

Online ISSN 2957-806X
Print ISSN 2707-4226
vestnik-ngo.kz

Scientific and Practical Journal

KAZAKHSTAN JOURNAL FOR

OIL & GAS INDUSTRY

Научно-практический журнал

ВЕСТНИК

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Ғылыми-практикалық журнал

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ

САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

Volume 7(2), 2025

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 7, № 2 (2025)

Астана 2025

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Утеев Рахим Нагангалиулы	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Председатель Комитета нефтегазовой промышленности Президиума Национальной палаты предпринимателей РК, канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.- мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Заместитель генерального директора по геологии АО "Эмбаунайгаз", PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий специалист ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Пятибратов Петр Вадимович	Декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, директор Центра инновационного обучения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR), Баку, Азербайджан, PhD в области технических наук
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Уфа, Башкортостан (Россия), докт. техн. наук
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек Тулebergенович	Ректор, Председатель Правления АО «Казахстанско-Британский тех- нический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

Full name	Position, rank, scientific degree
Editor-in-Chief	
Uteyev Rakhim Nagangaliuly	General Director (Chairman of the Board) of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Deputies of the Editor-in-chief	
Karabalin Uzakbai Suleimenovich	Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Academician of the International Engineering Academy and the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan, D. Sc. (Engineering)
Ogai Evgeny Kiponiyeovich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, D. Sc. (Engineering)
Members of the editorial board	
Ibrashev Kenzhebek Niyazovich	Chairman of the Oil and Gas Industry Committee of the Presidium of the National Chamber of Entrepreneurs of the Republic of Kazakhstan, Cand. Sc. (Engineering)
Kuandykov Baltabek Mukhanovich	President of Meridian Petroleum LLP, President of the Kazakhstan Society of Petroleum Geologists, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Academician of the International Academy of Mineral Resources
Kulekeyev Zhaksybek Abdrakhmetovich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, Cand. Sc. (Economy), Professor
Umraliyev Baurzhan Tazhikenovich	Expert of the technical assessment service of KMG Engineering LLP, D. Sc. (Engineering)
Munara Askar	Deputy Director General for Geology of Embamunaigas JSC, PhD in Geology
Sarmurzina Raushan Gaisiyevna	Advisor to the Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, D. Sc. (Chemistry)
Nurtayeva Gulnara Kamidollayena	Lead Specialist of KMG Engineering LLP, Candidate of Chemical Sciences, D. Sc. (Pedagogy)
Pyatibratov Pyotr Vadimovich	Dean of the Faculty of Oil and Gas Fields Development, Head of the Department of Oil Fields Development and Operation, Director of the Center for Innovative Training of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Cand. Sc. (Engineering)
Ismailov Fakhraddin Sattarovich	Head of the Science Research Project Institute "Neftegaz" (SOCAR), Baku, Azerbaijan, PhD in Engineering Sciences
Agzamov Farit Akramovich	Professor of the Oil and gas drilling Department of Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Bashkortostan (Russia), D. Sc. (Engineering)
Abilkhassimov Khairly Babashevich	Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, D. Sc. (Geology and Mineralogy)
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	D. Sc. (Geology and Mineralogy), Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Cand. Sc. (Physics and Mathematics), PhD in plasma physics, Professor

**«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы**

АТЫ-ЖӨНІ	Лауазымы, атағы, дәрежесі
Бас редактор	
Өтеев Рақым Нағанғалиұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС бас директоры (Басқарма төрағасы), геология жөніндегі PhD
Бас редактордың орынбасарлары	
Қарабалин Ұзақбай Сүлейменұлы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасының орынбасары, Халықаралық инженерлік академиясының және ҚР Ұлттық инженерлік академиясының академигі, техн. ғылым. докт.
Огай Евгений Кипониевич	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Редакциялық алқа мүшелері	
Ибрашев Кенжебек Ниязұлы	ҚР Ұлттық Кәсіпкерлер палатасы президиумының мұнай-газ өнеркәсібі комитетінің төрағасы, техн. ғылым. канд.
Қуандықов Балтабек Мұханұлы	«Меридиан Петролеум» ЖШС компаниясының президенті, Қазақстан мұнайшы-геологтар қоғамының (ҚМГҚ) президенті, геол.-мин. ғылым. докт., Халықаралық минералдық ресурстар академиясының академигі
Құлекеев Жақсыбек Әбдірахметұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы, экон. ғылым. канд., профессор
Өміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мұнара Асқар	"Ембімұнайгаз" АҚ Бас директорының геология жөніндегі орынбасары, геология жөніндегі PhD
Сармурзина Раушан Гайсықызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі, хим. ғылым. докт.
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші маманы, хим. ғылым. канд., пед. ғылым. докт.
Пятибратов Петр Вадимович	Мұнай және газ кен орындарын игеру факультетінің деканы, Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының меңгерушісі, И.М. Губкин атындағы мұнай және газ (МГУ) РМУ Инновациялық оқыту орталығының директоры, техн. ғылым. канд.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы, Баку, Әзірбайжан, Техника ғылымдары саласындағы PhD
Ағзамов Фарит Акрамұлы	Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің «Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау» кафедрасының профессоры, Уфа, Башқұртстан (Ресей), техн. ғылым. докт.
Әбілхасымов Хайырлы Бабашұлы	ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі, геол. -мин. ғылым. докт.
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	«Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, ректоры, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 7, № 2 (2025)

Научно-практический журнал
Журнал зарегистрирован
в Министерстве информации
и коммуникации РК
Свидетельство №17609-Ж

Учредитель

ОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Утеев Рахим Наганалиулы,
Генеральный директор
ОО «КМГ Инжиниринг», PhD
по геологии

Члены редколлегии

Карабагин У.С., докт. техн.
наук, зам. главного редактора
Огай Е.К., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М.,
докт. геол.-мин. наук
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., PhD по геологии
Сармурзина Р.Г.,
докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Исмаилов Ф.С., PhD по техн.
наукам (Азербайджан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Абилхасимов Х.Б.,
докт. геол.-мин. наук
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, PhD по физике плазмы
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)

Ответственный секретарь

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

тел. +7-7172-60-90-26

e-mail: vestnik@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

БУРЕНИЕ

Токсанов Н.Н., Абуев Р.Б., Тастанов Б.Б., Сулейменова А.О., Умралиев Б.Т.

Современные подходы к управлению неопределённостями при бурении горизонтальных скважин на примере опыта службы онлайн бурения ОО «КМГ Инжиниринг» 9

ГЕОЛОГИЯ

Кожалакова А.А.

Анализ геологического строения месторождения Жетыбай Южный 21

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Алпысбай Ж.М.

Исследование смитых полимерных составов на основе морской и альб-сеноманской воды для проектов по повышению нефтеотдачи пластов в условиях месторождения Узень 30

Ализде Э.

Комплексный экспериментальный анализ влияния электромагнитного поля на повышение нефтеотдачи посредством оптимизированной динамики жидкости, индуцированной магнитным полем 41

Ермеков М., Мустафин Т.

Успешное применение технологии PROMILL для изоляции нефтяной скважины в Казахстане 51

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Женис Д.К., Касенов А.К., Ибраев А.Е., Шаяхмет К.Н.

Машинное обучение в системах мониторинга забойного давления в эксплуатационных скважинах: обзор 61

Алимова А.Н., Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков К.А., Курметбек Б., Болтайханова Т.Т., Нурсеитов Д.Б.

Датасет для автоматической сегментации средств индивидуальной защиты и инструментов, применяемых при подземном и капитальном ремонте нефтяных скважин 73

ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА

Коробкин В.В., Тулемисова Ж.С., Саматов И.Б., Чакликов А.Е.

Вторичный кальцит карбонатных коллекторов нефтяных месторождений и способ его количественного определения 84

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Карабасова Н.А., Кайрлиева Ф.Б.

Анализ и прогнозирование процесса коксования нефтяных остатков Атырауского нефтеперерабатывающего завода 96

ЗЕЛЁНАЯ ЭКОНОМИКА

Опахай С., Кутербеков К.А., Бекмырза К.Ж., Кабышев А.М., Кубенова М.М., Айдарбеков Н.К., Жумадилова Ж., Зейнулла Ж.С.

Природный водород: происхождение, геологическое распространение и методы обнаружения – краткий обзор 108

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 120

Scientific and Practical Journal

The journal is registered with the Ministry of Information and Social Development of the Republic of Kazakhstan

Certificate No. 17609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

Uteyev Rakhim Nagangaliuly
Director General
KMG Engineering LLP, PhD in Geology

Members of the editorial board

Karabalin U.S., D. Sc.
(Engineering), Deputy Chief Editor
Ogay E.K., D. Sc. (Engineering), Deputy Chief Editor
Ibrashev K.N., Cand. Sc. (Engineering)
Kuandykov B.M., D. Sc. (Geology and Mineralogy)
Kulekeyev Zh.A., Cand. Sc. (Economics)
Umraliyev B.T., D. Sc. (Engineering)
Munara A., Ph.D. of Geological Sciences
Sarmurzina R.G., D. Sc. (Chemistry)
Nurtayeva G.K., D. Sc. (Pedagogics), Cand. Sc. (Chemistry)
Ismailov F.S., Ph.D. of Engineering Sciences, Azerbaijan
Agzamov F.A., D. Sc. (Engineering), Russia
Abilkhasimov Kh.B., D. Sc. (Geology and Mineralogy)
Gabdullin M.T., Cand. Sc. (Physics and Mathematics), Ph.D. of Plasma Physics
Pyatibratov P.V., Cand. Sc. (Engineering), Russia

Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

Building 8, Dinmukhamed
Konayev Str., Astana

tel. +7-7172-60-90-26

e-mail: vestnik@kmgc.kz

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Contents

Editorial board members of the Kazakhstan journal
of oil and gas industry 3

DRILLING

Toksanov N.N., Abuev R.B., Tastanov B.B., Suleimenova A.O.,
Umraliyev B.T.

Modern Approaches to Managing Uncertainty in Horizontal Well
Drilling: A Case Study from the Remote Drilling Support Service of
KMG Engineering LLP 10

GEOLOGY

Kozhalakova A.A.

Geological Structure Analysis of the Zhetybay South Field..... 22

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Alpysbay Zh.M.

Crosslinked Polymer Gels in Marine and Alb-Cenomanian
Waters for EOR Applications at the Uzen Field 31

Alizade E.

Comprehensive Experimental Analysis of Electromagnetic Field
Effects on Enhanced Oil Recovery through Optimized Magnetic
Field-Induced Fluid Dynamics 40

Yermekov M., Mustafin T.

Successful Application of PROMILL Technology for Oil Well
Isolation in Kazakhstan 52

DIGITAL TECHNOLOGIES

Zhenis D.K., Kassenov A.K., Ibrayev A.Ye. Shayakhmet K.N.

A Review of Machine Learning Techniques for Bottomhole
Pressure Monitoring in Production Wells 62

Alimova A.N., Abdimanap G.C., Bostanbekov K.A.,
Kurmetbek B., Boltaihanova T.T., Nurseitov D.B.

A Computer Vision Dataset for Personal Protective Equipment
and Tool Segmentation in Oil Well Workovers 74

CORE MATERIAL STUDY

Korobkin V.V., Tulemissova Zh.S., Samatov I.B., Chaklikov A.Ye.

Secondary Calcite in Carbonate Reservoirs of Oil Fields:
a Method for Its Quantitative Determination 85

PETROCHEMISTRY & OIL REFINING

Karabassova N.A., Kayrliyeva F.B.

Analysis and Forecasting of the Coking Process of Oil
Residues of the Atyrau Oil Refinery 97

GREEN ECONOMY

Opakhai S., Kuterbekov K.A., Bekmyrza K.Zh., Kabyshev A.M.,
Kubenova M.M., Aidarbekov N.K., Zhumadilova Zh., Zeinulla Zh.S.

Natural Hydrogen: Origin, Geological Distribution, and Detection
Methods A Brief Overview 107

Requirements for submitting articles for the publication
in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal
of Research and Practice122

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

7 том, № 2 (2025)

Ғылыми-практикалық журнал
Журнал ҚР Ақпарат және
қоғамдық даму Министрлігінде
тіркелген
Күәлік № 17609-Ж

Құрылтайшы
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Бас редактор
Өтеев Рақым Нағанғалиұлы
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Бас
директоры, геология жөніндегі
PhD

Редакциялық алқа мүшелері
Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.
докт., бас редактордың орынб.
Огай Е.К., техн. ғылым. докт.
бас редактордың орынб.
Ибрашев К.Н., техн. ғылым.
канд.

Қуандықов Б.М., геол.-мин. ғыл.
докт.

Құлекеев Ж.А., экон. ғылым.
канд.

Өміралиев Б.Т., техн. ғылым.
докт.

Мұнара А., геология жөніндегі
PhD

Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.
докт.

Нұртаева Г.К., пед. ғыл. докт.
хим. ғылым. канд.

Исмаилов Ф.С., техн. ғылым.
жөніндегі PhD (Әзірбайжан)

Ағзамов Ф.А., техн. ғылым.
докт. (Ресей)

Абилхасимов Х.Б., геол.-мин.
ғыл. докт.

Габдуллин М.Т., физ.-мат.

ғылым., канд. плазма физикасы
жөніндегі PhD

Пятибратов П.В., техн. ғылым.
канд. (Ресей)

Атқарушы хатшы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

Почталық мекенжайы:

Астана қ-сы,
Дінмұхамед Қонаев көш., 8
ғимарат
тел.: +7-7172-60-90-26
e-mail: vestnik@kmg.kz.

website: vestnik-ngo.kz

© «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Мазмұны

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы4

БҰРҒЫЛАУ

Тоқсанов Н.Н., Абуев Р.Б., Тастанов Б.Б., Сүлейменова А.О.,
Өмірәлиев Б.Т.

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС онлайн бұрғылау қызметінің тәжірибесі
мысалында көлденең ұңғымаларды бұрғылау кезіндегі
белгісіздіктерді басқарудың заманауи тәсілдері 11

ГЕОЛОГИЯ

Кожалакова А.А.

Оңтүстік Жетібай кен орнының геологиялық құрылысын талдау 23

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Алпысбай Ж.М.

Өзен кен орны жағдайында қабаттардың мұнай беруін арттыру
жобалары үшін теңіз және альб-сеноман суының негізінде
тігілген полимерлік құрамдарды зерттеу32

Әлізаде Э.

Магнит өрісінен туындаған сұйықтықтың оңтайландырылған
динамикасы арқылы электромагниттік өрістің мұнай өндіруді
арттыруға әсерін кешенді эксперименттік талдау42

Ермеков М., Мұстафин Т.

Қазақстанда мұнай ұңғымасын оқшаулау
үшін PROMILL технологиясын сәтті пайдалану53

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Жеңіс Д.К., Қасенов А.Қ., Ибраев А.Е., Шаяхмет Қ.Н.

Пайдалану ұңғымаларындағы кенжар қысымының мониторингі
жүйелерінде машиналық оқыту: шолу63

Әлімова Ә.Н., Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков Қ.А., Құрметбек Б.,
Болтайханова Т.Т., Нұрсейітов Д.Б.

Мұнай ұңғымаларын жерасты және күрделі жөндеу кезінде
қолданылатын жеке қорғаныс құралдары мен құрал-
саймандарын автоматты түрде сегменттеуге арналған датасет 75

КЕРН ЗЕРТТЕУ

Коробкин В.В., Төлемісова Ж.С., Саматов І.Б., Чакликов А.Е.

Мұнай кен орындарының карбонатты коллекторларының
қайталама кальциті және оны сандық анықтау тәсілі86

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДЕУ

Қарабасова Н.А., Қайырлиева Ф.Б.

Атырау мұнай өңдеу зауытының мұнай қалдықтарын кокстеу
процесін талдау және болжау98

ЖАСЫЛ ЭКОНОМИКА

Опахай С., Күтербеков Қ.А., Бекмырза К.Ж., Қабышев Ә.М.,
Кубенова М.М., Айдарбеков Н.К., Жұмаділова Ж., Зейнулла Ж.С.

Табиғи сутегі: шығу тегі, геологиялық таралуы және анықтау
әдістеріне қысқаша шолу106

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын
талаптар 124



Коллектив журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» поздравляет члена редакционной коллегии Раушан Гайсиевну Сармурзину с 60-летием научно-производственной деятельности!

