиты гораздо меньше, чем технологии его производства и находятся на более ранних уровнях технологической готовности. К настоящему времени наибольшей зрелостью (6–8 уровня технологической готовности) характеризуется лишь небольшое количество водородных технологий, в том числе технологии перепрофилирования магистральных трубопроводов.

Развитие рынка водорода требует создания сети трубопроводов, способных транспортировать значительные объемы водорода на большие расстояния. В этот процесс активно включились газотранспортные компании в различных регионах мира. К началу 2025 г. объявлено о проектах строительства водородных

трубопроводов общей протяженностью 37000 км, которые должны быть завершены к 2035–2040 гг. Учитывая, что на сегодня лишь небольшая часть этих проектов (6% заявленной протяженности трубопроводов) обеспечена необходимыми инвестициями, можно ожидать, что большинство проектов будут введены в эксплуатацию позже намеченного срока.

Рассмотрение современного состояния и перспектив производства, использования и транспортировки низкоуглеродного водорода показывает, что еще в течение не менее 10–15 лет одним из эффективных направлений декарбонизации различных секторов мировой экономики наряду с их электрификацией будет использование метан-водородных смесей. При этом по мере увеличения производства низкоуглеродного водорода и развитием сети водородных трубопроводов содержание водорода в транспортируемом газе будет увеличиваться. Немецкая техническая и научная ассоциация по вопросам газа и воды (DVGW) прогнозирует, что в Германии содержание водорода в транспортируемых метан-водородных смесях будет увеличиваться на 10% каждые пять лет и с 2045 г. по перепрофилированным и новым трубопроводам будут транспортировать лишь чистый водород.

Вклад автора

К.И. Якубсон – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Abad A.V., Dodds P.E.* Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges // Energy Policy. 2020. Vol. 138. P. 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>

2. Nuttall W.J., Bakenne A.T. *Fossil Fuel Hydrogen*. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 138 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4>
3. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
4. Ronevich J.A., San Marchi C. Materials compatibility concerns for hydrogen blended into natural gas // ASME 2021 Pressure Vessels & Piping Conference, Virtual, 13–15 July 2021. Vol. 4. Materials and Fabrication. Paper PVP2021-62045. <https://doi.org/10.1115/PVP2021-62045>
5. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
6. Zhu Y.-Q., Song W., Wang H.-B. et al. Advances in reducing hydrogen effect of pipeline steels on hydrogen-blended natural gas transportation: A systematic review of mitigation strategies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Vol. 189. P. 113950. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113950>
7. Bolobov V.I., Latipov I.U., Popov G.G. et al. Estimation of the influence of compressed hydrogen on the mechanical properties of pipeline steels // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 19. P. 6085. <https://doi.org/10.3390/en14196085>
8. Gross A. Hydrogen dissociation on metal surfaces – A model system for reactions on surfaces // *Applied Physics A: Materials Science & Processing*. 1998. Vol. 67, No. 6. P. 627–635. <https://doi.org/10.1007/s003390050834>
9. Shirband Z., Shishesaz M.R., Ashrafi A. Hydrogen degradation of steels and its related parameters, a review // *Phase Transitions*. 2011. Vol. 84, No. 11–12. P. 924–943. <https://doi.org/10.1080/01411594.2011.561774>
10. Xu K. Hydrogen embrittlement of carbon steels and their welds // *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 1. The Problem, Its Characterization and Effects on Particular Alloy Classes / Ed. by R.P. Gangloff, B.P. Somerday. Cambridge, UK: Woodhead Publishing. P. 526–561. <https://doi.org/10.1533/9780857093899.3.526>
11. Sanchez J., Fullea F., Andrade M.C., de Andres P.L. Ab initio molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion in α -iron // *Physical Review B*. 2021. Vol. 81, No. 13. P. 132102. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.81.132102>
12. Taketomi S., Imanishi H., Matsumoto R., Miyazaki N. Dislocation dynamics analysis of hydrogen embrittlement in alpha iron based on atomistic investigations // 13th International Conference on Fracture 2013 (ICF13), Beijing, China, 16–21 June 2013. Red Hook, NY: Curran Associates, 2013. P. 5721–5729.
13. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
14. Li Y.X., Zhang R., Liu C.W. et al. Hydrogen embrittlement behavior of typical hydrogen-blended natural gas pipeline steel // *Oil & Gas Storage and Transportation*. 2022. Vol. 41, No. 6. P. 732–742. <https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2022.06.015>
15. Dear F.F., Skinner G.C.G. Mechanisms of hydrogen embrittlement in steels: Discussion // *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences: Mathematical, Physical and Engineering Sciences (Series A)*. 2017. Vol. 375, No. 2098. P. 20170032. <https://doi.org/10.1098/rsta.2017.0032>

16. *Lynch S.* Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms // *Corrosion Reviews*. 2012. Vol. 30, No. 3–4. P. 105–123. <https://doi.org/10.1515/correv-2012-0502>
17. *Martin M.L., Dadfarnia M., Nagao A.* et al. Enumeration of the hydrogen-enhanced localized plasticity mechanism for hydrogen embrittlement in structural materials // *Acta Materialia*. 2019. Vol. 165. P. 734–750. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.014>
18. *Nagumo M., Takai K.* The predominant role of strain-induced vacancies in hydrogen embrittlement of steels: Overview // *Acta Materialia*. 2019. Vol. 165. P. 722–733. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.013>
19. *Turnbull A.* Hydrogen diffusion and trapping in metals // *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 2. Mechanisms, Modelling and Future Developments / Ed. by R.P. Gangloff, B.P. Somerday. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, 2012. P. 89–128. <https://doi.org/10.1533/9780857095374.1.89>
20. *Djukic M.B., Bakic G.M., Sijacki Zeravcic V.* et al. The synergistic action and interplay of hydrogen embrittlement mechanisms in steels and iron: Localized plasticity and decohesion // *Engineering Fracture Mechanics*. 2019. Vol. 216. P. 106528. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106528>
21. *Mohtadi-Bonab M.A., Masoumi M.* Different aspects of hydrogen diffusion behavior in pipeline steel // *Journal of Materials Research and Technology*. 2023. Vol. 24. P. 4762–4783. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.026>
22. *Yen S.K., Huang I.B.* Critical hydrogen concentration for hydrogen-induced blistering on AISI 430 stainless steel // *Materials Chemistry and Physics*. 2003. Vol. 80, No. 3. P. 662–666. [https://doi.org/10.1016/S0254-0584\(03\)00084-1](https://doi.org/10.1016/S0254-0584(03)00084-1)
23. *Ren X.C., Zhou Q.J., Chu W.Y.* et al. The mechanism of nucleation of hydrogen blister in metals // *Chinese Science Bulletin*. 2007. Vol. 52, No. 14. P. 2000–2005. <https://doi.org/10.1007/s11434-007-0269-y>
24. *Murakami Y., Matsuoka S.* Effect of hydrogen on fatigue crack growth of metals // *Engineering Fracture Mechanics*. 2010. Vol. 77, No. 11. P. 1926–1940. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2010.04.012>
25. *Dadfarnia M., Sofronis P., Brouwer J., Sosa S.* Assessment of resistance to fatigue crack growth of natural gas line pipe steels carrying gas mixed with hydrogen // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 21. P. 10808–10822. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.216>
26. *Slifka A.J., Drexler E.S., Nanninga N.E.* et al. Fatigue crack growth of two pipeline steels in a pressurized hydrogen environment // *Corrosion Science*. 2014. Vol. 78. P. 313–321. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2013.10.014>
27. *Andrews R.M., Gallon N., Huisng O.J.C.* Assessing damaged pipelines transporting hydrogen // *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2022. Vol. 2, No. 3. P. 100066. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100066>
28. *Yan-hua L., Hui F., Qiang C.* et al. Experimental research on fatigue properties of X80 pipeline steel for synthetic natural gas transmission // *Mathematical Problems in Engineering*. 2021. Vol. 2021. P. 631031. <https://doi.org/10.1155/2021/6631031>
29. *Huang G., Zheng J., Meng B.* et al. Mechanical properties of X70 welded joint in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures // *Journal of Materials Engineering and Performance*. 2020. Vol. 29. P. 1589–1599. <https://doi.org/10.1007/s11665-020-04680-6>