Творческий путь доктора химических наук, профессора, академика Национальной академии естественных наук Сармурзиной Раушан Гайсиевны связан с научными поисками технологических решений с применением новейших достижений химической науки.

Особое место в научных изысканиях Раушан Гайсиевны занимают исследования в области редкоземельных элементов и аналитической химии. Ярким примером мировой значимости её вклада в этом направлении стало участие в работах по экологической реабилитации района Чернобыльской аварии с применением разработанных в лаборатории энергоаккумулирующих веществ. Продолжающиеся в этом направлении исследования позволили разработать высокотехнологичную концепцию тепло-

вых методов освоения сложных высоковязких нефтяных месторождений. Её научная деятельность всегда тесно связана с производственными задачами и направлена как на повышение эффективности применяемых методов и технических решений, так и внедрение новых подходов и технологий. Разработанные под её руководством способы очистки парафиновых, шламовых и солевых отложений, методы воздействия на пласт с использованием энергоаккумулирующих и гидроаккумулирующих веществ уже внедрены в производство и приносят ощутимый эффект, что является прямым свидетельством практического результата её научных поисков. И до настоящего времени Сармурзина Раушан Гайсиевна работает над созданием новых решений, соединяя научные исследования с производственными процессами.

Её деятельность также тесно связана с государственными задачами. В период экономических реформ Раушан Гайсиевна была приглашена в Минэкономкомитет РК (быв. Госплан), где возглавила Главное управление промышленной политики. В Министерстве энергетики и минеральных ресурсов РК она принимала непосредственное участие в разработке госпрограмм по реформированию различных отраслей, в т.ч. модернизации нефтехимического производства и стратегии импортозамещения. Разработанные под её руководством программы стали опорой экономики в период перехода к рыночной системе.

Особое значение имеет её подход к интеграции технических и экономических знаний в образовательный процесс, позволяющий готовить кадры, способные оценивать процессы как с химической, так и с экономической точки зрения.

Раушан Гайсиевной опубликовано более 360 трудов, включая десятки публикаций в рейтинговых журналах, более 70 авторских свидетельств и международных патентов. Только за последние 5 лет опубликовано более 60 научных работ, в том числе 13 статей в журналах Q1-Q3 Journal Citation Reports, 5 – в РИНЦ и других международных базах, 15 – в изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК, и около 30 – на международных форумах. Профессионализм Раушан Гайсиевны, принципиальность и глубокое понимание научных процессов служат примером для коллег и молодых учёных.

Как член редакционной коллегии научного журнала, Раушан Гайсиевна на протяжении многих лет вносит неоценимый вклад в развитие издания, поддерживая высокий уровень публикаций, способствуя продвижению передовых идей и укреплению авторитета журнала.

Раушан Гайсиевна, примите самые тёплые и искренние поздравления по случаю знаменательного юбилея! Ваш выдающийся вклад в развитие химической науки в Казахстане и далеко за его пределами невозможно переоценить. Благодаря Вашей многолетней самоотверженной работе, высоким научным достижениям и педагогическому мастерству были подготовлены целые поколения талантливых специалистов, а научные идеи и открытия внесли значимый вклад в развитие отечественной и мировой химии.

Желаем Вам крепкого здоровья, долгих лет активной и плодотворной деятельности, душевного тепла и неиссякаемой энергии. Пусть Вас всегда окружают уважение, признание и искренняя благодарность научного сообщества!

Редакция "Вестника нефтегазовой отрасли Казахстана"

УДК 553.98
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108806>

Получена: 12.12.2024.

Одобрена: 22.04.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Современные подходы к управлению неопределённостями при бурении горизонтальных скважин на примере опыта службы онлайн бурения ТОО «КМГ Инжиниринг»

Н.Н. Токсанов, Р.Б. Абуев, Б.Б. Тастанов, А.О. Сулейменова, Б.Т. Умралиев

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Бурение горизонтальных скважин в сложных геологических условиях сопровождается высокой степенью неопределённости, связанной с вариативностью физико-геологических свойств пород, структурными нарушениями и неточностями интерпретации данных. Для успешного достижения проектных целей требуется применение современных методов управления этими неопределённостями.

Цель. Анализ и обобщение практического опыта службы онлайн бурения ТОО «КМГ Инжиниринг» по применению технологий управления неопределённостями при бурении горизонтальных скважин с использованием комплексного подхода для повышения надежности и экономической целесообразности разработки нефтегазовых месторождений.

Материалы и методы. В работе рассмотрены основные источники неопределённостей при бурении. Проанализированы методы их минимизации, включая мониторинг в реальном времени, геонавигацию с применением стратиграфического метода, сейсмическое моделирование и инверсию удельного электрического сопротивления. Описано использование современных инструментов MWD/LWD, технологий дистанционного определения границ пластов и систем интеграции данных. Приведён практический опыт применения систем резервного хранения данных Solo Box и технологий искусственного интеллекта для автогеонавигации.

Результаты. Практический опыт показал, что комплексное применение передовых технологий позволяет оперативно выявлять расхождения между модельными ожиданиями и фактическими данными при бурении, своевременно адаптировать траекторию скважины и эффективно проводить ствол в пределах продуктивного горизонта. Это приводит к снижению технологических рисков, повышению качества строительства скважин и достижению проектных показателей.

Заключение. Комплексный подход к управлению неопределённостями, основанный на интеграции мониторинга, геонавигации, анализа данных и внедрения инновационных решений, значительно повышает эффективность бурения горизонтальных скважин в сложных геологических условиях. Представленные методы и технологии рекомендуются к применению для повышения надежности и экономической эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, мониторинг в реальном времени, оптимизация траектории, геомеханические моделирование, сейсмические модели.

Как цитировать:

Токсанов Н.Н., Абуев Р.Б., Тастанов Б.Б., и др. Современные подходы к управлению неопределённостями при бурении горизонтальных скважин на примере опыта службы онлайн бурения ТОО «КМГ Инжиниринг» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 9–20.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108806>.

UDC 553.98
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108806>

Received: 12.12.2024.

Accepted: 22.04.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Modern Approaches to Managing Uncertainty in Horizontal Well Drilling: A Case Study from the Remote Drilling Support Service of KMG Engineering LLP

Nurlan N. Toxanov, Ruslan B. Abuyev, Baurzhan B. Tastanov, Azat O. Suleymenova,
Baurzhan T. Umraliyev

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Horizontal well drilling in geologically complex environments is inherently uncertain. These uncertainties stem from variability in formation properties, structural discontinuities, and limitations in data interpretation. Reaching project targets effectively requires the adoption of modern uncertainty management techniques.

Aim: First, analyze and summarize the practical experience of KMG Engineering's Remote Drilling Support Service in managing uncertainty during horizontal well drilling; and second, demonstrate how an integrated approach can improve the reliability and cost-effectiveness of oil and gas field development.

Materials and methods: The study identifies the main sources of uncertainty encountered during drilling and reviews methods for their mitigation, including real-time monitoring, geosteering using a stratigraphic method, seismic modeling, and resistivity inversion. It describes the use of advanced MWD/LWD tools, remote formation boundary detection technologies, and data integration systems. Field experience is also presented regarding the application of Solo Box backup data storage systems and artificial intelligence technologies for autonomous geosteering.

Results: Field experience demonstrates that the integrated use of advanced technologies enables engineers to quickly identify discrepancies between model expectations and real-time drilling data, make timely trajectory adjustments, and keep wellbore within the productive zone. As a result, this approach reduces operational risks, improves well construction quality, and supports the consistent achievement of project objectives.

Conclusion: An integrated approach to uncertainty management that combines real-time monitoring, geosteering, data analysis, and the innovative technologies significantly improves the efficiency of horizontal well drilling under complex geological conditions. Such an approach is recommended to increase both the reliability and cost-effectiveness of oil and gas field development.

Keywords: horizontal wells; real-time monitoring; trajectory optimization; geomechanical modeling; seismic models.

To cite this article:

Toksanov NN, Abuev RB, Tastanov BB, et al. Modern Approaches to Managing Uncertainty in Horizontal Well Drilling: A Case Study from the Remote Drilling Support Service of KMG Engineering LLP. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):9–20. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108806>.

ӨОЖ 553.98

ФТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108806>

Қабылданды: 12.12.2024.

Мақұлданды: 22.04.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС онлайн бұрғылау қызметінің тәжірибесі мысалында көлденең ұңғымаларды бұрғылау кезіндегі белгісіздіктерді басқарудың заманауи тәсілдері

Н.Н. Тоқсанов, Р.Б. Абуев, Б.Б. Тастанов, А.О. Сүлейменова, Б.Т. Өмірәлиев

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеме. Күрделі геологиялық жағдайларда көлденең ұңғымаларды бұрғылау тау жыныстарының физикалық және геологиялық қасиеттерінің өзгергіштігіне, құрылымдық бұзылуларға және деректер интерпретациясындағы дәлсіздіктерге байланысты белгісіздіктердің жоғары деңгейімен бірге жүреді. Жобалау мақсаттарына сәтті жету үшін осы белгісіздіктерді басқарудың заманауи әдістерін қолдану қажет.

Мақсат. Көлденең ұңғымаларды бұрғылау кезінде белгісіздіктерді басқару технологияларын қолдану бойынша «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС онлайн бұрғылау қызметінің практикалық тәжірибесін талдау және қорыту, сондай-ақ мұнай-газ кен орындарын игерудің сенімділігі мен экономикалық орындылығын арттыру үшін кешенді тәсілдің тиімділігін көрсету.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста бұрғылау барысында кездесетін негізгі белгісіздік көздері қарастырылды. Оларды азайту әдістері, соның ішінде нақты уақыттағы мониторинг, стратиграфиялық әдіспен геонавигация, сейсмикалық модельдеу және меншікті электр кедергісін инверсиялау талданды. Заманауи MWD/LWD құралдарын, қабаттарды қашықтықтан анықтау технологияларын және деректерді біріктіру жүйелерін пайдалану сипатталады. Автогеонавигация үшін Solo Box резервтік деректерді сақтау жүйелері мен жасанды интеллект технологияларын қолданудың практикалық тәжірибесі келтірілді.

Нәтижелер. Практикалық тәжірибе көрсеткендей, озық технологияларды кешенді қолдану бұрғылау кезінде модельдік күтулер мен нақты деректер арасындағы сәйкессіздіктерді жедел анықтауға, ұңғыманың траекториясын уақтылы бейімдеуге және оқпанды өнімді горизонт шегінде тиімді жүргізуге мүмкіндік береді. Бұл технологиялық тәуекелдерді төмендетуге, ұңғымаларды салу сапасының жоғарылауына және жобалық көрсеткіштерге қол жеткізуге әкеледі.

Қорытынды. Мониторингті, геонавигацияны, деректерді талдауды және инновациялық шешімдерді енгізуді біріктіруге негізделген белгісіздіктерді басқарудың кешенді тәсілі күрделі геологиялық жағдайларда көлденең ұңғымаларды бұрғылау тиімділігін едәуір арттырады. Мұнай-газ кен орындарын игерудің сенімділігі мен экономикалық тиімділігін арттыру үшін ұсынылған әдістер мен технологияларды қолдану ұсынылады.

Негізгі сөздер: көлденең ұңғымалар, нақты уақыттағы мониторинг, траекторияны оңтайландыру, геомеханикалық модельдеу, сейсмикалық модельдер.

Дәйексөз келтіру үшін:

Тоқсанов Н.Н., Абуев Р.Б., Тастанов Б.Б., және т.б «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС онлайн бұрғылау қызметінің тәжірибесі мысалында көлденең ұңғымаларды бұрғылау кезіндегі белгісіздіктерді басқарудың заманауи тәсілдері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 9–20 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108806>.

Введение

Бурение горизонтальных скважин (далее – ГС) в последние годы стало одним из ключевых направлений развития нефтегазовой индустрии, что обусловлено его значительным потенциалом для повышения эффективности добычи углеводородов. ГС обеспечивают более широкий контакт с продуктивными пластами, что позволяет увеличивать объёмы извлекаемой нефти и снижать затраты на бурение. Внедрение передовых технологий на всех этапах процесса – от планирования и моделирования до мониторинга и контроля в реальном времени – позволяет достигать высокой точности и оптимизации при бурении, что, в свою очередь, способствует повышению экономической эффективности.

Несмотря на развитость технологий в данной сфере, остаётся существенная доля неопределённости в процессе бурения. Сложные геологические условия, неравномерность строения пластов и различные физико-химические характеристики пород могут приводить к отклонениям от запланированной траектории и изменению параметров бурения. Эти факторы могут оказывать как положительное,

так и отрицательное влияние на конечный результат.

В условиях неопределённости технологическая поддержка и постоянный мониторинг становятся ключевыми элементами для адаптации процесса бурения к изменениям в реальном времени и минимизации рисков. В данной статье предлагается рассмотреть источники и характер неопределённостей на примере опыта работы службы онлайн бурения (далее – СОБ) ТОО «КМГ Инжиниринг», а также обсудить подходы к их управлению для повышения эффективности бурения и доведения скважины до проектной цели.

Изучение данных перед началом бурения ГС

Перед бурением ГС необходимо провести анализ всех имеющихся геолого-геофизических данных для точного определения структуры пласта и его свойств. Это позволяет спроектировать оптимальную траекторию и выбрать соответствующее буровое оборудование.

Ошибки в выборе точки заложения могут привести к вскрытию малопродуктивных

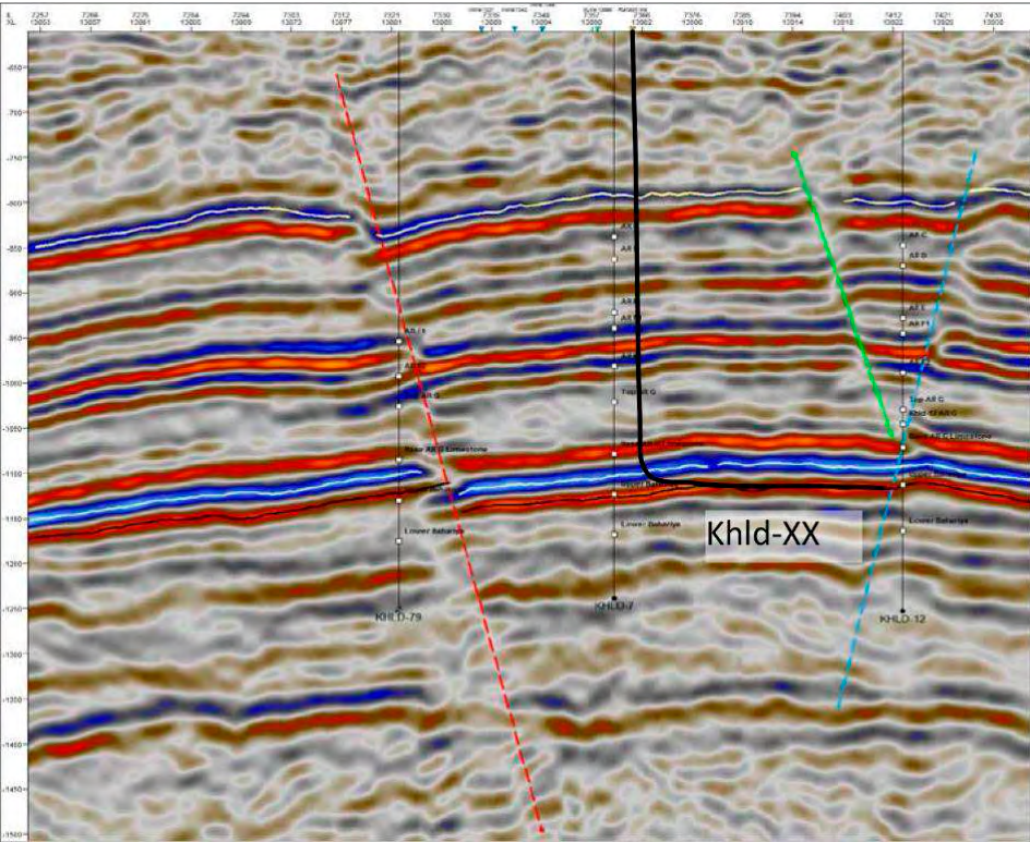


Рисунок 1. Пример сейсмического разреза с данными о положении тектонического нарушения, расположении близлежащих опорных скважин и траектории бурения [1]
Figure 1. Example of a seismic section showing a fault, nearby reference wells, and the planned well trajectory [1]

зон, снижая дебит и рентабельность. Для минимизации рисков учитываются сейсмические разрезы, данные геофизических исследований, упругие свойства пород и коротажные данные ближайших скважин.