30. *Ronevich J.A., Somerday B.P.* Effects on fatigue crack growth rates in pipeline steel welds // ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference, Vancouver, British Columbia, Canada, 17–21 July 2016. Paper PVP2016-63669. <https://doi.org/10.1115/PVP2016-63669>
31. *Sun Y., Frank Cheng Y.* Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review // Engineering Failure Analysis. 2022. Vol. 133. P. 105985. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105985>
32. *Komoda R., Kubota M., Staykov A.* et al. Inhibitory effect of oxygen on hydrogen-induced fracture of A333 pipe steel // Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures. 2019. Vol. 42, No. 6. P. 1387–1401. <https://doi.org/10.1111/ffe.12994>
33. *Komoda R., Kubota M., Staykov A.* et al. The inhibitory effect of carbon monoxide contained in hydrogen gas environment on hydrogen-accelerated fatigue crack growth and its loading frequency dependency // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 54. P. 29007–29016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.146>
34. *Röthig M., Hoschke J., Tapia C.* et al. A review of gas phase inhibition of gaseous hydrogen embrittlement in pipeline steels // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 60. P. 1239–1265. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.245>
35. *Siciliano F., Stalheim D.G., Gray J.M.* Modern high strength steels for oil and gas transmission pipelines // 7th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64292. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64292>
36. *Belato Rosado D., De Waele W., Vanderschueren D., Hertelé S.* Latest development in mechanical properties and metallurgical features of high strength line pipe steels // International Journal Sustainable Construction & Design. 2013. Vol. 4, No. 1. <https://doi.org/10.21825/scad.v4i1.742>
37. *Cai L., Bai G., Gao X.* Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation pipeline steels // Materials Research Express. 2022. Vol. 9, No. 4. P. 046512. <https://doi.org/10.1088/2053-1591/ac6654>
38. *Kappes M.A., Perez T.* Hydrogen blending in existing natural gas transmission pipelines: a review of hydrogen embrittlement, governing codes, and life prediction methods // Corrosion Reviews. 2023. Vol. 41, No. 3. P. 319–347. <https://doi.org/10.1515/correv-2022-0083>
39. *Li J., Song F., Zhang X.* A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas // Science and Technology for Energy Transition. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
40. *Tian X., Pei J.* Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas // Heliyon. 2023. Vol. 9, No. 11. P. e21454. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21454>
41. *Nanninga N.E., Levy Y.S., Drexler E.S., Condon R.T.* et al. Comparison of hydrogen embrittlement in three pipeline steels in high pressure gaseous hydrogen environments // Corrosion Science. 2012. Vol. 59. P. 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2012.01.028>
42. *Alvaro A., Wan D., Olden V., Barnoush A.* Hydrogen enhanced fatigue crack growth rates in a ferritic Fe-3 wt% Si alloy and a X70 pipeline steel // Engineering Fracture Mechanics. 2019. Vol. 219. P. 106641. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106641>
43. *Xu X., Zhang R., Wang C.* et al. Experimental study on the temperature dependence of gaseous hydrogen permeation and hydrogen embrittlement susceptibility of X52 pipeline steel // Engineering Failure Analysis. 2024. Vol. 155. P. 107746. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107746>

44. *Ronevich J., Shrestha R., San Marchi C.* Misconceptions of hydrogen degradation of pipeline steels in existing natural gas infrastructure // 4th International Conference on Metals and Hydrogen, Ghent, Belgium, 11–13 October 2022. <https://doi.org/10.2172/2005355>
45. *Islam A., Alam T., Sheibley N.* et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>
46. *Li J., Song F., Zhang X.* A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas // Science and Technology for Energy Transition. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
47. *Gondal I.A.* Hydrogen integration in power-to-gas networks // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 3. P. 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>
48. *Zhang M., Ling J., Tang B.* et al. A data-driven based method for pipeline additional stress prediction subject to landslide geohazards // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 19. P. 11999. <https://doi.org/10.3390/su141911999>
49. *Beilinova T.A., Storozhenko I.A., Vasilenko E.N.* et al. The influence of long-term storage of hydrogen on the properties of high-pressure cylinders // Metal Science and Heat Treatment. 1993. Vol. 35, No. 3. P. 165–168. <https://doi.org/10.1007/BF00776843>
50. *Dai H., Peng J.* The effects of welded joint characteristics on its properties in HDPE thermal fusion welding // Modern Physics Letters B. 2017. Vol. 31, No. 15. P. 1750185. <https://doi.org/10.1142/s0217984917501858>
51. *Mathkoor M.S., Jassim R.J., Al-Sabur R.* Application of pattern search and genetic algorithms to Optimize HDPE pipe joint profiles and strength in the butt fusion welding process // Journal of Manufacturing and Materials Processing. 2024. Vol. 8, No. 5. P. 187. <https://doi.org/10.3390/jmmp8050187>
52. *Zha S., Lan H., Huang H.* Review on lifetime predictions of polyethylene pipes: Limitations and trends // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2022. Vol. 198. P. 104663. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104663>
53. *Li P., Wang F., Gao J.* et al. Failure mode and the prevention and control technology of buried pe pipeline in service: State of the art and perspectives // Advances in Civil Engineering. 2022. Vol. 2022, No. 1. P. 2228690. <https://doi.org/10.1155/2022/2228690>
54. *Xu M., Huang G., Feng S.* et al. Static and dynamic properties of semi-crystalline polyethylene // Polymers. 2016. Vol. 8, No. 4. P. 77. <https://doi.org/10.3390/polym8040077>
55. *Krishnaswamy R.K.* Analysis of ductile and brittle failures from creep rupture testing of high-density polyethylene (HDPE) pipes // Polymer. 2005. Vol. 46, No. 25. P. 11664–11672. <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2005.09.084>
56. *Maupin J.K.* Plastic pipe failure analysis // IPC2008: Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64355. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64355>
57. *Wang H., Shah J., Hawwat S.-E.* et al. A comprehensive review of polyethylene pipes: Failure mechanisms, performance models, inspection methods, and repair solutions // Journal of Pipeline Science and Engineering. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 100174. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2024.100174>
58. *Islam A., Alam T., Sheibley N.* et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>