Сейсмические модели и разбуренность участка

Сейсмическое моделирование значительно увеличивает шансы на успешное бурение горизонтальных скважин, обеспечивая подробное понимание геологических особенностей пласта уже на этапе планирования. Трёхмерные сейсмические модели позволяют визуализировать подповерхностные структуры с относительной точностью, что обеспечивает обоснованный выбор траектории бурения, выявление потенциальных геологических рисков и определение продуктивных зон [1].

На рис. 1 показан пример сейсмического разреза с тектоническими нарушениями. Он позволяет детально проанализировать стратиграфическое и тектоническое строение изучаемого участка, выявить зоны разломов, флексур и других структурных нарушений, которые могут оказывать влияние на проектирование и проведение буровых работ.

Основное назначение сейсмического разреза заключается в определении мощности и глубины залегания осадочных комплексов, а также в идентификации перспективных коллекторов углеводородов. Анализ амплитудных характеристик отражённых волн и скорости их распространения даёт возможность дифференцировать литологический состав пород и прогнозировать возможные флюидонасыщенные зоны [2].

Кроме того, сейсмический разрез позволяет оценить тектоническую дислоцированность разреза, выявить зоны тектонических нарушений, что особенно важно при планировании траектории скважины для минимизации рисков осложнений при бурении. Использование данных сейсморазведки совместно с геофизическими и геологическими исследованиями значительно повышает точность прогноза геологического строения месторождения и способствует оптимальному выбору системы разработки [3].

Наиболее значимые аспекты применения сейсмических моделей включают:

- оптимизацию траектории бурения: интерпретация сейсмических профилей способствует определению характера залегания продуктивного пласта и является основой для определения траектории бурения;

- выявление геологических рисков: сейсмические профили позволяют определить зоны трещиноватости и тектонических нарушений. Данная информация учитывается при разработке мер по снижению рисков обвала и потерь бурового раствора во время бурения;

- оценку толщины и свойств продуктивного горизонта: качественная сейсмическая модель определяет распространение фильтрационно-ёмкостных свойств (далее – ФЕС) продуктивного пласта, что является критичным при построении траектории ГС.

Однако, несмотря на наличие сейсмической модели, относительно хорошей разбуренности участка и наличие богатой базы данных коротажей в районе бурения, в процессе сопровождения бурения ГС сотрудники СОБ неоднократно сталкивались с несоответствием

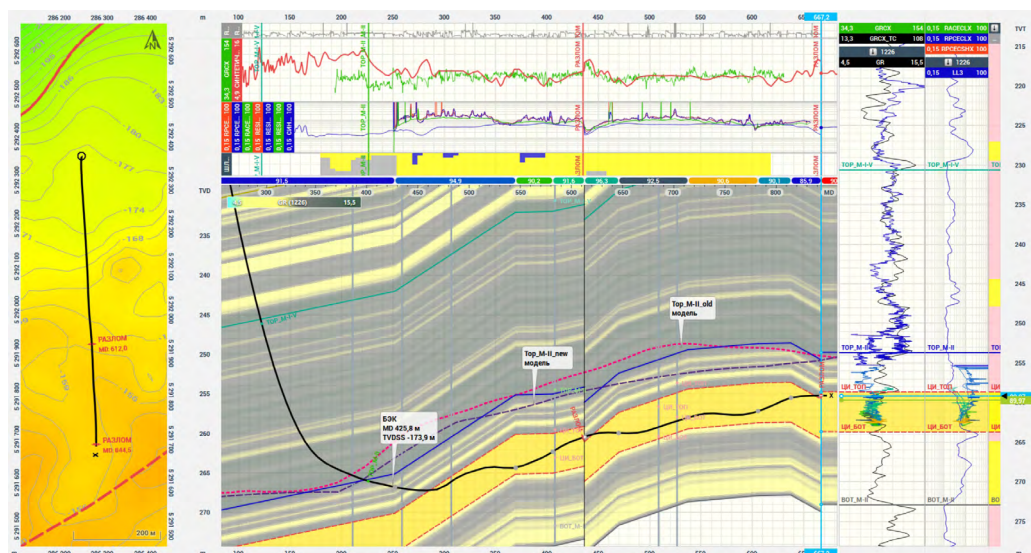


Рисунок 2. Пример малоамплитудного разлома, не отмеченного на сейсмике.

Обзор в программном продукте StarSteer

Figure 2. Example of a low-amplitude fault not identified in seismic data.
Visualization in the StarSteer software

модельных данных с фактическими. К примеру, в ходе сопровождения ГС фиксировались малоамплитудные разломы, которые, несмотря на свое влияние, не отображаются на сейсмических профилях месторождения (рис. 2).

Основные разломные нарушения, идентифицированные на основе сейсмических данных, обозначены красными линиями. В процессе геонавигации горизонтального участка скважины были зафиксированы два малоамплитудных разлома на глубинах 612 и 844,5 м, что создавало дополнительные сложности при проведении ствола в пределах целевого интервала. В результате разломных нарушений суммарные потери по продуктивному коллектору составили 23 м.

Данные разломы существенно осложняют удержание ствола скважины в пределах целевого интервала, особенно когда его вертикальная мощность не превышает 5–7 м. Такие тектонические нарушения сложно обнаружить на этапе подготовки, т.к. сейсмическое картирование охватывает преимущественно высокоамплитудные разломы, влияющие на несколько продуктивных горизонтов. Данные ограничения связаны с затуханием сигнала при наличии шумов и многократном отражении, что снижает разрешающую способность для выявления локальных нарушений.

В ходе геонавигационного сопровождения бурения ГС, осуществляемого сотрудниками СОБ, было установлено, что в случаях, когда разломные нарушения подтверждены сейсмической моделью, их влияние на траекторию скважины требует дополнительного анализа. Для этого необходимо провести детальное исследование корреляции каротажных данных ближайших опорных скважин с целью уточнения кинематического

типа разлома (сброс, взброс, сдвиг и др.). На примере бурения ГС (рис. 3) зафиксировано пересечение разлома, наличие которого подтверждено сейсмической моделью.

Предварительное изучение каротажных данных опорных скважин не выявило значительных отклонений в абсолютных отметках целевого интервала. Тем не менее вскрытие разлома продемонстрировало выполаживание структуры в его пределах. Дополнительно, анализ результатов после завершения бурения указал на неоднородность пород, вероятно, обусловленную обрушением в зоне разлома.

Другой пример касается ситуации, когда наблюдается неподтверждение модельной структуры (рис. 4). Здесь представлена геонавигационная модель ГС на одном из месторождений дочерней организации АО НК «КазМунайГаз» (далее – ДЗО КМГ). В связи с тем, что фактическое залегание пород по направлению бурения может не соответствовать геологической модели, зачастую принимаются решения об отходе от планового профиля для удержания ствола скважины в зоне с повышенными ФЕС. Таким образом, ближе к финальному забою ствол скважины пересек малоамплитудный локальный разлом, который не картировался по данным сейсмике. Как следствие, ствол скважины оказался в надкоровельной зоне целевого интервала. Для возврата в зону коллектора была дана рекомендация на отход от планового профиля посредством сброса зенитного угла, и данные телеметрии подтвердили правильность выданной рекомендации – ствол скважины вернулся в зону с повышенными ФЕС.

Интеграция сейсмического моделирования с каротажными данными и данными о разбурен-

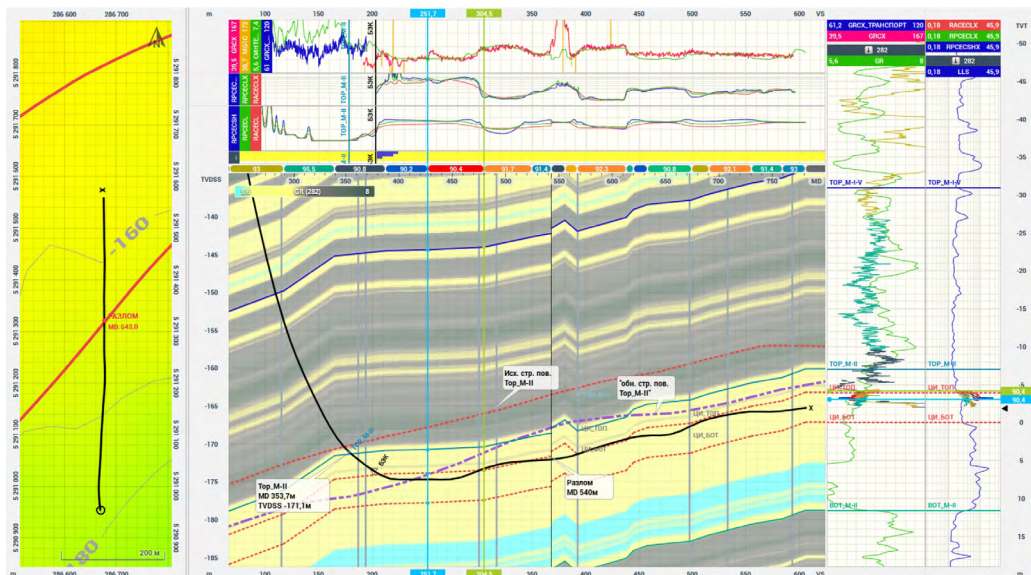


Рисунок 3. Пример геологического разреза с подтверждённым сейсмикой разломом
Figure 3. Example of a geological section with a fault confirmed by seismic data

ности дают более целостное представление о подповерхностной структуре, что существенно повышает шансы на эффективное и безопасное бурение. Однако, несмотря на качество и объем обладаемой информации об участке предполагаемого бурения, важно сопоставлять моделируемые значения с данными, получаемыми в реальном времени.

Опыт применения СОБ стратиграфического метода геонавигации

Стратиграфический метод – это современный и передовой подход, активно развивавшийся на фоне бурного роста добычи сланцевой

нефти в Северной Америке в начале 2000-х гг. При его применении в геонавигации используется опорная скважина, наиболее точно отражающая геологическое строение исследуемого района [4]. Реальные данные каротажа ГС преобразуются в стратиграфическую шкалу, что позволяет геологу сопоставлять кривые и создавать модель с углами наклона горизонтов и разломами. Процесс корректировки продолжается до достижения наилучшего совпадения кривых, при этом алгоритм автоматически обновляет геонавигационную модель.

На рис. 5 изображено применение стратиграфического метода на одной из скважин ДЗО КМГ.

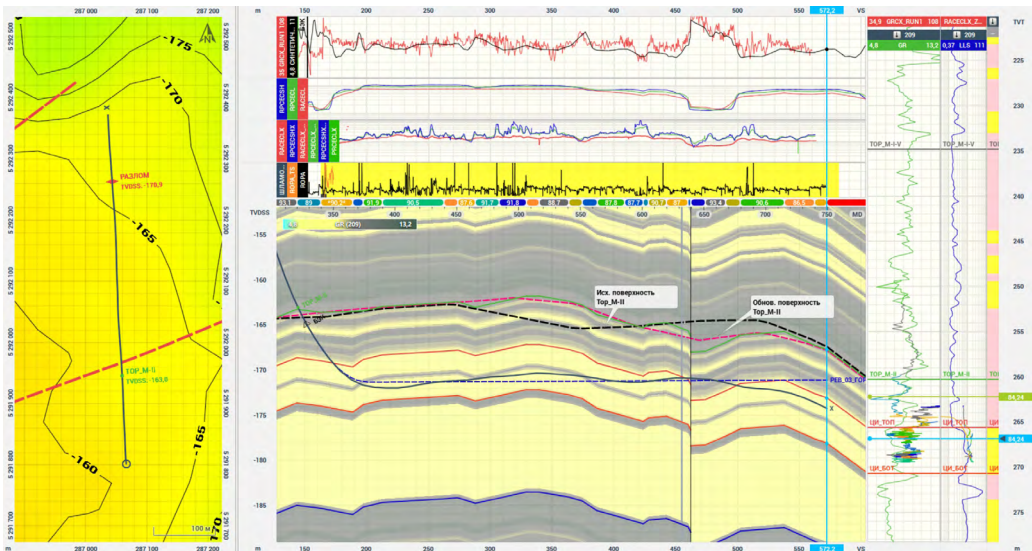


Рисунок 4. Пример неподтверждения модельной структуры целевого горизонта
Figure 4. Example of model structure mismatch at the target horizon

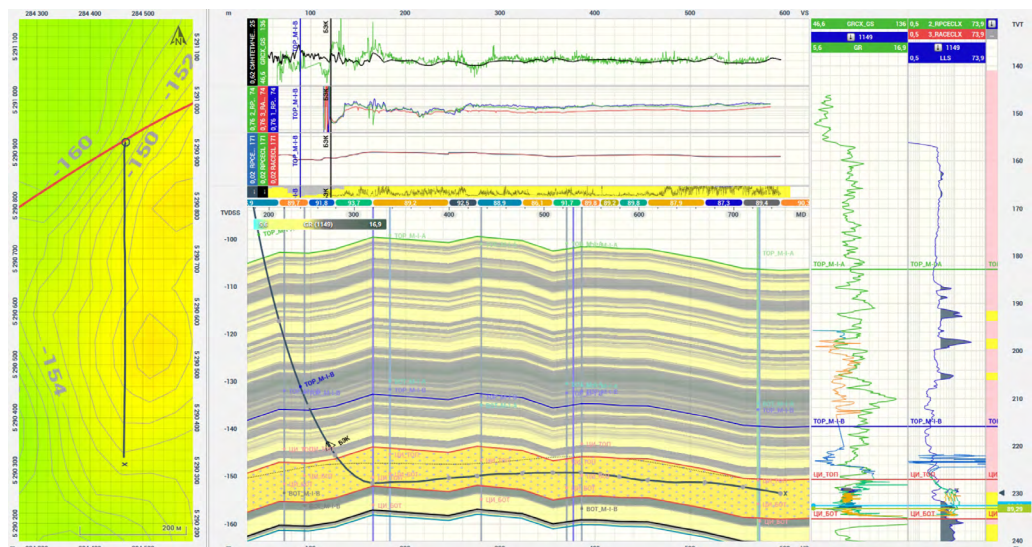


Рисунок 5. Использование стратиграфического метода при бурении скважин
Figure 5. Application of the stratigraphic method in well drilling

Использование передовых технологий во время бурения в условиях низкой изученности

В скважинах, где бурение проводится на слабоизученных участках с низкой степенью разбуренности, применяются дополнительные технологии MWD и LWD (англ. Measurement While Drilling – измерения во время бурения, Logging While Drilling – каротаж во время бурения) для повышения эффективности проходки, т.е. увеличения доли горизонтального участка, проведенного в пределах целевого интервала.

Одна из таких технологий связана с системой дистанционного определения границ пласта. Применение данной системы позволяет повысить продуктивность скважины на этапе бурения, значительно снижая риск выхода из целевого интервала, а также избежать последующей зарезки бокового ствола. Прибор, использующий принцип глубоких направленных электромагнитных измерений с большим радиусом исследования, способен картировать контраст-

ные границы пластов и флюидов на расстоянии до 6 м от ствола скважины. Таким образом, горизонтальный ствол может быть полностью проведен по наиболее продуктивному интервалу, даже если эта область имеет низкое сейсмическое разрешение, небольшую мощность и неопределённости по углу залегания.

На рис. 6 ниже отображён пример применения данной технологии при сопровождении бурения ГС в реальном времени на одном из месторождений ДЗО КМГ. Интерпретация полученных данных позволила определить расстояние до низкоомной границы выше ствола скважины, что соответствовало породам, находящимся над целевым интервалом. Таким образом, использование технологии инверсии удельного электрического сопротивления (далее – УЭС) позволило удержать ствол скважины в пределах коллектора с повышенными ФЕС [5].

При отсутствии таких дорогостоящих приборов для картирования границ пластов используется инверсия, основанная на доступных неазимутальных измерениях УЭС (рис. 7) [6].

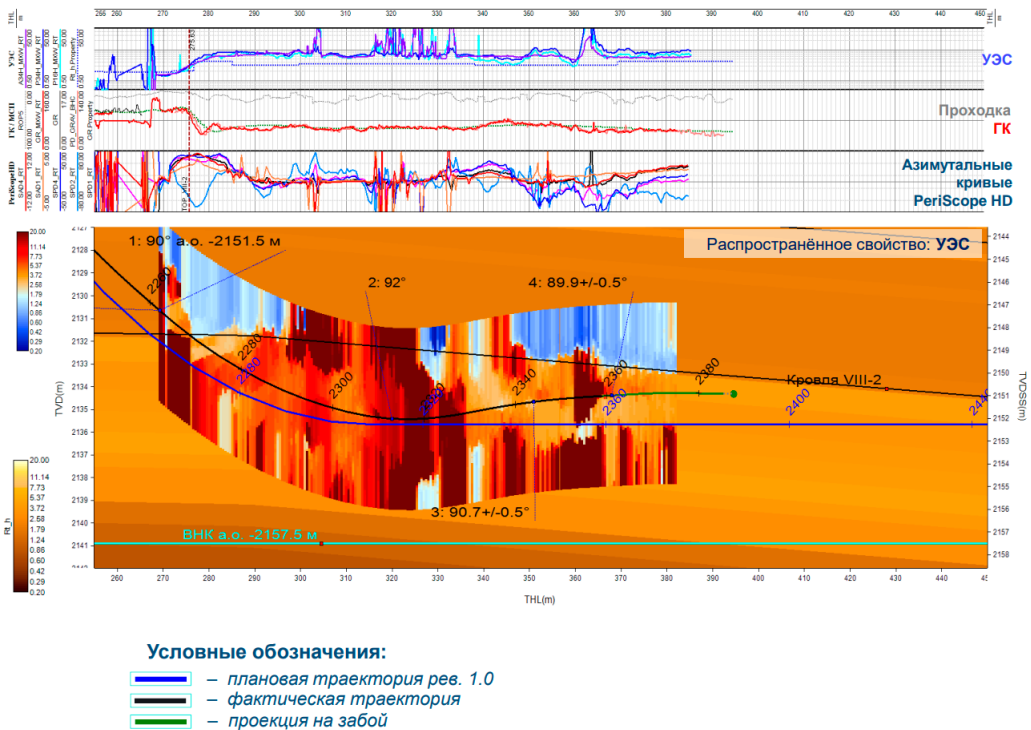


Рисунок 6. Пример применения технологии при сопровождении бурения ГС в реальном времени
Figure 6. Example of technology application for real-time horizontal well drilling support

На рынке имеются и другие технологии, применяемые при бурении горизонтальных скважин в реальном времени [7]. Такое LWD-оборудование, как гамма-гамма, нейтрон-нейтрон, ядерно-магнитный каротаж, имиджер предоставляют дополнительную информацию

о литологии, коллекторских свойствах и характере насыщения флюидами в зоне бурения [8]. Помимо того, что данные приборы снижают риски выхода из продуктивного горизонта, их использование влечёт за собой дополнительные затраты. В силу высокой стоимости оборудования и при-

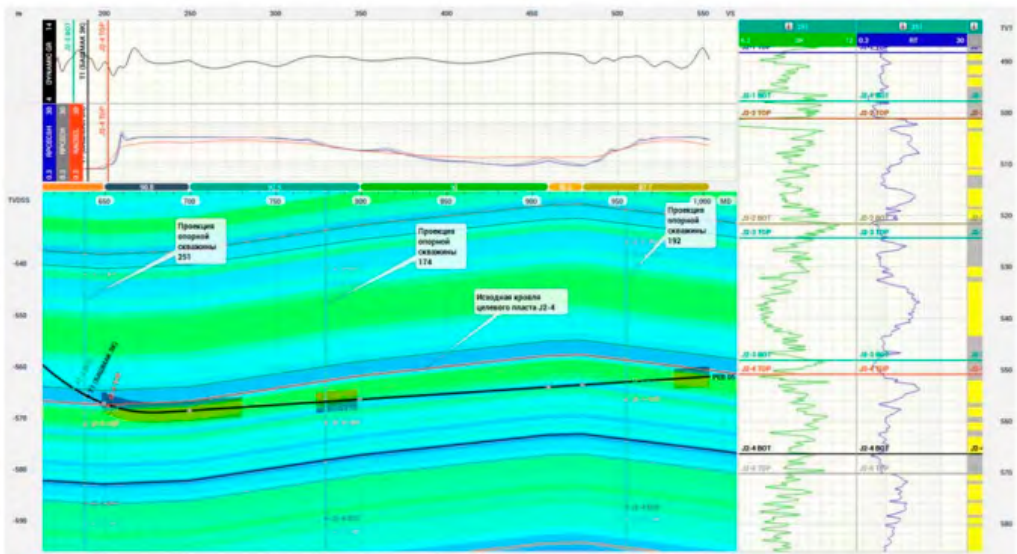


Рисунок 7. Геологический разрез на основе опорной скважины

Figure 7. Geological section based on a reference well

Разрез представлен распределением УЭС с визуализацией инверсии, выполненной по данным неазимутальных измерений. Тёмные цвета соответствуют зонам с повышенным сопротивлением.

The section shows resistivity distribution and an inversion image derived from non-azimuthal measurements. Dark colors indicate zones of high resistivity.

боров, применяемых при бурения сложных скважин, необходимо проводить всесторонний и тщательный анализ для обеспечения успешности строительства скважин.

Очень перспективным направлением является применение искусственного интеллекта при бурении скважин. В настоящее время идёт развитие автогеонавигации при процессе проводки ГС [9].

Использование передовых технологий получения телеметрии, каротажей и данных геолого-технологических исследований

Для ряда существенных проблем, влияющих на ход бурения, помогает решение Solo Box, используемое сотрудниками СОБ (рис. 8).

Во время бурения случается ситуация, когда буровая установка временно теряет подклю-

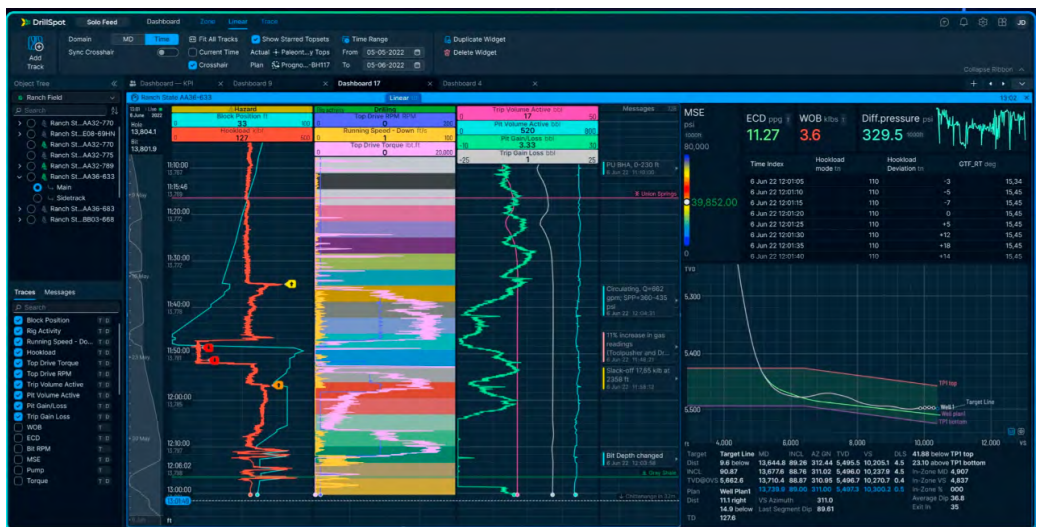


Рисунок 8. Данные передаются через Solo Box и обрабатываются в DrillSpot

Figure 8. Data transmitted via Solo Box and processed in DrillSpot

чение к интернету, или WITSML (*англ.* Wellsite Information Transfer Standard Markup Language – язык программирования стандарта передачи информации с буровой площадки) неожиданно отключается [10]. При этом теряются данные в реальном времени во время отключения. Благодаря Solo Box сбои в работе интернета не приведут к потере данных, поскольку он собирает и хранит данные о буровых установках в своей локальной базе данных. Solo Box оснащен режимом Auto Power On (автоматического режима включения питания), который автоматически включается после восстановления питания. Сохранённый и текущий потоки данных автоматически возобновляются после восстановления интернет-соединения [11].

Пороку каротажные диаграммы инструмента «Измерение во время бурения» (MWD) ошибочно отображаются в зависимости от глубины долота, или смещения на некорректное значение, или, что еще хуже, смещение динамически изменяется. Решение таково: Solo Box имеет регулируемую настройку смещения для каждого журнала. При этом необходимо использовать правильное значение смещения к журналу и получить корректные значения Bit To Survey (долото до каротажа) и Bit To Gamma (долото до гамма-излучения). Более того, смещения могут применяться к параметрам, передаваемым из различных пакетов WITS.

Также Solo Box позволяет исправлять и выравнивать неправильные данные каротажей при низком качестве получаемых данных, что очень важно при проведении геонавигации и буровых работ; с его помощью создаются легко

читаемые структуры данных и можно управлять данными с помощью одного простого в использовании веб-интерфейса непосредственно с офисного компьютера.

Кроме этого, Solo Box может хранить неограниченное время всю информацию в облаке. Данные, полученные через Solo Box, далее обрабатываются в приложениях Solo DrillSpot, StarLite и SoloFeed, которые дают возможность принять более оптимальные параметры управления стволом скважины.

Закключение

На основе полученного опыта по управлению пространственным положением ствола при бурении ГС сделаны следующие выводы:

1. Использование современных сейсмических моделей в сочетании с каротажными данными позволяет значительно повысить корректность прогноза геологического строения, снижая при этом риск выхода ствола скважины за пределы продуктивного горизонта.

2. Применение стратиграфического метода, а также современных технологий LWD и MWD позволяет своевременно выявлять границы пластов, уточнять литологический состав пород и снижать вероятность отклонения от проектной траектории.

3. Современные методы онлайн бурения и дистанционного мониторинга обеспечивают высокую эффективность в управлении пространственным положением ствола скважин, оперативное выявление геологических рисков и оптимизацию технологических параметров бурения в продуктивных интервалах.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Токсанов Н.Н. – разработка методологии исследования, обобщение полученных данных и формулирование основных выводов; Абуев Р.Б. – проведение аналитических расчётов, интерпретация результатов и участие в написании ключевых разделов статьи; Тастанов Б.Б. – сбор первичных данных, обработка каротажной информации и оформление иллюстративного материала; Сулейменова А.О. – литературный обзор по теме исследования, систематизация научных источников и редактирование текста; Умралиев Б.Т. – контроль качества данных, корректировка структуры статьи и согласование её окончательной версии для публикации.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nurlan N. Toxanov – development of the research methodology, synthesis of the obtained data, and formulation of the main conclusions; Ruslan B. Abuyev – conducting analytical calculations, interpreting the results, and contributing to the writing of key sections of the paper; Baurzhan B. Tastanov – collection of primary data, processing of well log information, and preparation of illustrative material; Azat O. Suleymenova – literature review on the research topic, systematization of scientific sources, and text editing; Baurzhan T. Umraliyev – data quality control, revision of the paper structure, and approval of its final version for publication.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Di H., Gao D. 3D Seismic Flexure Analysis for Subsurface Fault Detection and Fracture Characterization // *Pure Appl. Geophys.* 2017. Vol. 174. P. 747–761. doi: [10.1007/s00024-016-1406-9](https://doi.org/10.1007/s00024-016-1406-9).
2. Lacaze S., Durot B., Devilliers A., Pauget F. Comprehensive Seismic Interpretation to Enhance Stratigraphy and Faults // 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF; July, 31 – August, 3, 2017; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/15th_CISBGf/Comprehensive%20Seismic%20Interpretation%20to%20Enhance%20Stratigraphy%20and%20Faults%20.pdf.
3. Samakinde C., Van Bever Donker J., Durrheim R., Manzi M. Application of seismic stratigraphy in reservoir characterisation: a case study of the passive margin deposits of the northern Orange Basin, South Africa // *J Petrol Explor Prod Technol.* 2021. Vol. 11. P. 45–61. doi: [10.1007/s13202-020-01050-9](https://doi.org/10.1007/s13202-020-01050-9).
4. Hassan A., ElMeguid A.A., Waheed A., et al. Multistage Horizontal Well Hydraulic Fracturing Stimulation Using Coiled Tubing to Produce Marginal Reserves from Brownfield: Case Histories and Lessons Learned // SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition; January 26–28, 2015; Muscat, Oman. Available from: <https://onepetro.org/SPEUGM/proceedings-abstract/15UGM/15UGM/D021S006R003/183228>.
5. Вербичкая Л.О., Шафикова Ю.Р., Муканов Е.М., и др. Комбинация стратиграфического метода геонавигации и картирования границ по методу инверсии удельного электрического сопротивления (УЭС) в условиях латеральной геологической изменчивости на примере продуктивного пласта К1не-2 месторождения С. Балгимбаев, Республика Казахстан // Горизонтальные скважины 2021. Проблемы и перспективы : Материалы 4-й научной конференции; Май 24–28, 2021; Астрахань, Россия. Доступ по ссылке: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.202154044>. Дата обращения: 13.11.2024.
6. Schlumberger. Каталог интерпретационных решений. Москва, 2017.
7. Сребродольская М.А., Федорова А.Ю., Фролов В.М. Исследование горизонтальных скважин азимутальными приборами // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс; Май 24–27, 2017; Тюмень, Россия.
8. Сребродольская М.А., Федорова А.Ю., Фролов В.М. Применение азимутальных приборов в процессе бурения горизонтальных скважин // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России; Февраль 12–14, 2018; Москва, Россия.
9. Mukanov Ye.M., Chzhen I.V., Tagirov A.R., et al. Combined Usage of Different Geosteering Methods and Vendor Independent Bed Boundary Mapping in Complex Geological Environment on a Real-Life Example from West Kazakhstan // SPE Annual Caspian Technical Conference; October 5–7, 2021; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/21CTC/21CTC/D012S013R009/470251>.
10. Denisenko I.D., Kuvaev I.A., Uvarov I.B. Automated Geosteering While Drilling Using Machine Learning. Case Studies // SPE Russian Petroleum Technology Conference; October 26–29, 2020; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/20RPTC/D023S009R004/450156?redirectedFrom=PDF>.
11. rogi.com [интернет]. Агрегация данных в реальном времени [дата обращения 17.11.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.rogi.com/products/solobox>.