59. *Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G.* Effect of long-term hydrogen exposure on the mechanical properties of polymers used for pipes and tested in pressurized hydrogen // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2012. Vol. 89. P. 203–209. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2011.11.008>
60. *Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G.* Hydrogen influence on the tensile properties of mono and multi-layer polymers for gas distribution // International Journal of Hydrogen Energy. 2010. Vol. 35, No. 14. P. 7633–7640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.155>
61. *Alvine K.J., Kafentzis T.A., Pitman S.G. et al.* An in situ tensile test apparatus for polymers in high pressure hydrogen // Review of Scientific Instruments. 2014. Vol. 85, No. 10. P. 105110. <https://doi.org/10.1063/1.4899315>
62. *Zhang Y., Chen J., Jiang R. et al.* Hydrogen-induced deterioration of mechanical properties of polyethylene: Experimental and molecular dynamics analysis // International Journal of Hydrogen Energy. 2025. Vol. 140. P. 164–174. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.327>
63. *Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G.* Mechanical testing of polymers in pressurized hydrogen: tension, creep and ductile fracture // Experimental Mechanics. 2012. Vol. 52, No. 3. P. 229–239. <https://doi.org/10.1007/s11340-011-9484-1>
64. *Shao P., Li X., Zhang Y. et al.* Research on hydrogen permeation behaviors of polyethylene butt-fusion joint for hydrogen transportation // Journal of Physics: Conference Series. 2025. Vol. 3008, No. 1. P. 012033. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/3008/1/012033>
65. *Klopffer H., Berne P., Castagnet S. et al.* Polymer pipes for distributing mixtures of hydrogen and natural gas: evolution of their transport and mechanical properties after an ageing under an hydrogen environment // 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010, Essen, Germany, 16–21 May 2010. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2010. P. 353–359.
66. *Iskov H., Kneck S.* Using the natural gas network for transporting hydrogen – Ten years' experience // Proceedings of the International Gas Union Research Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 24–26 May 2017. Vol. 1. Red Hook, NY: Curran, 2017. P. 1627–1635.
67. *Byrne N., De Silva R., Hilditch T.* Linking antioxidant depletion with material properties for polyethylene pipes resins // Polymer Engineering and Science. 2020. Vol. 60, No. 2. P. 323–329. <https://doi.org/10.1002/pen.25287>
68. *Klopffer M.H., Flaconnéche B., Odru P.* Transport properties of gas mixtures through polyethylene // Plastics Rubber and Composites. 2007. Vol. 36, No. 5. P. 184–189. <https://doi.org/10.1179/174328907X191350>
69. *Lee J.-H., Kim Y.-W., Jung J.-K.* Investigation of the gas permeation properties using the volumetric analysis technique for polyethylene materials enriched with pure gases under high pressure: H₂, He, N₂, O₂ and Ar // Polymers. 2023. Vol. 15, No. 19. P. 4019. <https://doi.org/10.3390/polym15194019>
70. *Naito Y., Mizoguchi K., Terada K. et al.* The effect of pressure on gas permeation through semicrystalline polymers above the glass transition temperature // Journal of Polymer Science Part B: Polymer Physics. 1991. Vol. 29, No. 4. P. 457–462. <https://doi.org/10.1002/polb.1991.090290408>
71. *Klopffer, M.; Flaconnéche B.* Transport properties of gases in polymers: bibliographic review // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2001. Vol. 56, No. 3. P. 223–244.

72. *Klopffer M.-H., Berne P., Espuche É.* Development of innovating materials for distributing mixtures of hydrogen and natural gas. Study of the barrier properties and durability of polymer pipes // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2015. Vol. 70, No. 2. P. 305–315. <https://doi.org/10.2516/ogst/2014008>
73. *Su Y., Lv H., Zhou W., Zhang C.* Review of the hydrogen permeability of the liner material of type IV on-board hydrogen storage tank // World Electric Vehicle Journal. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 130. <https://doi.org/10.3390/wevj12030130>
74. *Zhang X., Zhai L., Li H. et al.* Molecular simulation study on the hydrogen permeation behavior and mechanism of common polymers // Polymers. 2024. Vol. 16, No. 7. P. 953. <https://doi.org/10.3390/polym16070953>
75. *Zheng D., Li J., Yu B. et al.* Investigation on the methane emissions from permeation of urban gas polyethylene pipes under the background of hydrogen-mixed natural gas transportation // Journal of Cleaner Production. 2024. Vol. 479. P. 144070. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.144070>
76. *Li X., Shao P., Wang J. et al.* Study on the permeability behaviour of hydrogen doped natural gas in polyethylene pipeline // Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2713, No. 1. P. 012001. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2713/1/012001>
77. *Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al.* Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review // Energies. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
78. *Neacsu A., Eparu C.N., Panaitescu C. et al.* Hydrogen–natural gas mix – A viable perspective for environment and society // Energies. 2023. Vol. 16, No. 15. P. 5751. <https://doi.org/10.3390/en16155751>
79. Якубсон К.И. Перспективы использования водорода в различных отраслях мировой экономики как одно из направлений ее декарбонизации (обзор) // Журнал прикладной химии. 2022. Т. 95, № 3. С. 275–311. EDN: DENFCG
80. *Król A., Gajec M., Holewa-Rataj J. et al.* Hydrogen purification technologies in the context of its utilization // Energies. 2024. Vol. 17, No. 15. P. 3794. <https://doi.org/10.3390/en17153794>
81. *Li H., Liao Z., Sun J. et al.* Modelling and simulation of two-bed PSA process for separating H₂ from methane steam reforming // Chinese Journal of Chemical Engineering. 2019. Vol. 27, No. 8. P. 1870–1878. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.11.022>
82. *Augelletti R., Frattari S., Murmura M.A.* Purification of hydrogen-methane mixtures using PSA technologies // Enriched Methane / Ed. by M. De Falco, A. Basile. Cham, Switzerland: Springer, 2015. P. 129–146. (Green Energy and Technology). https://doi.org/10.1007/978-3-319-22192-2_8
83. *Luberti M., Ahn H.* Review of Polybed pressure swing adsorption for hydrogen purification // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, No. 20. P. 10911–10933. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.147>
84. *Du Z., Liu C., Zhai J. et al.* A review of hydrogen purification technologies for fuel cell vehicles // Catalysts. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 393. <https://doi.org/10.3390/catal11030393>
85. *Wiciak G., Szykowska K., Janusz-Szymańska K.* Applying membrane techniques to separate hydrogen from natural gas for hydrogen technologies // Desalination and Water Treatment. 2024. Vol. 320. P. 100863. <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100863>
86. *Nayebossadri S., Speight J.D., Book D.* Hydrogen separation from blended natural gas and hydrogen by Pd-based membranes // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 55. P. 29092–29099. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.044>