REFERENCES

1. Di H., Gao D. 3D Seismic Flexure Analysis for Subsurface Fault Detection and Fracture Characterization. *Pure Appl. Geophys.* 2017;174:747–761. doi: [10.1007/s00024-016-1406-9](https://doi.org/10.1007/s00024-016-1406-9).
2. Lacaze S., Durot B., Devilliers A., Pauget F. Comprehensive Seismic Interpretation to Enhance Stratigraphy and Faults. 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF; 2017, Jul 31 – Aug 3; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/15th_CISBGf/Comprehensive%20Seismic%20Interpretation%20to%20Enhance%20Stratigraphy%20and%20Faults%20.pdf.
3. Samakinde C., Van Bever Donker J., Durrheim R., Manzi M. Application of seismic stratigraphy in reservoir characterisation: a case study of the passive margin deposits of the northern Orange Basin, South Africa. *J Petrol Explor Prod Technol.* 2021;11:45–61. doi: [10.1007/s13202-020-01050-9](https://doi.org/10.1007/s13202-020-01050-9).
4. Hassan A., ElMeguid AA, Waheed A, et al. Multistage Horizontal Well Hydraulic Fracturing Stimulation Using Coiled Tubing to Produce Marginal Reserves from Brownfield: Case Histories and Lessons Learned. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition; 2015 Jan 26–28; Muscat, Oman. Available from: <https://onepetro.org/SPEUGM/proceedings-abstract/15UGM/15UGM/D021S006R003/183228>.
5. Verbitskaya LO, Shafikova YR, Mukanov EM, et al. Combination of strat-based modeling & distance to boundary (inversion) methods implementation in geologically complex formation K1ne-2 of Balgimbaev oil field, Kazakhstan. Horizontal Wells 2021; 2021 May 24–28; Astrakhan, Russia. Available from: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.202154044>.
6. Schlumberger. *Katalog interpretatsionnykh resheniy*. Moscow; 2017. (In Russ).
7. Srebrodolskaya MA, Fyodorova AY, Frolov VM. Issledovaniye gorizontalnykh skvazhin azimutalnymi priborami. West Siberian Oil&Gas Congress; 2017 May 24–27; Tyumen, Russia.
8. Srebrodolskaya MA, Fyodorova AY, Frolov VM. Primeneniye azimutalnykh priborov v protsesse bureniya gorizontalnykh skvazhin. Aktualnye problemy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii; 2018 Feb 12–14; Moscow, Russia.
9. Mukanov YM, Chzhen IV, Tagirov AR. Combined Usage of Different Geosteering Methods and Vendor Independent Bed Boundary Mapping in Complex Geological Environment on a Real-Life Example from West Kazakhstan. SPE Annual Caspian Technical Conference; 2021 Oct 5–7; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/21CTC/21CTC/D012S013R009/470251>.
10. Denisenko ID, Kuvaev IA, Uvarov IB. Automated Geosteering While Drilling Using Machine Learning. Case Studies. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 2020 Oct 26–29; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/20RPTC/D023S009R004/450156?redirectedFrom=PDF>.
11. rogi.com [Internet]. Real-Time Data Aggregation and Reimagined [cited 2024 Nov 17]. Available from: <https://www.rogi.com/products/solobox>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Токсанов Нурлан Нурпеисович**

ORCID [0000-0003-3058-0168](#)

e-mail: n.toxanov@kmge.kz.

Абуев Руслан Бахтыгереевич

ORCID [0009-0001-6860-7429](#)

e-mail: r.abuyev@kmge.kz.

Тастанов Бауыржан Боранбайұлы

ORCID [0009-0002-5935-1422](#)

e-mail: b.tastanov@kmge.kz.

Сулейменова Азат Оралбаевна

ORCID [0009-0002-9658-2510](#)

e-mail: azat.suleymenova@kmge.kz.

Умралиев Бауржан Тажикенович

докт. техн. наук

ORCID [0009-0000-9083-5308](#)

e-mail: b.umraliyev@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Nurlan N. Toxanov**

ORCID [0000-0003-3058-0168](#)

e-mail: n.toxanov@kmge.kz.

Ruslan B. Abuyev

ORCID [0009-0001-6860-7429](#)

e-mail: r.abuyev@kmge.kz.

Baurzhan B. Tastanov

ORCID [0009-0002-5935-1422](#)

e-mail: b.tastanov@kmge.kz.

Azat O. Suleymenova

ORCID [0009-0002-9658-2510](#)

e-mail: azat.suleymenova@kmge.kz.

Baurzhan T. Umrallyev

Doct. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0000-9083-5308](#)

e-mail: b.umraliyev@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 551.243
МРНТИ 38.17.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>

Получена: 27.05.2024.

Одобрена: 28.05.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Анализ геологического строения месторождения Жетыбай Южный

А.А. Кожалакова

Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Актуальность работы обусловлена необходимостью уточнения блокового строения триасового комплекса на территории месторождения Жетыбай Южный. Особое внимание уделяется продуктивности горизонта T_2B , приуроченного к среднетриасовым отложениям. Для интерпретации и анализа использованы как исторические геолого-геофизические материалы, так и современные данные 3D сейсморазведки, что позволило оценить перспективность исследуемого горизонта.

Цель. Целью настоящей работы является исследование особенностей геологического строения и нефтегазоносности триасового комплекса Южно-Жетыбайского месторождения. В рамках четырех этапов подсчета запасов (1972, 1983, 2010, 2023 гг.) была проведена комплексная интерпретация данных бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также данных 3D сейсморазведки. Особое внимание в статье уделено оценке продуктивности горизонта T_2B на основе анализа как новых, так и архивных материалов.

Материалы и методы. В качестве основных источников информации использованы результаты опробования и перфорации скважин, а также данные 3D сейсмических исследований, проведенных на месторождении в последние годы.

Результаты. Уточнено строение триасового комплекса, в т.ч. отражающего горизонта T_{1o_bot} , к которому приурочена залежь T_1B . Установлено наличие предполагаемой нефтегазоконденсатной залежи в горизонте T_2B , что подтверждено результатами опробования продуктивных интервалов.

Закключение. На основе новых данных 3D сейсморазведки были перестроены структурные карты, уточнен структурный план залежи T_1B , выявлено блоковое строение. В пределах Нормальского свода рекомендуется проведение дополнительных 3D сейсморазведочных работ для точного картирования тектонических нарушений. Построена структурная карта по горизонту T_2B , что подтверждает его продуктивность. Учитывая, что контакты залежи приняты условно, необходимо доразведать предполагаемую площадь её распространения. После выполнения вышеуказанных мероприятий рекомендуется провести оперативный подсчет запасов углеводородов по горизонту T_2B .

Ключевые слова: Жетыбай Южный, структура, сейсморазведка, отражающий горизонт, интерпретация, тектоника, продуктивный горизонт, залежь.

Как цитировать:

Кожалакова А.А. Анализ геологического строения месторождения Жетыбай Южный // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 21–29. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>.

UDC 551.243
CSCSTI 38.17.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>

Received: 27.05.2024.

Accepted: 28.05.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Geological Structure Analysis of the Zhetybay South Field

Aizhan A. Kozhalakova

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This study addresses the need to refine the block structure of the Triassic sequence in the Zhetybay South field, with a focus on the hydrocarbon productivity of the T₂V horizon, which is associated with Middle Triassic deposits. By integrating legacy geological and geophysical data with modern 3D seismic survey results, the analysis provides an updated interpretation of the structural framework and highlights the exploration potential of the target interval.

Aim: This paper investigates the geological framework and hydrocarbon potential of the Triassic succession in the Zhetybay South field. Drawing on both legacy and recent data—from exploratory and production wells to 3D seismic surveys – the study synthesizes results from four reserve estimation campaigns conducted in 1972, 1983, 2010, and 2023. Particular emphasis is placed on reassessing the productivity of the T₂V horizon.

Materials and methods: The primary data sources include well testing and perforation results, along with 3D seismic surveys conducted at the field in recent years.

Results: The structure of the Triassic sequence has been refined, including the reflective horizon T_{1o_bot}, which hosts the T₁V accumulation. The presence of a potential oil and gas condensate accumulation within the T₂V horizon has been identified and confirmed by testing results from productive intervals.

Conclusion: The integration of new 3D seismic data has enabled the revision of structural maps, clarification of the T₁V accumulation's structural setting, and identification of a block-faulted framework. In the Normaul Arch area, additional 3D seismic acquisition is recommended to improve fault mapping. A structural map of the T₂V horizon has also been developed, providing further support for its productivity. Since reservoir contacts are currently assumed, delineation of the accumulation's potential extent remains necessary. Following these efforts, an operational reserve estimation for the T₂V horizon is recommended.

Keywords: Zhetybay South; structural interpretation; 3D seismic survey; reflective horizon; tectonic framework; productive interval; hydrocarbon accumulation.

To cite this article:

Kozhalakova AA. Geological Structure Analysis of the Zhetybay South Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):21–29. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>.

ӨОЖ 551.243
ГТАХР 38.17.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>

Қабылданды: 27.05.2024.

Мақұлданды: 28.05.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Оңтүстік Жетібай кен орнының геологиялық құрылысын талдау

А.А. Қожалақова

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИМұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жұмыстың өзектілігі Оңтүстік Жетібай кен орнының аумағындағы триас кезеңіне жататын кешенінің блоктық құрылысын нақтылау қажеттілігіне байланысты. Ортаңғы триас шөгінділерімен шектесетін Т₂В горизонтның өнімділігіне ерекше назар аударылады. Түсіндіру және талдау үшін тарихи геологиялық-геофизикалық материалдар да, 3D сейсмикалық барлаудың заманауи деректері де пайдаланылды, бұл зерттелетін горизонттың перспективалылығын бағалауға мүмкіндік берді.

Мақсаты. Бұл жұмыстың мақсаты Оңтүстік Жетібай кен орнының триас кешенінің геологиялық құрылымы мен мұнай-газдылығының ерекшеліктерін зерттеу болып табылады. Қорларды есептеудің төрт кезеңінің (1972, 1983, 2010, 2023 жж.) шеңберінде іздеу-барлау және пайдалану ұңғымаларын бұрғылау деректері, сондай-ақ 3D сейсмикалық барлау деректері кешенді түсіндірілді. Мақалада жаңа және мұрағаттық материалдарды талдау негізінде Т₂В горизонтының өнімділігін бағалауға ерекше назар аударылды.

Материалдар мен әдістер. Негізгі ақпарат көзі ретінде ұңғымаларды сынау және тесу нәтижелері, сондай-ақ соңғы жылдары кен орнында жүргізілген 3D сейсмикалық зерттеулердің деректері пайдаланылды.

Нәтижелері. Триас кешенінің құрылымы нақтыланды, оның ішінде Т₁о_{bot} шағылыстыратын горизонт, оған Т₁В шоғыры орайластырылған. Болжалды мұнай-газ конденсаты кен орнының болуы Т₂В горизонт деңгейінде анықталды, бұл өнімді интервалдарды сынау нәтижелерімен расталды.

Қорытынды. 3D сейсмикалық барлаудың жаңа деректерінің негізінде құрылымдық карталар қайта құрылды, Т₁В кен орындарының құрылымдық жоспары нақтыланды, блоктық құрылым анықталды. Нормал құмбезді шегінде тектоникалық бұзылуларды дәлірек картаға түсіру үшін қосымша 3D сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізу ұсынылады. Құрылымдық карта оның өнімділігін растайтын Т₂В горизонтында салынған. Кен орнының байланыстары шартты түрде қабылданғанын ескере отырып, оның болжамды таралу аймағын жете зерттеу қажет. Жоғарыда аталған іс-шараларды орындағаннан кейін көмірсутектер қорларын Т₂В горизонты бойынша жедел есептеу ұсынылады.

Негізгі сөздер: Жетібай Оңтүстігі, құрылым, сейсмикалық барлау, шағылысу горизонты, интерпретация, тектоника, өнімді горизонт, залежь.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қожалақова А.А. Оңтүстік Жетібай кен орнының геологиялық құрылысын талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 21–29 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>.

Введение

Южно-Жетыбайское месторождение было открыто в 1968 г. бурением поисковой скважины 95, в которой была зафиксирована продуктивность среднеюрских отложений. Этот факт стал важной вехой в развитии нефтегазоразведки на юге Мангистауского региона. В дальнейшем в 1972 г. на данном месторождении были активизированы поисково-разведочные работы. Это было обусловлено тем, что в параметрической скважине 4 был получен высокодебитный фонтан газа с конденсатом, вскрывшим продуктивные вулканогенно-карбонатные отложения среднего триаса.

За весь период изучения Южно-Жетыбайского месторождения было выполнено четыре официальных этапа подсчёта запасов: в 1972, 1983, 2010 и 2023 гг. [1–4] Эти оценки основывались на совокупности данных бурения, геофизических исследований, а также сейсмической информации, накопленной в результате длительного геологоразведочного процесса.

Цель настоящего исследования – уточнение геологического строения триасового комплекса месторождения, включая тектоническую нарушенность, литолого-стратиграфические особенности [5–7], а также выявление и оценка перспектив нефтегазоносности горизонта T_2B с опорой на современные методы 3D сейсморазведки.

Объект исследования – Южно-Жетыбайское нефтегазовое месторождение, расположенное в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени южной части Мангистауской области.

Предмет исследования – строение и тектоническая структура триасовых отложений, отражающие горизонты (далее – ОГ) и их нефтегазоносные характеристики, включая анализ коллекторских свойств и распределение залежей в пределах горизонта T_2B .

История изучения месторождения

Исследование Южно-Жетыбайского региона началось в начале 1960-х гг. XX в. В 1962–1964 гг. Илийской геофизической экспедицией треста «Казгеофизтрест» были выявлены радиогеохимические и гравиметрические аномалии в пределах участка Каржау, расположенного в 4,5–5 км к югу от Жетыбайского поднятия. Эти аномалии имели линейные размеры 13×4 км и интерпретировались как антиклинальное поднятие в пределах мезозойских отложений.

В 1965–1967 гг. трестом «Мангышлакнефть-газразведка» была выполнена серия структурно-поисковых бурений на площади Каржау. Результатом стало построение первой структурной карты по подошве туронского яруса, которая зафиксировала террасовидное образование, осложняющее общее моноклинальное погружение пород в юго-западном направлении от Жетыбайского поднятия.

На основании этих данных в 1967 г. было начато бурение поисковой скважины 31 объединением «Мангышлакнефть». Параллельно в 1967–1968 гг. на площади проводились сейсмические работы методом отражённых волн (далее – МОВ) [8]. По III ОГ, приуроченному к известнякам в подошве валанжинского яруса, было выявлено локальное поднятие размерами $3,5 \times 2,0$ км с амплитудой порядка 20 м.

Особенно значимым моментом стало получение фонтанного притока газа с конденсатом из вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса в 1972 г., что стало основанием для активизации изучения триасового комплекса.

Результаты интерпретации 3D МОГТ

В 2019 г. на территории Южно-Жетыбайского месторождения компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)» были проведены полевые 3D сейсморазведочные работы методом многоволновой глубинной томографии (далее – МОГТ). Работы охватили площадь в $25,87$ км², что позволило значительно повысить разрешающую способность сейсмического моделирования в пределах изучаемой территории.

Целью проведения 3D сейсмических исследований являлось детальное изучение геологического строения юрско-меловых и триасово-палеозойских отложений. Особое внимание было уделено выявлению перспективных зон, уточнению структурных форм целевых горизонтов, а также оценке нефтегазоносности пород с целью последующего построения геологической модели залежей углеводородов (далее – УВ).

Обработку полученных сейсмических данных выполняло ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» (далее – PGS), которое занималось постсъёмочной интерпретацией в 2020 г. Результатом комплексной обработки и анализа данных стало построение серии структурных карт по ключевым ОГ, включая I (подошва палеогеновых отложений), II (подошва сенон-туронских), IIa (подошва альбских), III1 (подошва готеривских), III (кровля юры), IV1 (репер в оксфорде), V1 (подошва нижнеюрских), а также глубинные горизонты – T_{2a_bot} (подошва анизийского яруса) и T_{1o_bot} (подошва оленекского яруса) [9].

Дополнительно были построены карты продуктивных горизонтов Ю-II-A (Б, В), Ю-III, Ю-IV и до Ю-XII, что позволило проследить распространение потенциально продуктивных пластов по площади.

Географически район исследований включает как континентальные, так и прибрежные участки. Акватория Каспийского шельфа в пределах Юго-Западной части Мангышлака занимает свыше 55 тыс. км², включая территорию континентального склона и сопредельные зоны.

Геологическое строение месторождения

Южно-Жетыбайское месторождение расположено в пределах Жетыбай-Узенской тектонической ступени, которая представляет собой часть южного борта Южно-Мангышлакского прогиба (рис. 1). Район характеризуется сложным геологическим строением, проявляющимся в линейном развитии локальных антиклинальных поднятий, которые приурочены к определённым тектоническим линиям субширотного и северо-восточного простирания.

В структурном отношении Южно-Жетыбайская структура осложнена двумя локальными поднятиями: собственно Южно-Жетыбайским и Нормальским. Оба поднятия ориентированы в субширотном направлении и вытянуты к юго-востоку.

На востоке Южно-Жетыбайское поднятие сочленяется с Актаским, а на западе его структура осложняется Кызылским поднятием, которое формирует западную пологую периклиналь. С севера на юг в пределах ступени прослеживаются Узень-Карамандыбасская, Жетыбайская и Тенге-Тасбулатская антиклинальные линии, при этом Южно-Жетыбайская структура приурочена к наиболее погруженной Тенге-Тасбулатской линии.