87. *Al-Mufachi N.A., Rees N.V., Steinberger-Wilkins R.* Hydrogen selective membranes: A review of palladium-based dense metal membranes // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 47. P. 540–551. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.026>
88. *Bhalani D.V., Lim B.* Hydrogen separation membranes: A material perspective // *Molecules*. 2024. Vol. 29, No. 19. P. 4676. <https://doi.org/10.3390/molecules29194676>
89. *Freeman B.D.* Basis of permeability/selectivity trade off relations in polymeric gas separation membranes // *Macromolecules*. 1999. Vol. 32, No. 2. P. 375–380. <https://doi.org/10.1021/ma9814548>
90. *Liemberger W., Groß M., Miltner M., Harasek M.* Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas // *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 167. P. 896–907. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.012>
91. *Vermaak L., Neomagus H.W.J.P., Bessarabov D.G.* Recent advances in membrane-based electro chemical hydrogen separation: A review // *Membranes*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 127. <https://doi.org/10.3390/membranes11020127>
92. *Zanella E., Longhi M., Tondelli G. et al.* Separation of hydrogen-methane mixtures by electrochemical hydrogen compressor: Experimental and modelling investigation on the influence of different Nafion membranes and operative conditions // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 126. P. 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.014>
93. *Nordio M., Wassie S.A., Van Sint Annaland M. et al.* Techno-economic evaluation on a hybrid technology for low hydrogen concentration separation and purification from natural gas grid // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 45. P. 23417–23435. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.009>
94. *Isaac T.* HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project // *Clean Energy*. 2019. Vol. 3, No. 2. P. 114–125. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>
95. *Cuadrado D., García G., Gata P. et al.* assessment of hydrogen-natural gas mixtures in energy grids: An overview of the H2SAREA project experience // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 142. P. 697–711. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.499>
96. *Schaffert J.* Progress in power-to-gas energy systems // *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 1. P. 135. <https://doi.org/10.3390/en16010135>
97. *Gislon P., Cerone N., Cigolotti V. et al.* Hydrogen blending effect on fiscal and metrological instrumentation: A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 1295–1307. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.227>
98. *Jaworski J., Kulaga P., Ficco G., Dell'Isola M.* Domestic gas meter durability in hydrogen and natural gas mixtures // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 22. P. 7555. <https://doi.org/10.3390/en14227555>
99. *Sánchez-Láinez J., Cerezo A., Storch de Gracia M.D. et al.* Enabling the injection of hydrogen in high-pressure gas grids: Investigation of the impact on materials and equipment // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 52. P. 1007–1018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.220>
100. *Blacharski T., Janusz P., Kaliski M., Zabrzeksi Ł.* The effect of hydrogen transported through gas pipelines on the performance of natural gas grid // *AGH Drilling, Oil, Gas*. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 515. <https://doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.515>
101. *Zhang H., Li J., Su Y. et al.* Effects of hydrogen blending on hydraulic and thermal characteristics of natural gas pipeline and pipe network // *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2021. Vol. 76. P. 70. <https://doi.org/10.2516/ogst/2021052>

102. *Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Stolecka K.* Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2018. Vol. 166. P. 24–34. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2018.08.002>
103. *Abbas A.J., Haruna S.K., Burby M. et al.* Exploring the viability of adapting natural gas pipelines for hydrogen transport through a case study on compression vs. looping // Gases. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 74–96. <https://doi.org/10.3390/gases4020005>
104. *Schuster S., Dohmen H.J., Brillert D.* Challenges of compressing hydrogen for pipeline transportation with centrifugal-compressors // GPPS Chania20 Conference, 7–9 September 2020. Paper GPPS-CH-2020-0045. <https://doi.org/10.33737/gpps20-tc-45>
105. *Lee H., Lee S.* Economic analysis on hydrogen pipeline infrastructure establishment scenarios: Case study of South Korea // Energies. 2022. Vol. 15, No. 18. P. 6824. <https://doi.org/10.3390/en15186824>
106. *Cerniauskas S., Jose Chavez Junco A., Grube T. et al.* Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study // International Journal of Hydrogen Energy. 2020. Vol. 45, No. 21. P. 12095–12107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>
107. *Télessy K., Barner L., Holz F.* Repurposing natural gas pipelines for hydrogen: Limits and options from a case study in Germany // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 80. P. 821–831. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.110>
108. *Atrens A., Gray E., Venezuela J. et al.* Feasibility of the use of gas phase inhibition of hydrogen embrittlement in gas transmission pipelines carrying hydrogen: A review // JOM. 2023. Vol. 75, No. 1. P. 232–238. <https://doi.org/10.1007/s11837-022-05559-8>
109. *Zhou C., Zhou H., Zhang L.* The impact of impurity gases on the hydrogen embrittlement behavior of pipeline steel in high-pressure H environments // Materials. 2024. Vol. 17, No. 9. P. 2157. <https://doi.org/10.3390/ma17092157>
110. Wasserstofftechnologien / Hrsg. von R. Neugebauer. Berlin; Heidelberg: Springer, 2022. 483 S. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-64939-8>

Информация об авторе

Кристоф Израильевич Якубсон – канд. техн. наук, советник директора, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3094-2228, <https://orcid.org/0000-0003-4475-3058>; e-mail: kris.yakubson@yandex.ru

Поступила в редакцию 08.12.2025

Принята к публикации 24.12.2025

ENVIRONMENTAL MONITORING AND INDUSTRIAL SECURITY OF OIL AND GAS FACILITIES

Review

Prospects and challenges of using main gas pipelines and gas distribution networks for transporting methane–hydrogen mixtures: Foreign practices**Kristof I. Yakubson** 

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

Abstract. The use of existing gas transmission systems for the transportation and distribution of mixtures of methane and hydrogen is an important step in the decarbonization of various sectors of the modern economy. Based on the analysis of foreign publications, the review examines the results of experimental studies evaluating the effect of hydrogen on the violation of the integrity of main gas pipelines caused by the development of hydrogen embrittlement and fracturing in the metal of steel pipes and welds, and on the permeability of polyethylene pipes. The main characteristics of various technologies for hydrogen extraction from methane–hydrogen mixtures, their efficiency and cost are given. The main results of demonstration projects conducted in various countries and the requirements formulated on their basis for the modernization of existing gas transmission systems, necessary for the safe transportation and distribution of methane–hydrogen mixtures with a high concentration of hydrogen are analyzed. Programs for the creation of hydrogen clusters and the redesign of existing main gas pipelines in the countries of the European Union are considered.

Keywords: hydrogen, methane–hydrogen mixture, main gas pipeline, gas distribution pipeline, embrittlement, cracking, gas permeability, demonstration project, conversion, cluster

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

For citation: Yakubson K.I. Prospects and challenges of using main gas pipelines and gas distribution networks for transporting methane–hydrogen mixtures: Foreign practices. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 4. P. 582–621. (In Russ.).

 Kristof I. Yakubson, kris.yakubson@yandex.ru

© Yakubson K.I., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Kristof I. Yakubson – conceptualization, data curation, formal analysis, writing – original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Abad A.V., Dodds P.E. Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy*. 2020. Vol. 138. P. 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>
2. Nuttall W.J., Bakenne A.T. *Fossil Fuel Hydrogen*. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 138 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4>
3. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
4. Ronevich J.A., San Marchi C. Materials compatibility concerns for hydrogen blended into natural gas. In: *ASME 2021 Pressure Vessels & Piping Conference*, Virtual, 13–15 July 2021. Vol. 4. *Materials and Fabrication*. Paper PVP2021-62045. <https://doi.org/10.1115/PVP2021-62045>
5. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
6. Zhu Y.-Q., Song W., Wang H.-B. et al. Advances in reducing hydrogen effect of pipeline steels on hydrogen-blended natural gas transportation: A systematic review of mitigation strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Vol. 189. P. 113950. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113950>
7. Bolobov V.I., Latipov I.U., Popov G.G. et al. Estimation of the influence of compressed hydrogen on the mechanical properties of pipeline steels. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 19. P. 6085. <https://doi.org/10.3390/en14196085>
8. Gross A. Hydrogen dissociation on metal surfaces – A model system for reactions on surfaces. *Applied Physics A: Materials Science & Processing*. 1998. Vol. 67, No. 6. P. 627–635. <https://doi.org/10.1007/s003390050834>
9. Shirband Z., Shishesaz M.R., Ashrafi A. Hydrogen degradation of steels and its related parameters, a review. *Phase Transitions*. 2011. Vol. 84, No. 11–12. P. 924–943. <https://doi.org/10.1080/01411594.2011.561774>
10. Xu K. Hydrogen embrittlement of carbon steels and their welds. In: Gangloff R.P., Somerday B.P., eds. *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 1. *The Problem, Its Characterization and Effects on Particular Alloy Classes*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, 2012. P. 526–561. <https://doi.org/10.1533/9780857093899.3.526>
11. Sanchez J., Fullea F., Andrade M.C., de Andres P.L. Ab initio molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion in α -iron. *Physical Review B*. 2021. Vol. 81, No. 13. P. 132102. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.81.132102>

12. Taketomi S., Imanishi H., Matsumoto R., Miyazaki N. Dislocation dynamics analysis of hydrogen embrittlement in alpha iron based on atomistic investigations. In: *13th International Conference on Fracture 2013 (ICF13)*, Beijing, China, 16–21 June 2013. Red Hook, NY: Curran Associates, 2013. P. 5721–5729.
13. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
14. Li Y.X., Zhang R., Liu C.W. et al. Hydrogen embrittlement behavior of typical hydrogen-blended natural gas pipeline steel. *Oil & Gas Storage and Transportation*. 2022. Vol. 41, No. 6. P. 732–742. <https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2022.06.015>
15. Dear F.F., Skinner G.C.G. Mechanisms of hydrogen embrittlement in steels: Discussion. *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences: Mathematical, Physical and Engineering Sciences (Series A)*. 2017. Vol. 375, No. 2098. P. 20170032. <https://doi.org/10.1098/rsta.2017.0032>
16. Lynch S. Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms. *Corrosion Reviews*. 2012. Vol. 30, No. 3–4. P. 105–123. <https://doi.org/10.1515/correv-2012-0502>
17. Martin M.L., Dadfarnia M., Nagao A. et al. Enumeration of the hydrogen-enhanced localized plasticity mechanism for hydrogen embrittlement in structural materials. *Acta Materialia*. 2019. Vol. 165. P. 734–750. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.014>
18. Nagumo M., Takai K. The predominant role of strain-induced vacancies in hydrogen embrittlement of steels: Overview. *Acta Materialia*. 2019. Vol. 165. P. 722–733. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.013>
19. Turnbull A. Hydrogen diffusion and trapping in metals. In: Gangloff R.P., Somerday B.P., eds. *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 2. *Mechanisms, Modelling and Future Developments*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, 2012. P. 89–128. <https://doi.org/10.1533/9780857095374.1.89>
20. Djukic M.B., Bakic G.M., Sijacki Zeravcic V. et al. The synergistic action and interplay of hydrogen embrittlement mechanisms in steels and iron: Localized plasticity and decohesion. *Engineering Fracture Mechanics*. 2019. Vol. 216. P. 106528. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106528>
21. Mohtadi-Bonab M.A., Masoumi M. Different aspects of hydrogen diffusion behavior in pipeline steel. *Journal of Materials Research and Technology*. 2023. Vol. 24. P. 4762–4783. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.026>
22. Yen S.K., Huang I.B. Critical hydrogen concentration for hydrogen-induced blistering on AISI 430 stainless steel. *Materials Chemistry and Physics*. 2003. Vol. 80, No. 3. P. 662–666. [https://doi.org/10.1016/S0254-0584\(03\)00084-1](https://doi.org/10.1016/S0254-0584(03)00084-1)
23. Ren X.C., Zhou Q.J., Chu W.Y. et al. The mechanism of nucleation of hydrogen blister in metals. *Chinese Science Bulletin*. 2007. Vol. 52, No. 14. P. 2000–2005. <https://doi.org/10.1007/s11434-007-0269-y>
24. Murakami Y., Matsuoka S. Effect of hydrogen on fatigue crack growth of metals. *Engineering Fracture Mechanics*. 2010. Vol. 77, No. 11. P. 1926–1940. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2010.04.012>