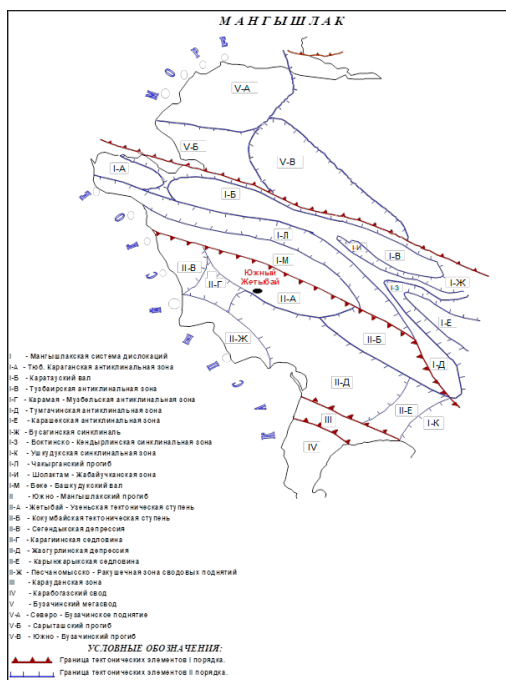


Рисунок 1. Тектоническая схема Южного Мангышлака

Figure 1. Tectonic Map of South Mangyshlak

Тектонические особенности

Свод месторождения Жетыбай Южный представляет собой тектонически осложнённую структуру, которая сформирована системой

продольных и поперечных разломов. Основные тектонические элементы, определяющие блоковое строение, включают разломы F₁, F₂, F₃ и f₁. Они формируют субпараллельные зоны с различными амплитудами и направленностью простирания.

По данным сейсмической интерпретации, нарушение F₁ располагается в центральной части Южно-Жетыбайского поднятия и простирается параллельно разлому F₂, имея амплитуду около 300 м. На западном фланге расстояние между ними сокращается, что указывает на сжатие структуры. Нарушение F₃ представлено в виде высокоамплитудного разлома, ограничивающего продуктивную зону в южной части поднятия.

Ввиду отсутствия новых сейсмических материалов в районе Нормальского поднятия для построения структурных карт на этом участке были использованы структурные карты из отчёта о работе сейсмопартии 4-5/67-68, проводившей в 1967–1968 гг. сейсмические исследования МОВ на площадях Каржау и Жанаорпа, а также скважинные данные. Выделенные на Южно-Жетыбайском поднятии тектонические нарушения были протрассированы на территорию Нормальского поднятия согласно анализу несоответствий характера насыщения скважинных данных.

В районе Нормальского поднятия по данным интерпретации скважин 40 и 41 дополнительно выявлено малоамплитудное нарушение f₃, ранее не фиксировавшееся. Все эти тектонические элементы оказывали существенное влияние на формирование и экранирование залежей УВ.

Суммарные значения амплитуд по основным нарушениям представлены в табл. 1:

Таблица 1. Амплитуды тектонических нарушений по ОГ T_{2a_bot}
Table 1. Fault throws, T_{2a_bot} horizon

Нарушение Fault	Амплитуда, м Amplitude, m		
	Запад West	Центр Middle	Восток East
F ₁	120 м	90 м	85 м
F ₂	330 м	170 м	380 м
f ₁	-	325 м	30 м
F ₃	10 м	50 м	10 м

Визуализация структурных форм представлена на рис. 2, где можно проследить развитие поднятий и взаиморасположение разломов по ОГ T_{2a_bot}.

Характеристика ОГ T_{2a_bot}

ОГ T_{2a_bot}, соответствующий подошве анизийского яруса среднего триаса, играет ключевую роль в построении структурной модели и интерпретации тектонического строения месторождения. Анализ сейсмических материалов (рис. 2) показывает, что регион формирования

Южно-Жетыбайского месторождения находился под воздействием интенсивных тектонических процессов, особенно в период осадконакопления нижнего триаса, отложения которого претерпели наиболее значительные деформации [1].

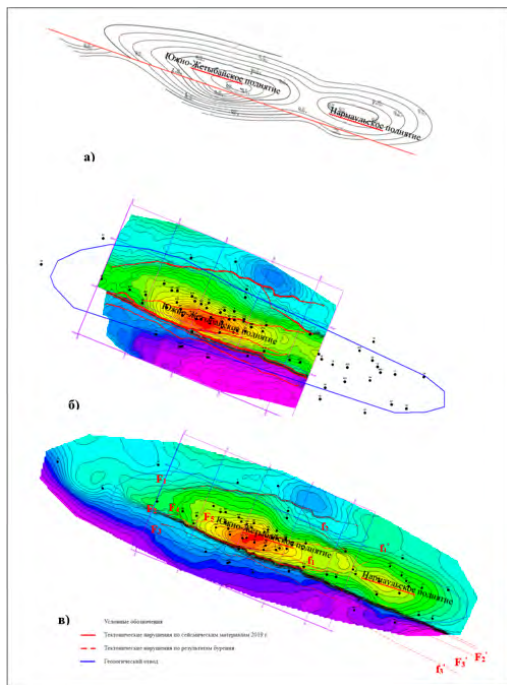


Рисунок 2. Интерпретация ОГ по T_{1a}
Figure 2. Interpretation of the T_{1a} Reflective Horizon

а) структурная карта по ОГ T_{1a_bot} (подошва анизийского яруса, 1967–1968 гг.) / Structural map of the T_{1a_bot} reflective horizon (base of the Anisian stage, 1967–1968); б) структурная карта по ОГ T_{1a_bot} (Южно-Жетыбайское поднятие, PGS, 2020 г.) / Structural map of the T_{1a_bot} reflective horizon (South Zhetybay Uplift, PGS Kazakhstan LLP, 2020); в) структурная карта по ОГ T_{2a_bot} согласно материалам обработки PGS, 2020 г. (Южно-Жетыбайское поднятие), материалам 1967–1968 гг. и скважинным данным (Нормаульское поднятие) / Structural map of the T_{2a_bot} reflective horizon based on PGS Kazakhstan LLP data (2020, South Zhetybay Uplift), 1967–1968 materials, and well data (Normaul Uplift)

Согласно более ранним исследованиям, Южно-Жетыбайская структура по подошве анизийского яруса представляла собой относительно простое антиклинальное поднятие протяжённостью около 12 км и шириной около 2 км, с амплитудой около 400 м (рис. 2, а). Однако по результатам 3D сейсмической съёмки, выполненной в 2019 г., была существенно уточнена структурная поверхность подошвы анизийских отложений. Новые данные позволили выделить ряд взбросовых нарушений, ранее не фиксировавшихся, что в целом изменило представления о тектоническом строении горизонта.

Результаты комплексной интерпретации позволяют охарактеризовать структурный план как следствие действия компрессионных напряжений, приведших к формированию структуры «цветкового» типа в центральной части месторождения. Эта структура представлена чередующимися интрузивно приподнятыми и сдвигово-опущенными тектоническими фрагментами, разделёнными сетью разломов различной амплитуды и протяжённости. Внутренний свод складки значительно осложнён системой нарушений, характеризующихся не только повышенными амплитудами, но и малым расстоянием между тектоническими линиями, что свидетельствует о высокой степени тектонической активности. Особое внимание следует уделить разлому F2, осложняющему структуру с юга. Он существенно влияет на форму свода в пределах триасовых отложений. Южное крыло складки имеет более крутой угол наклона по сравнению с северным. Амплитуда сброса в районе Южно-Жетыбайского поднятия составляет порядка 300 м, а в пределах Нормаульского поднятия — около 350 м.

Нефтегазоносность горизонта T_2B

Продуктивный горизонт T_2B приурочен к отложениям анизийского яруса среднего триаса (T_{2an}) и подразделяется на три литологические пачки – А, Б и В:

- пачки А и Б характеризуются либо отсутствием коллекторских свойств, либо выраженным глинистым заполнением порового пространства, что обуславливает их низкую продуктивность и водонасыщенность;
- пачка В имеет подтверждённую продуктивность и представляет наибольший интерес с точки зрения разработки. Она вскрыта рядом скважин, опробована, и из неё получены притоки нефти и газа.

Глубина залегания продуктивных интервалов горизонта T_2B варьирует от 2931,9 до 3488,1 м, эффективная толщина пласта составляет от 7,2 до 41,2 м (в среднем 22,4 м). В южной части Южно-Жетыбайского поднятия, отсечённой от сводовой зоны разломом F3, установлена газоконденсатная залежь, а в пределах Нормаульского поднятия – нефтяная залежь.

Южно-Жетыбайское поднятие

В пределах Южно-Жетыбайского поднятия продуктивная часть залежи вскрыта тремя скважинами. В то же время зона отсутствия коллекторов, охватывающая основную часть свода, была вскрыта 13 скважинами: 26, 29, 30 и др.

Наличие коллекторов и продуктивность подтверждаются результатами опробования в скважине 39, где был получен приток газа с дебитом газа 24,7 тыс. м³/сут, конденсата – 2,88 м³/сут, до абсолютной отметки -3342,7 м.

По данным переинтерпретации геофизических исследований (далее – ГИС), подошва газо-

насыщенного пласта в скважинах 27 и 39 установлена соответственно на абсолютных отметках -3278,1 и -3343,2 м. Верхняя граница газоконденсатной залежи принята по данным скважины 39 на уровне -3343 м.

По характеру природного резервуара залежь является пластовой, сводовой, тектонически и литологически ограниченной с общей высотой около 74 м. Учитывая ограниченность вскрытия и влияние разломов, полное оконтуривание залежи затруднено.

Нормаульское поднятие

В пределах Нормаульского поднятия продуктивная часть залежи вскрыта семью скважинами. Зона отсутствия коллектора была зафиксирована в скважинах 24 и 37.

Промышленная продуктивность подтверждена опробованием четырёх скважин:

- скважина 12: приток нефти и газа из интервалов 2987–2992 и 3002–3013 м (абсолютные отметки от -2838,3 до -2864,3 м);
- скважина 14: приток нефти с дебитом 23 м³/сут до отметки -2991,3 м;
- скважина 17: приток нефти из интервалов 3029–3032 и 3042–3046 м (отметки от -2878,9 до -2895,9 м), дебит 10,3 м³/сут;
- скважина 18: приток нефти до отметки -2902,9 м, дебит – 6,5 м³/сут.

Контакт «нефть – вода» по данным скважины 14 принят на абсолютной отметке -2985 м. Залежь классифицируется как пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, её размеры составляют 3,2 × 1,3 км, высота – 135 м.

Таким образом, по результатам геолого-геофизических материалов, данных испытаний горизонта Т₂В и интерпретации 3D сейсмики была построена новая уточнённая структурная карта предполагаемого продуктивного горизонта Т₂В.

Результаты

Результаты настоящего исследования позволили внести следующие важные дополнения в научное понимание геологического строения Южно-Жетыбайского месторождения:

- впервые выполнена комплексная интерпретация 3D сейсмических данных, полученных в 2019 г., с последующим построением обновлённых структурных карт по ключевым ОГ, включая Т_{2a_bot} и Т_{1o_bot};
- уточнена блоковая структура месторождения с детализацией тектонических элементов: были впервые зафиксированы малоамплитудные нарушения f1 и f3', оказывающие влияние на характер распространения залежей и продуктивных зон;
- проведено сопоставление ранее полученных геофизических материалов (1967–1968 гг.) с новыми 3D данными (2020 г.), что позволило выявить отличия в морфологии структуры и пересмотреть представления о её амплитуде, форме и тектонических ограничителях;
- подтверждена промышленная продуктивность горизонта Т₂В как в газоконденсатной, так и в нефтяной части, на основе данных по притокам УВ в ряде скважин (12, 14, 17, 18 и 39);
- выделены перспективные участки для бурения и опытно-промышленной отработки,

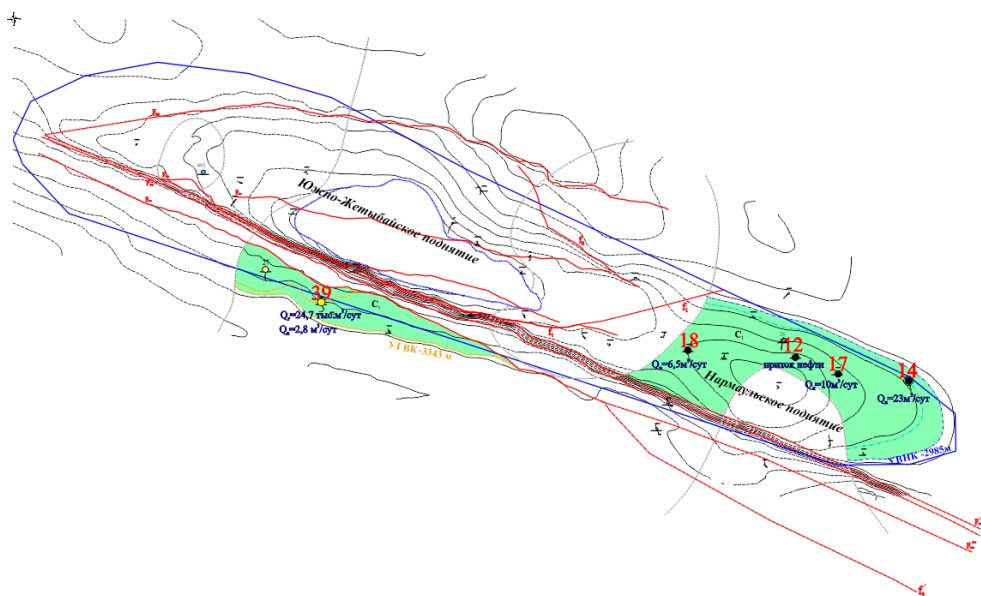


Рисунок 3. Структурная карта продуктивного горизонта Т₂В
Figure 3. Structural Map of the Productive Т₂В Horizon

особенно в пределах Нормaulьского свода и южной части Южно-Жетыбайского поднятия.

Заключение и предложения

Проведённый комплекс геолого-геофизических исследований, включая 3D сейсморазведку, бурение и интерпретацию ГИС и гидродинамических исследований, позволил существенно углубить понимание структуры горизонта T_2B и подтвердить его продуктивность. В то же время остаются неоконтуренные участки, требующие доразведки.

На основании анализа полученных данных предлагается:

1. Провести дополнительные 3D сейсморазведочные работы в пределах Нормaulьского поднятия, где сохраняется высокая степень геологической неопределённости.

2. Выполнить расширенный комплекс геофизических и гидродинамических исследований в скважинах, вскрывших перспективные интервалы.

3. Провести оперативный пересчёт запасов УВ по горизонту T_2B с учётом уточнённой геологической модели.

4. Провести гидроразрыв пласта и опытно-промышленные испытания в скважинах с подтверждённой продуктивностью.

5. Организовать бурение новых поисково-разведочных скважин в пределах Южно-Жетыбайского и Нормaulьского поднятий с целью оконтуривания залежей и последующего промышленного освоения.

Реализация указанных мероприятий позволит повысить точность прогноза залежей УВ и подготовить объект к следующей стадии – опытно-промышленной разработке.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коростышевский М.Н., Попова Л.А., Коллеганов К.Г., и др. Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Жетыбай Южный (Мангышлакская область Казахская ССР) по состоянию на 1 сентября 1975 г. Фонды КазНИПнефти, 1973. Отчёт №211.
2. Коростышевский М.Н. Подсчёт запасов нефти и газа по месторождению Жетыбай Южный Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 1 июля 1983 г. Том I. Фонды КазНИПнефти, 1983. Отчёт №5/82.
3. Мукашев К.И., Райкулова Л.Х. Пересчёт запасов свободного газа и конденсата месторождения Жетыбай Южный по состоянию изученности 01.01.2011 г. Мунай Газ Инжиниринг Групп, 2011. Отчёт.
4. Кожалакова А.А., Юргенс Е.Г. Пересчёт запасов УВС газоконденсатных залежей месторождения Жетыбай Южный. ТЭО КИГ, КИК. Фонды КазНИПнефти, 2023. Отчёт.
5. Боранбаев К., Герштанский О., Ступак С., Боранбаев А.К. Краткая геологическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области. Актау : НИПнефтегаз, 2014. 29 с.
6. Попков В.И., Клычников А.В., Паламарь В.П., и др. Особенности геологического строения, бурения и освоения доюрских отложений Южного Мангышлака. 1982.
7. Арбузов В.Б., Волож Ю.А., Данилин А.Н., и др. Триас Южного Мангышлака. Москва : Недра, 1981. 210 с.
8. Малинин А.М., Арбузов В.Б., и др. Отчёт о работе с/п 4-5/67-68, проводившей в 1967–1968 гг. сейсмические исследования МОВ на площадях Каржау и Жанаорпа в Шевченковском районе Гурьевской области КазССР по состоянию на 1 ноября 1968 г. Фонд ПОМН, 1968.
9. Шестаков А.Г. Отчёт о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Жетыбай Южный ПУ «Жетыбаймунайгаз» в 2019, 2020 гг. PGS, 2020 г.