25. Dadfarnia M., Sofronis P., Brouwer J., Sosa S. Assessment of resistance to fatigue crack growth of natural gas line pipe steels carrying gas mixed with hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 21. P. 10808–10822. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.216>
26. Slifka A.J., Drexler E.S., Nanninga N.E. et al. Fatigue crack growth of two pipeline steels in a pressurized hydrogen environment. *Corrosion Science*. 2014. Vol. 78. P. 313–321. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2013.10.014>
27. Andrews R.M., Gallon N., Huisng O.J.C. Assessing damaged pipelines transporting hydrogen. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2022. Vol. 2, No. 3. P. 100066. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100066>
28. Yan-hua L., Hui F., Qiang C. et al. Experimental research on fatigue properties of X80 pipeline steel for synthetic natural gas transmission. *Mathematical Problems in Engineering*. 2021. Vol. 2021. P. 631031. <https://doi.org/10.1155/2021/6631031>
29. Huang G., Zheng J., Meng B. et al. Mechanical properties of X70 welded joint in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. *Journal of Materials Engineering and Performance*. 2020. Vol. 29. P. 1589–1599. <https://doi.org/10.1007/s11665-020-04680-6>
30. Ronevich J.A., Somerday B.P. Effects on fatigue crack growth rates in pipeline steel welds. In: *ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference*, Vancouver, British Columbia, Canada, 17–21 July 2016. Paper PVP2016-63669. <https://doi.org/10.1115/PVP2016-63669>
31. Sun Y., Frank Cheng Y. Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review. *Engineering Failure Analysis*. 2022. Vol. 133. P. 105985. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105985>
32. Komoda R., Kubota M., Staykov A. et al. Inhibitory effect of oxygen on hydrogen-induced fracture of A333 pipe steel. *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures*. 2019. Vol. 42, No. 6. P. 1387–1401. <https://doi.org/10.1111/ffe.12994>
33. Komoda R., Kubota M., Staykov A. et al. The inhibitory effect of carbon monoxide contained in hydrogen gas environment on hydrogen-accelerated fatigue crack growth and its loading frequency dependency. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 54. P. 29007–29016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.146>
34. Röthig M., Hoschke J., Tapia C. et al. A review of gas phase inhibition of gaseous hydrogen embrittlement in pipeline steels. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 60. P. 1239–1265. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.245>
35. Siciliano F., Stalheim D.G., Gray J.M. Modern high strength steels for oil and gas transmission pipelines. In: *7th International Pipeline Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64292. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64292>
36. Belato Rosado D., De Waele W., Vandeschueren D., Hertelé S. Latest development in mechanical properties and metallurgical features of high strength line pipe steels. *International Journal Sustainable Construction & Design*. 2013. Vol. 4, No. 1. <https://doi.org/10.21825/scad.v4i1.742>
37. Cai L., Bai G., Gao X. Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation pipeline steels. *Materials Research Express*. 2022. Vol. 9, No. 4. P. 046512. <https://doi.org/10.1088/2053-1591/ac6654>

38. Kappes M.A., Perez T. Hydrogen blending in existing natural gas transmission pipelines: a review of hydrogen embrittlement, governing codes, and life prediction methods. *Corrosion Reviews*. 2023. Vol. 41, No. 3. P. 319–347. <https://doi.org/10.1515/correv-2022-0083>
39. Li J., Song F., Zhang X. A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas. *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
40. Tian X., Pei J. Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas. *Heliyon*. 2023. Vol. 9, No. 11. P. e21454. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21454>
41. Nanninga N.E., Levy Y.S., Drexler E.S., Condon R.T. et al. Comparison of hydrogen embrittlement in three pipeline steels in high pressure gaseous hydrogen environments. *Corrosion Science*. 2012. Vol. 59. P. 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2012.01.028>
42. Alvaro A., Wan D., Olden V., Barnoush A. Hydrogen enhanced fatigue crack growth rates in a ferritic Fe-3 wt% Si alloy and a X70 pipeline steel. *Engineering Fracture Mechanics*. 2019. Vol. 219. P. 106641. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106641>
43. Xu X., Zhang R., Wang C. et al. Experimental study on the temperature dependence of gaseous hydrogen permeation and hydrogen embrittlement susceptibility of X52 pipeline steel. *Engineering Failure Analysis*. 2024. Vol. 155. P. 107746. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107746>
44. Ronevich J., Shrestha R., San Marchi C. Misconceptions of hydrogen degradation of pipeline steels in existing natural gas infrastructure. In: *4th International Conference on Metals and Hydrogen*, Ghent, Belgium, 11–13 October 2022. <https://doi.org/10.2172/2005355>
45. Islam A., Alam T., Sheibley N. et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>
46. Li J., Song F., Zhang X. A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas. *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
47. Gondal I.A. Hydrogen integration in power-to-gas networks. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 3. P. 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>
48. Zhang M., Ling J., Tang B. et al. A data-driven based method for pipeline additional stress prediction subject to landslide geohazards. *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 19. P. 11999. <https://doi.org/10.3390/su141911999>
49. Beilinova T.A., Storozhenko I.A., Vasilenko E.N. et al. The influence of long-term storage of hydrogen on the properties of high-pressure cylinders. *Metal Science and Heat Treatment*. 1993. Vol. 35, No. 3. P. 165–168. <https://doi.org/10.1007/BF00776843>
50. Dai H., Peng J. The effects of welded joint characteristics on its properties in HDPE thermal fusion welding. *Modern Physics Letters B*. 2017. Vol. 31, No. 15. P. 1750185. <https://doi.org/10.1142/s0217984917501858>
51. Mathkoor M.S., Jassim R.J., Al-Sabur R. Application of pattern search and genetic algorithms to Optimize HDPE pipe joint profiles and strength in the butt fusion welding process. *Journal of Manufacturing and Materials Processing*. 2024. Vol. 8, No. 5. P. 187. <https://doi.org/10.3390/jmmp8050187>

52. Zha S., Lan H., Huang H. Review on lifetime predictions of polyethylene pipes: Limitations and trends. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2022. Vol. 198. P. 104663. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104663>
53. Li P., Wang F., Gao J. et al. Failure mode and the prevention and control technology of buried pe pipeline in service: State of the art and perspectives. *Advances in Civil Engineering*. 2022. Vol. 2022, No. 1. P. 2228690. <https://doi.org/10.1155/2022/2228690>
54. Xu M., Huang G., Feng S. et al. Static and dynamic properties of semi-crystalline polyethylene. *Polymers*. 2016. Vol. 8, No. 4. P. 77. <https://doi.org/10.3390/polym8040077>
55. Krishnaswamy R.K. Analysis of ductile and brittle failures from creep rupture testing of high-density polyethylene (HDPE) pipes. *Polymer*. 2005. Vol. 46, No. 25. P. 11664–11672. <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2005.09.084>
56. Maupin J.K. Plastic pipe failure analysis. In: *IPC2008: Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64355. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64355>
57. Wang H., Shah J., Hawwat S.-E. et al. A comprehensive review of polyethylene pipes: Failure mechanisms, performance models, inspection methods, and repair solutions. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 100174. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2024.100174>
58. Islam A., Alam T., Sheibley N. et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>
59. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Effect of long-term hydrogen exposure on the mechanical properties of polymers used for pipes and tested in pressurized hydrogen. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2012. Vol. 89. P. 203–209. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2011.11.008>
60. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Hydrogen influence on the tensile properties of mono and multi-layer polymers for gas distribution. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2010. Vol. 35, No. 14. P. 7633–7640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.155>
61. Alvine K.J., Kafentzis T.A., Pitman S.G. et al. An in situ tensile test apparatus for polymers in high pressure hydrogen. *Review of Scientific Instruments*. 2014. Vol. 85, No. 10. P. 105110. <https://doi.org/10.1063/1.4899315>
62. Zhang Y., Chen J., Jiang R. et al. Hydrogen-induced deterioration of mechanical properties of polyethylene: Experimental and molecular dynamics analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 140. P. 164–174. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.327>
63. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Mechanical testing of polymers in pressurized hydrogen: tension, creep and ductile fracture. *Experimental Mechanics*. 2012. Vol. 52, No. 3. P. 229–239. <https://doi.org/10.1007/s11340-011-9484-1>
64. Shao P., Li X., Zhang Y. et al. Research on hydrogen permeation behaviors of polyethylene butt-fusion joint for hydrogen transportation. *Journal of Physics: Conference Series*. 2025. Vol. 3008, No. 1. P. 012033. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/3008/1/012033>
65. Klopffer H., Berne P., Castagnet S. et al. Polymer pipes for distributing mixtures of hydrogen and natural gas: evolution of their transport and mechanical properties after an ageing under an hydrogen environment. In: *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010*, Essen, Germany, 16–21 May 2010. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2010. P. 353–359.

66. Iskov H., Kneck S. Using the natural gas network for transporting hydrogen – Ten years' experience. In: *Proceedings of the International Gas Union Research Conference*, Rio de Janeiro, Brazil, 24–26 May 2017. Vol. 1. Red Hook, NY: Curran, 2017. P. 1627–1635.
67. Byrne N., De Silva R., Hilditch T. Linking antioxidant depletion with material properties for polyethylene pipes resins. *Polymer Engineering and Science*. 2020. Vol. 60, No. 2. P. 323–329. <https://doi.org/10.1002/pen.25287>
68. Klopffer M.H., Flaconneche B., Odru P. Transport properties of gas mixtures through polyethylene. *Plastics Rubber and Composites*. 2007. Vol. 36, No. 5. P. 184–189. <https://doi.org/10.1179/174328907X191350>
69. Lee J.-H., Kim Y.-W., Jung J.-K. Investigation of the gas permeation properties using the volumetric analysis technique for polyethylene materials enriched with pure gases under high pressure: H₂, He, N₂, O₂ and Ar. *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 19. P. 4019. <https://doi.org/10.3390/polym15194019>
70. Naito Y., Mizoguchi K., Terada K. et al. The effect of pressure on gas permeation through semicrystalline polymers above the glass transition temperature. *Journal of Polymer Science Part B: Polymer Physics*. 1991. Vol. 29, No. 4. P. 457–462. <https://doi.org/10.1002/polb.1991.090290408>
71. Klopffer, M.; Flaconneche B. Transport properties of gases in polymers: bibliographic review. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2001. Vol. 56, No. 3. P. 223–244.
72. Klopffer M.-H., Berne P., Espuche É. Development of innovating materials for distributing mixtures of hydrogen and natural gas. Study of the barrier properties and durability of polymer pipes. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2015. Vol. 70, No. 2. P. 305–315. <https://doi.org/10.2516/ogst/2014008>
73. Su Y., Lv H., Zhou W., Zhang C. Review of the hydrogen permeability of the liner material of type IV on-board hydrogen storage tank. *World Electric Vehicle Journal*. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 130. <https://doi.org/10.3390/wevj12030130>
74. Zhang X., Zhai L., Li H. et al. Molecular simulation study on the hydrogen permeation behavior and mechanism of common polymers. *Polymers*. 2024. Vol. 16, No. 7. P. 953. <https://doi.org/10.3390/polym16070953>
75. Zheng D., Li J., Yu B. et al. Investigation on the methane emissions from permeation of urban gas polyethylene pipes under the background of hydrogen-mixed natural gas transportation. *Journal of Cleaner Production*. 2024. Vol. 479. P. 144070. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.144070>
76. Li X., Shao P., Wang J. et al. Study on the permeability behaviour of hydrogen doped natural gas in polyethylene pipeline. *Journal of Physics: Conference Series*. 2024. Vol. 2713, No. 1. P. 012001. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2713/1/012001>
77. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
78. Neacsu A., Eparu C.N., Panaiteescu C. et al. Hydrogen–natural gas mix – A viable perspective for environment and society. *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 15. P. 5751. <https://doi.org/10.3390/en16155751>
79. Yakubson K.I. Prospects for using hydrogen in various branches of the world economy as one of the directions of its decarbonization. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2022. Vol. 95, No. 3. P. 309–340. <https://doi.org/10.1134/s1070427222030016>
80. Król A., Gajec M., Holewa-Rataj J. et al. Hydrogen purification technologies in the context of its utilization. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 15. P. 3794. <https://doi.org/10.3390/en17153794>