REFERENCES

1. Korostyshevskiy MN, Popova LA, Kolleganov KG, et al. Podschyt zapasov nefiti i gaza mestorozhdeniya Zhetybay Yuzhnyy (Mangyshlakskaaya oblast' Kazahskaya SSR) po sostoyaniyu na 1 sentyabrya 1975 g. KazNIPineft funds; 1973. Report No. 211. (In Russ).
2. Korostyshevskij MN. Podschyt zapasov nefiti i gaza po mestorozhdeniyu Zhetybay Yuzhnyy Mangyshlakskey oblasti Kazahskoy SSR po sostoyaniyu na 1 iyulya 1983 g. Vol. I. KazNIPineft funds; 1983. Report No. №5/82. (In Russ).
3. Mukashev KI, Raykulova LH. Pereschyt zapasov svobodnogo gaza i kondensata mestorozhdeniya Zhetybay Yuzhnyy po sostoyaniyu izuchennosti 01.01.2011 g. Munay Gaz Engineering Group; 2011. Report. (In Russ).
4. Kozhalakova AA, Yurgens YG. Pereschyt zapasov UVS gazokondensatnykh zalezhey mestorozhdeniya Zhetybay Yuzhnyy. TEO KIG, KIK. KazNIPineft funds; 2023. Report. (In Russ).

5. Boranbayev K, Gershtanskiy O, Stupak S, Boranbayev A. *Kratkaya geologicheskaya kharakteristika territorii Mangistauskoy neftegazonosnoy oblasti*. Aktau: NIPIneftegaz; 2014. 29 p. (In Russ).
6. Popkov VI, Klychnikov AV, Palamar VP, et al. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya, bureniya i osvoeniya doyerskikh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka*. 1982. (In Russ).
7. Arbuzov VB, Volozh YA, Danilin AN, et al. *Trias Yuzhnogo Mangyshlaka*. Moscow: Nedra; 1981. 210 p. (In Russ).
8. Malinin AM, Arbuzov VB, et al. Otchyot o rabote s/p 4-5/67-68, provodivshey v 1967–1968 gg. seysmicheskiye issledovaniya MOV na ploshchadyah Karzhau i Zhanaorpa v Shevchenkovskom rajone Gur'evskoy oblasti KazSSR po sostoyaniyu na 1 noyabrya 1968 g. POMN founds; 1968. Report. (In Russ).
9. Shestakov AG. Otchyot o rezul'tatakh obrabotki i interpretatsii dannykh seysmorazvedochnykh rabot MOGT 3D, vypolnennykh v predelakh kontraktnoy territorii AO «Mangystaunaygaz» na mestorozhdenii Zhetybay Yuzhnyy PU «Zhetybaymunaygaz» v 2019, 2020 gg. PGS; 2020. Report. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Кожалакова Айжан Ашиковна

ORCID [0009-0000-7964-5538](https://orcid.org/0009-0000-7964-5538)

e-mail: a.kozhalakova@kmge.kz.

AUTHOR'S INFO

Aizhan A. Kozhalakova

ORCID [0009-0000-7964-5538](https://orcid.org/0009-0000-7964-5538)

e-mail: a.kozhalakova@kmge.kz.

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108862>

Получена: 21.04.2025.
Одобрена: 20.05.2025.
Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Исследование сшитых полимерных составов на основе морской и альб-сеноманской воды для проектов по повышению нефтеотдачи пластов в условиях месторождения Узень

Ж.М. Алпысбай

Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Закачка полимерных растворов является одной из наиболее распространённых технологий для увеличения добычи нефти, однако данные растворы могут подвергаться различным физико-химическим воздействиям, которые приводят к снижению их эффективности. В данной работе внимание уделяется сравнению прочности гелей, применяемых в проектах по повышению нефтеотдачи пластов в условиях месторождения Узень.

Цель. Сравнение прочностей гелей, приготовленных на основе морской и альб-сеноманской воды, с целью повышения эффективности проводимых работ.

Материалы и методы. В рамках экспериментов были использованы альб-сеноманская и морская вода, отобранные непосредственно с месторождения, что позволило максимально воспроизвести реальные полевые условия. Для сравнительного анализа дополнительно применялась дистиллированная вода. В качестве химических реагентов использовались составы, задействованные в действующих проектах по повышению нефтеотдачи пластов на исследуемом месторождении. Приготовление рабочих растворов осуществлялось с использованием высокоточного лабораторного оборудования в соответствии с методиками, регламентированными API (American Petroleum Institute – Американский нефтяной институт).

Результаты. Проведённые лабораторные исследования показали, что гелевые системы на основе альб-сеноманской воды характеризуются повышенной прочностью и термической стабильностью по сравнению с аналогами на морской воде.

Заключение. В рамках исследования изучено влияние минерализации воды на вязкость полимерного раствора, проведены эксперименты по оценке прочности гелей, приготовленных в различных условиях, и проанализированы факторы, влияющие на их прочность. Представленные результаты и предложенные рекомендации могут быть полезны для дальнейшего совершенствования методов повышения нефтеотдачи пластов и минимизации их негативного воздействия при использовании полимерных технологий.

Ключевые слова: выравнивание профиля приёмистости, полимер, вязкость, гелант, гель.

Как цитировать:

Алпысбай Ж.М. Исследование сшитых полимерных составов на основе морской и альб-сеноманской воды для проектов по повышению нефтеотдачи пластов в условиях месторождения Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 30–39.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108862>.

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108862>

Received: 21.04.2025.

Accepted: 20.05.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Crosslinked Polymer Gels in Marine and Alb-Cenomanian Waters for EOR Applications at the Uzen Field

Zhalgas M. Alpysbay

Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigaz”, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Polymer flooding is one of the most commonly used methods in enhanced oil recovery, but polymer solutions are exposed to various physico-chemical factors that can significantly reduce their performance. This study examines the comparative strength of crosslinked polymer gels applied in EOR operations at the Uzen field.

Aim: Comparison of polymer gel strength using marine and Alb-Cenomanian waters to support more effective EOR operations.

Materials and methods: The experiments used Alb-Cenomanian and marine waters collected directly from the Uzen field. This helped closely replicate real reservoir conditions. Distilled water was also used for comparison. The chemical reagents matched those currently applied in EOR projects at the same field. All working solutions were prepared using high-precision laboratory equipment, following procedures standardized by the American Petroleum Institute (API).

Results: Laboratory tests demonstrated that gel systems based on Alb-Cenomanian water exhibited greater strength and thermal stability compared to those prepared using marine water.

Conclusion: The study looked at how water salinity affects the viscosity of polymer solutions. It also included gel strength tests under different conditions and explored the factors influencing gel performance. The findings may help improve EOR methods and reduce the negative effects of polymer-based technologies.

Keywords: *conformance control; polymer; viscosity; gelant; gel.*

To cite this article:

Alpysbay ZM. Crosslinked Polymer Gels in Marine and Alb-Cenomanian Waters for EOR Applications at the Uzen Field. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2025;7(2):30–39.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108862>.

ӨОЖ 622.276

FTAXP 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108862>

Қабылданды: 21.04.2025.

Мақұлданды: 20.05.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Өзен кен орны жағдайында қабаттардың мұнай беруін арттыру жобалары үшін теңіз және альб-сеноман суының негізінде тігілген полимерлік құрамдарды зерттеу

Ж.М. Алпысбай

ҚМГ Инжиниринг «ҚазҒЗЖИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Полимерлі ерітінділерді айдау мұнай өндіруді арттырудың ең кең таралған технологияларының бірі болып табылады, алайда бұл ерітінділер олардың тиімділігінің төмендеуіне әкелетін әр түрлі физикалық-химиялық әсерлерге ұшырауы мүмкін. Аталған жұмыста Өзен кен орны жағдайында қабаттардың мұнай беруін арттыру жобаларында қолданылатын гельдердің беріктігін салыстыруға назар аударылады.

Мақсаты. Жүргізілетін жұмыстардың тиімділігін арттыру мақсатында теңіз және альб-сеноман суының негізінде дайындалған гельдердің беріктігін салыстыру.

Материалдар мен әдістер. Тәжірибелер аясында кен орнынан тікелей іріктелген альб-сеноман және теңіз суы пайдаланылды, бұл нақты далалық жағдайларды барынша көбейтуге мүмкіндік берді. Салыстырмалы талдау үшін тазартылған су қосымша қолданылды. Химиялық реагенттер ретінде зерттелетін кен орнында қабаттардың мұнай беруін арттыру бойынша қолданыстағы жобаларға қатысатын құрамдар пайдаланылды. Жұмыс ерітінділерін дайындау API (American Petroleum Institute – Американдық мұнай институты) реттейтін әдістерге сәйкес жоғары дәлдіктегі зертханалық жабдықты қолдану арқылы жүзеге асырылды.

Нәтижелері. Жүргізілген зертханалық зерттеулер альб-сеноман суына негізделген гельдік жүйелер теңіз суындағы аналогтармен салыстырғанда беріктігі мен термиялық тұрақтылығының жоғары екендігімен сипатталатынын көрсетті.

Қорытынды. Зерттеу барысында судың минералдануының полимерлі ерітіндінің тұтқырлығына әсері зерттелді, әр түрлі жағдайларда дайындалған гельдердің беріктігін бағалау бойынша эксперименттер жүргізілді және олардың беріктігіне әсер ететін факторлар талданды. Ұсынылған нәтижелер мен берілген ұсыныстар полимерлі технологияларды пайдалану кезінде қабаттардың мұнай беруін арттыру және олардың теріс әсерін азайту әдістерін одан әрі жетілдіру үшін пайдалы болуы мүмкін.

Негізгі сөздер: қабылдау профилін тегістеу, полимер, тұтқырлық, гелант, гель.

Дәйексөз келтіру үшін:

Алпысбай Ж.М. Өзен кен орны жағдайында қабаттардың мұнай беруін арттыру жобалары үшін теңіз және альб-сеноман суының негізінде тігілген полимерлік құрамдарды зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 30–39 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108862>.

Введение

Пласты-коллекторы месторождения Узень сильно слоистые, с тонкими непроницаемыми глинами и аргиллитами, что является причиной высокого контраста проницаемостей. Наличие многочисленных речных палеорусел и пойменных отложений вызывает высокую неоднородность пластов, за счёт чего происходит избирательное продвижение закачиваемой воды по наиболее проницаемым пропласткам. В связи с этим для месторождения Узень актуальны вопросы повышения эффективности традиционного заводнения.

Задача неравномерности выработки пластов при наличии сложных геолого-физических условий успешно решается с помощью широкомасштабного применения технологий выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП), основанных на воздействии на пласт гелеобразующими полимерными составами. Эти составы способны проникать вглубь высокопроницаемых зон на значительные расстояния и эффективно регулировать распределение потоков. Основное назначение закачки полимерных композиций заключается в выравнивании неоднородности продуктивных пластов за счёт снижения подвижности вытесняющего агента в высокопроводящих пропластках и повышения охвата пласта заводнением как по мощности, так и по простиранию.

Работы по изоляции высокопроводящих пропластков на месторождении Узень выполняются с 70-х гг. XX в., однако новейшая история начинается с 2018 г., когда были проведены опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) по подбору химических реагентов для технологий ВПП, которые используются по сей день. В период проведения ОПИ и далее при полевых обработках растворение полимера осуществляется на морской воде, т.к. она содержит меньше механических примесей по сравнению со сточными водами. Однако с 2023 г. в связи с активным переводом поддержания пластового давления на альб-сеноманскую воду на ряде участков месторождения Узень и благодаря её уникальному составу возник интерес к исследованию свойств сшитых полимерных систем, приготовленных на этой воде, с последующим сравнением со стандартными гелями, полученными на морской воде. Такие сравнительные исследования для условий месторождения Узень ранее не проводились, что подчёркивает оригинальность данной работы.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что с 2018 г. технологический дизайн ВПП на месторождении Узень оставался неизменным. При этом наблюдается высокая частота повторных обработок, т.к. ежегодно обрабатывается около одной трети фонда нагнетательных скважин. Месторождение Узень относится к катего-

рии зрелых, и с каждым годом фиксируется рост обводнённости пластов, что требует разработки более эффективных подходов для стабилизации процесса добычи. В связи с этим возникает необходимость оптимизации существующих технологий и методов закачки реагентов с целью повышения их эффективности в условиях возрастающей обводнённости и зрелости месторождения.

В данной работе сделан акцент на исследовании гелей, приготовленных на различных типах вод месторождения Узень, оценке их прочности и стабильности в условиях пластовых температур и объяснении соответствующих физико-химических процессов. Дополнительно проводится сравнение вязкости полимерных растворов до их сшивания.

Представленные результаты и рекомендации могут быть полезны для дальнейшего совершенствования методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождении, что подчёркивает теоретическую и практическую значимость данной работы.

Материалы и методы

При проведении исследования были поставлены следующие задачи:

- 1) приготовить полимерные растворы на основе альб-сеноманской, морской и дистиллированной воды с последующим замером вязкости;
- 2) приготовить гелант (раствор полимера до гелеобразования) с последующей выдержкой в термощафе при пластовой температуре месторождения Узень;
- 3) сравнить прочность образовавшихся гелей и оценить их деградацию после выдержки в термощафе согласно установленным временным диапазонам;
- 4) провести анализ воды на наличие микроорганизмов, выделившихся при синерезисе гелей.

В ходе экспериментов использовались альб-сеноманская и морская вода с месторождения для воссоздания реальных полевых условий. Для сравнения дополнительно использовалась дистиллированная вода. Компонентный состав используемых вод был взят из данных Центра научных лабораторных исследований (табл. 1).

В работе использован полимер марки FP-307 и сшиватель ацетат хрома, используемые на текущий момент на месторождении Узень в технологии ВПП. Физико-химические показатели полимера представлены в табл. 2.

Полимер FP-307 относится к среднецееновому сегменту ПАА-реагентов. Стоимость материала составляет 2,5–5 долл. США/кг (по данным на 2024 г. [1]), что делает его экономически целесообразным для масштабного применения на месторождении.

Таблица 1. Химический состав
используемых вод
Table 1. Chemical composition of the waters used

Наименование Parameter	Результаты Results	
	Морская Marine water	Альб-сеноманская Alb-Cenomanian water
pH	7,9	7,6
Плотность при 20°C, г/см³ Density at 20°C, g/cm³	1,007	1,006
Общая минерализация, мг/дм³ Total salinity, mg/dm³	12540	9389
Общая жёсткость, мг-экв/дм³ Total hardness, mg-eq/dm³	110	35
Тип воды по Сулину¹ Water type (by Sulin)	Cl-Mg	SO₄ – Na
Химический состав, мг/дм³: Chemical composition, mg/dm³:		
Na⁺+K⁺	2493	2679
Ca²⁺	400,8	501,0
Mg²⁺	1094,4	121,6
Cl⁻	5615,3	3757,7
HCO₃⁻	256,2	244,0
CO₃²⁻	не обнаружено not detected	не обнаружено not detected
SO₄²⁻	2680,3	2085,6
мех. примеси mechanical impurities	1,5	-

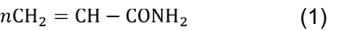
Таблица 2. Физико-химические показатели
ПАА марки FP-307
Table 2. Physicochemical properties
of FP-307 PAM

Показатель Property	Ед. изм. Unit	Результат Result
Форма Form	-	гранулированное твёрдое вещество granular solid
Цвет Color	-	белый с лёгким желтоватым оттенком white with a slight yellowish tint
Молекулярный вес Molecular weight	×10⁶, Дальтон ×10⁶, Dalton	6,2
Объёмная плотность Bulk density	г/см³ g/cm³	0,67
Характеристическая вязкость Intrinsic viscosity	дл/г dL/g	11,5
Время растворения в деионизированной воде при 5 мг/л и 25°C Dissolution time in deionized water (5 mg/L at 25 °C)	мин min	120
Степень гидролиза Degree of hydrolysis	%	7,4
Содержание основного вещества Active ingredient content	%	90
Содержание нерастворимого остатка Insoluble residue content	%	0,3

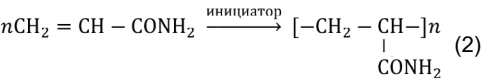
ПАА / PAM – полиакриламид / polyacrylamide

Полимер FP-307 представляет собой анионный ПАА, полученный путём полимеризации мономера акриламида (C₃H₅NO). Молекулярная масса FP-307 составляет 6,2 млн дальтонов. В полимерной цепи могут быть внедрены анионные группы, такие как карбоксильные (-COO⁻), что придаёт материалу дополнительные флокулянтные свойства.