81. Li H., Liao Z., Sun J. et al. Modelling and simulation of two-bed PSA process for separating H₂ from methane steam reforming. *Chinese Journal of Chemical Engineering*. 2019. Vol. 27, No. 8. P. 1870–1878. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.11.022>
82. Augelletti R., Frattari S., Murmura M.A. Purification of hydrogen-methane mixtures using PSA technologies. In: De Falco M., Basile A., eds. *Enriched Methane*. Cham, Switzerland: Springer, 2015. P. 129–146. (Green Energy and Technology). https://doi.org/10.1007/978-3-319-22192-2_8
83. Luberti M., Ahn H. Review of Polybed pressure swing adsorption for hydrogen purification. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022. Vol. 47, No. 20. P. 10911–10933. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.147>
84. Du Z., Liu C., Zhai J. et al. A review of hydrogen purification technologies for fuel cell vehicles. *Catalysts*. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 393. <https://doi.org/10.3390/catal11030393>
85. Wiciak G., Szykowska K., Janusz-Szymańska K. Applying membrane techniques to separate hydrogen from natural gas for hydrogen technologies. *Desalination and Water Treatment*. 2024. Vol. 320. P. 100863. <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100863>
86. Nayebossadri S., Speight J.D., Book D. Hydrogen separation from blended natural gas and hydrogen by Pd-based membranes. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 55. P. 29092–29099. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.044>
87. Al-Mufachi N.A., Rees N.V., Steinberger-Wilkins R. Hydrogen selective membranes: A review of palladium-based dense metal membranes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 47. P. 540–551. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.026>
88. Bhalani D.V., Lim B. Hydrogen separation membranes: A material perspective. *Molecules*. 2024. Vol. 29, No. 19. P. 4676. <https://doi.org/10.3390/molecules29194676>
89. Freeman B.D. Basis of permeability/selectivity trade off relations in polymeric gas separation membranes. *Macromolecules*. 1999. Vol. 32, No. 2. P. 375–380. <https://doi.org/10.1021/ma9814548>
90. Liemberger W., Groß M., Miltner M., Harasek M. Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas. *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 167. P. 896–907. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.012>
91. Vermaak L., Neomagus H.W.J.P., Bessarabov D.G. Recent advances in membrane-based electro chemical hydrogen separation: A review. *Membranes*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 127. <https://doi.org/10.3390/membranes11020127>
92. Zanella E., Longhi M., Tondelli G. et al. Separation of hydrogen-methane mixtures by electrochemical hydrogen compressor: Experimental and modelling investigation on the influence of different Nafion membranes and operative conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 126. P. 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.014>
93. Nordio M., Wassie S.A., Van Sint Annaland M. et al. Techno-economic evaluation on a hybrid technology for low hydrogen concentration separation and purification from natural gas grid. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 45. P. 23417–23435. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.009>
94. Isaac T. HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project. *Clean Energy*. 2019. Vol. 3, No. 2. P. 114–125. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>
95. Cuadrado D., García G., Gata P. et al. assessment of hydrogen-natural gas mixtures in energy grids: An overview of the H2SAREA project experience. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 142. P. 697–711. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.499>

96. Schaffert J. Progress in power-to-gas energy systems. *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 1. P. 135. <https://doi.org/10.3390/en16010135>
97. Gislon P., Cerone N., Cigolotti V. et al. Hydrogen blending effect on fiscal and metrological instrumentation: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 1295–1307. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.227>
98. Jaworski J., Kułaga P., Ficco G., Dell'Isola M. Domestic gas meter durability in hydrogen and natural gas mixtures. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 22. P. 7555. <https://doi.org/10.3390/en14227555>
99. Sánchez-Laínez J., Cerezo A., Storch de Gracia M.D. et al. Enabling the injection of hydrogen in high-pressure gas grids: Investigation of the impact on materials and equipment. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 52. P. 1007–1018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.220>
100. Blacharski T., Janusz P., Kaliski M., Zabrzeski Ł. The effect of hydrogen transported through gas pipelines on the performance of natural gas grid. *AGH Drilling, Oil, Gas*. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 515. <https://doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.515>
101. Zhang H., Li J., Su Y. et al. Effects of hydrogen blending on hydraulic and thermal characteristics of natural gas pipeline and pipe network. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2021. Vol. 76. P. 70. <https://doi.org/10.2516/ogst/2021052>
102. Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Stolecka K. Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2018. Vol. 166. P. 24–34. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2018.08.002>
103. Abbas A.J., Haruna S.K., Burby M. et al. Exploring the viability of adapting natural gas pipelines for hydrogen transport through a case study on compression vs. looping. *Gases*. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 74–96. <https://doi.org/10.3390/gases4020005>
104. Schuster S., Dohmen H.J., Brillert D. Challenges of compressing hydrogen for pipeline transportation with centrifugal-compressors. In: *GPPS Chania20 Conference*, 7–9 September 2020. Paper GPPS-CH-2020-0045. <https://doi.org/10.33737/gpps20-tc-45>
105. Lee H., Lee S. Economic analysis on hydrogen pipeline infrastructure establishment scenarios: Case study of South Korea. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 18. P. 6824. <https://doi.org/10.3390/en15186824>
106. Cerniauskas S., Jose Chavez Junco A., Grube T. et al. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. Vol. 45, No. 21. P. 12095–12107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>
107. Télessy K., Barner L., Holz F. Repurposing natural gas pipelines for hydrogen: Limits and options from a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 80. P. 821–831. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.110>
108. Atrens A., Gray E., Venezuela J. et al. Feasibility of the use of gas phase inhibition of hydrogen embrittlement in gas transmission pipelines carrying hydrogen: A review. *JOM*. 2023. Vol. 75, No. 1. P. 232–238. <https://doi.org/10.1007/s11837-022-05559-8>
109. Zhou C., Zhou H., Zhang L. The impact of impurity gases on the hydrogen embrittlement behavior of pipeline steel in high-pressure H environments. *Materials*. 2024. Vol. 17, No. 9. P. 2157. <https://doi.org/10.3390/ma17092157>
110. Neugebauer R., ed. *Wasserstofftechnologien*. Berlin; Heidelberg: Springer, 2022. 483 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-64939-8>

Information about the author

Kristof I. Yakubson – Cand. Sci. (Eng.), Director's Adviser, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4475-3058>; e-mail: kris.yakubson@yandex.ru

Received 8 December 2025

Accepted 24 December 2025