Химическая формула мономера акриламида следующая (1):



Уравнение полимеризации (2):



где n – количество мономерных звеньев в цепи. Для FP-307 это – около 87 000 мономеров.

Выбор данного полимера обоснован его широким применением на других месторождениях Мангистауской области в технологии ВПП, что делает результаты работы актуальными для аналогичных условий.

Исследования выполнены с использованием таких приборов, как вискозиметр, высокоточные весы, магнитные мешалки, в соответствии с международными стандартами, в частности, с практическими рекомендациями по оценке полимеров, применяемых в проектах по повышению нефтеотдачи пластов Американского нефтяного института (API – American Petroleum Institute) [2].

Хронология работ

Приготовление растворов. Первый этап исследований состоял в приготовлении растворов полимера на альб-сеноманской, морской и дистиллированной воде.

Раствор приготовлен согласно методике API [2]. Для этого путём пересыпания сухого полимера на край мешалки был подготовлен полимерный раствор. Раствор полимера был приготовлен при концентрации 5000 ppm, соответствующей основному режиму закачки, промышленно применяемому на месторождении Узень (3). Время растворения составляет 2 ч.

$M_{\text{ПАА}} = \frac{10^{-4} \times M_{\text{воды}} \times C_{\text{ПАА}}}{A_{\text{ПАА}}}$ (3)

где 10⁻⁴ г/мл – коэффициент, который переводит единицы из ppm (англ. parts per million – частей на миллион) в граммы на миллилитр воды. 1 ppm = 10⁻⁴ г/мл;

¹ Классификация вод по Сулину основана на преобладающих ионах и позволяет определить генетический тип воды: морской, континентальный или переходный.

$M_{П\text{АА}}$ – масса полимера, необходимая для получения раствора заданной концентрации, г;
 $M_{\text{воды}}$ – масса воды, который используется для растворения вещества, мл;
 $C_{П\text{АА}}$ – концентрация ПАА в воде, ppm;
 $A_{П\text{АА}}$ – процентное содержание активной части полимера, %.

Результат расчёта по формуле (3) показал, что $M_{П\text{АА}} = 1,388$ г ПАА на 250 мл воды. Активная часть полимера составляет 90%.

Замер вязкости. С целью определения вязкости раствора полимера, приготовленного в разных водах, произведён сравнительный замер вязкости. Замеры выполнены на вискозиметре BROOKFIELD AMETEK DV2T MultiDrive.

Шпindel – это вращающийся элемент вискозиметра, который погружается в жидкость для измерения её вязкости. В процессе вращения шпинделя создаётся сопротивление движению, которое и служит основой для расчёта вязкости. Вискозиметр измеряет силу, необходимую для вращения шпинделя в жидкости, и по этим данным определяет вязкость. Различные шпиндели могут применяться для разных типов жидкостей в зависимости от их плотности и вязкости (рис. 1).

При замерах вязкости растворов полимера на морской и альб-сеноманской воде использовался шпindel №61, а для измерений

на дистиллированной воде применялся шпindel №62 (табл. 3, рис. 2–4).

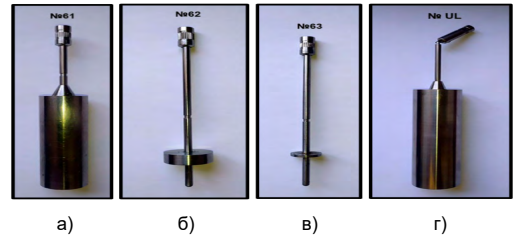


Рисунок 1. Типы шпинделей
Figure 1. Types of spindles

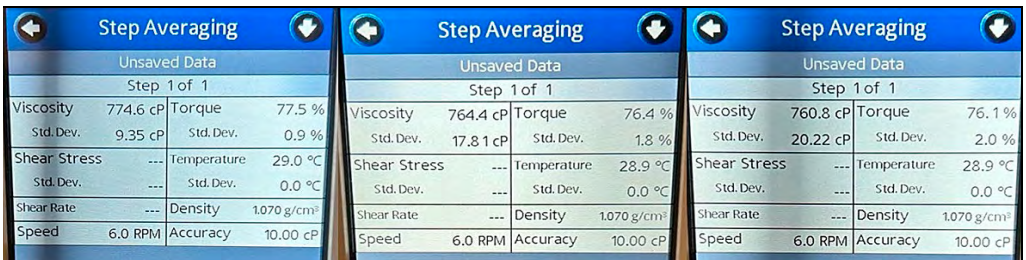
а) №61; б) №62; в) №63; г) №UL

Диапазон измерения вязкостей шпинделей: №61 – 100–1000 cП; №62 – 500–5000 cП; №63 – 2000–20000 cП; №UL – 10–100 cП

Viscosity measurement range (cP): No. 61 – 100–1000; No. 62 – 500–5000; No. 63 – 2000–20000; No. UL – 10–100.

Таблица 3. Результаты замеров вязкости
Table 3. Viscosity measurement results

Тип воды Water type	Вязкость, cП Viscosity, sP			
	замер №1 measurement No. 1	замер №2 measurement No. 2	замер №3 measurement No. 3	среднее average
Альб-сеноманская Alb-Cenomanian	774,6	764,4	760,8	766,6
Морская Marine	648,8	656,2	646,7	650,6
Дистиллированная Distilled	2089,0	2076,0	2064,0	2076,3



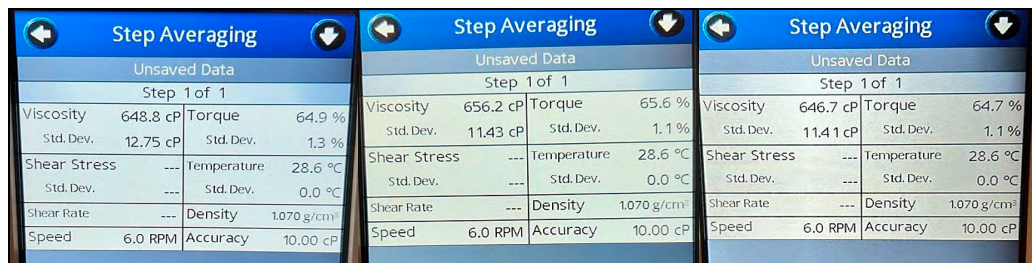
а)

б)

в)

Рисунок 2. Результаты замера вязкости полимерного раствора на альб-сеноманской воде
Figure 2. Viscosity test results for polymer solution based on Alb-Cenomanian water

а) замер №1 / measurement No. 1; б) замер №2 / measurement No. 2; в) замер №3 / measurement No. 3



а)

б)

в)

Рисунок 3. Результаты замера вязкости полимерного раствора на морской воде
Figure 3. Viscosity test results for polymer solution based on marine water

а) замер №1 / measurement No. 1; б) замер №2 / measurement No. 2; в) замер №3 / measurement No. 3

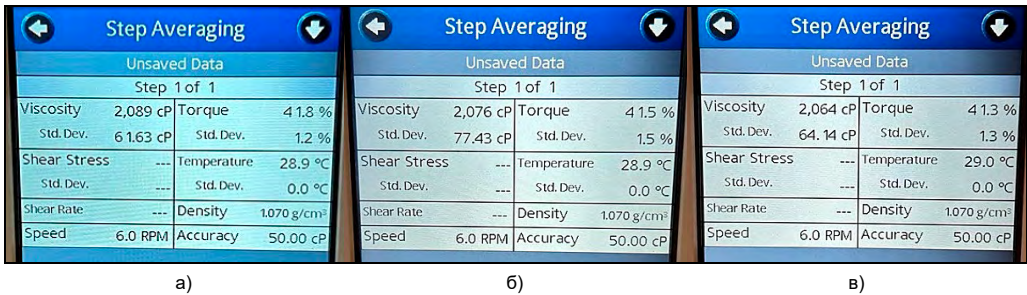


Рисунок 4. Результаты замера вязкости полимерного раствора на дистиллированной воде
Figure 4. Viscosity test results for polymer solution based on distilled water
а) замер №1 / measurement No. 1; б) замер №2 / measurement No. 2; в) замер №3 / measurement No. 3

Вязкость полимерного раствора значительно зависит от минерализации воды, что подтверждается результатами проведенных замеров. В ходе экспериментов было установлено, что при увеличении минерализации воды вязкость полимерного раствора снижается. Это связано с тем, что ионы, присутствующие в солёной и/или минерализованной воде, взаимодействуют с полимерными цепями, вызывая их укорочение и свёртывание. В результате полимер теряет способность образовывать плотную и вязкую структуру. Например, растворы, приготовленные на основе морской и альб-сеноманской воды, показали заметное уменьшение вязкости по сравнению с раствором на дистиллированной воде. Это обусловлено содержанием солей в природной воде, которые влияют на реологические свойства полимеров. Эти данные подтверждают, что для сохранения оптимальных характеристик полимерного раствора необходимо учитывать уровень минерализации используемой воды и корректировать состав полимерной системы соответственно.

Приготовление геланта. В готовый раствор полимера с целью дальнейшей сшивки был добавлен агент – ацетат хрома (далее – АХ) – при концентрации 500 ррм, соответствующей основному режиму закачки, промышленно применяемому на месторождении Узень (4):

$$M_{AX} = \frac{10^{-4} \times M_{\text{воды}} \times C_{AX}}{A_{AX}}$$

(4)

где M_{AX} – масса ацетата хрома (сшиватель), необходимая для дозирования, г;
 C_{AX} – концентрация ацетата хрома в воде, ррм;
 A_{AX} – процентное содержание активной части ацетата хрома, %.

Результат расчёта по формуле (4) показал, что $M_{AX} = 0,25$ г АХ на 250 мл воды. Активная часть ацетата хрома составляет 49%.

Время гелеобразования является наиболее важным фактором гелевой системы. Для его определения использовался метод тестирования в бутылке как наиболее удобный и доступный [3]. Время гелеобразования определяется как время,

необходимое для достижения гелем максимальной прочности, варьирующейся от А до J (рис. 5) [4].

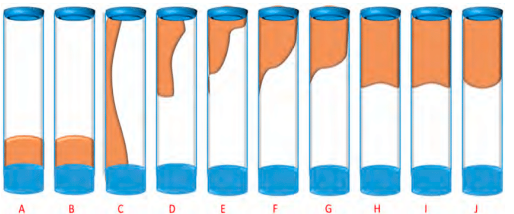


Рисунок 5. Метод определения прочности геля [3]
Figure 5. Gel strength determination method [3]

А – гель не образовался / no detectable gel; В – очень текучий гель / highly flowing gel; С – текучий гель / flowing gel; D – умеренно текучий гель / moderately flowing gel; Е – слаботекучий гель / barely flowing gel; F – сильно деформируемый, нетекучий гель / highly deformable nonflowing gel; G – умеренно деформируемый, нетекучий гель / moderately deformable nonflowing gel; H – слабо деформируемый, нетекучий гель / barely deformable nonflowing gel; I – жёсткий гель / rigid gel; J – звонкий гель / ringing gel

Пробы геланта объёмом 40 мл были разлиты по ёмкостям для сравнения степени гелеобразования в зависимости от времени выдержки в термощкафу при температуре 68°C (пластовая температура месторождения Узень) (рис. 6).

AGS4 и MGS4 демонстрируют одинаковую степень прочности через 4 ч в термощкафу. В пробе DGS4 гелеобразование не наблюдается. Для дальнейшей оценки гелеобразования пробы были дополнительно выдержаны в термощкафу, увеличив суммарное время выдержки до 12 ч. После дополнительной выдержки наиболее прочный гель образовался в пробе MGS12, тогда как в пробе AGS12 гель оказался более текучим. В пробе DGS12 гелеобразование по-прежнему отсутствует и относится к категории В (рис. 7).

A7 и M7 демонстрируют одинаковую степень прочности через 7 сут. В пробе D7 гелеобразование отсутствует (рис. 8).

A14 и M14 демонстрируют одинаковую степень прочности через 14 сут. В пробе D14 гелеобразование отсутствует (рис. 9).



Рисунок 6. Пробы геланта до размещения в термошкафу
Figure 6. Gelant samples before placement in the thermostatic chamber

A – раствор на альб-сеноманской воде; M – раствор на морской воде; D – раствор на дистиллированной воде.

Числа 7, 14 и 21 обозначают количество дней нахождения в термошкафу.

AGS4, MGS4 и DGS4 – растворы полимера на альб-сеноманской, морской и дистиллированной водах соответственно. Оценка гелеобразования – через 4 ч.

A – solution prepared with Alb-Cenomanian water; M – solution prepared with marine water; D – solution prepared with distilled water. The numbers 7, 14, and 21 indicate the number of days in the thermostatic chamber. AGS4, MGS4, and DGS4 – polymer solutions based on Alb-Cenomanian, marine, and distilled waters, respectively. Gelation was assessed after 4 hours.

Спустя 21 сут проба A21 характеризуется стабильной прочностью геля категории С, тогда как в пробе M21 наблюдается снижение прочности до категории В. В пробе D21 изменений нет – гелеобразование отсутствует (рис. 10). Синерезис отсутствует.

Экспериментально установлено, что после 21 сут наблюдений прочность геля на основе альб-сеноманской воды (A21) оказалась более стабильной, чем на основе морской воды (M21). Проба на альб-сеноманской воде сохранила прочность геля категории С, тогда как проба на морской воде снизилась до категории В спустя 21 сут в термошкафу при температуре 68°C.

В ходе эксперимента предполагалось, что в процессе хранения гелей может произойти синерезис – выделение воды из гелевой структуры.



Рисунок 7. Пробы геля после 4 и 12 ч
Figure 7. Gel samples after 4 and 12 hours

AGS12, MGS12 и DGS12 – растворы полимера на альб-сеноманской, морской и дистиллированной водах соответственно. Оценка гелеобразования – через 12 ч.

AGS12, MGS12 and DGS12 – polymer solutions based on Alb-Cenomanian, marine and distilled waters, respectively. Gelation assessment – after 12 h.

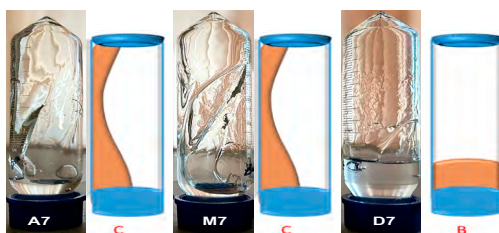


Рисунок 8. Пробы геля после 7 сут
Figure 8. Gel samples after 7 days



Рисунок 9. Пробы геля после 14 сут
Figure 9. Gel samples after 14 days

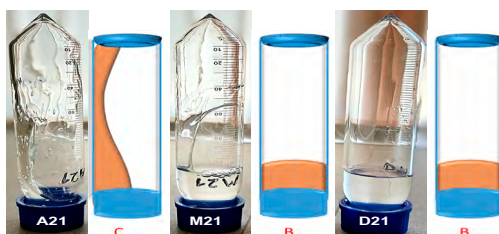


Рисунок 10. Пробы геля после 21 сут
Figure 10. Gel samples after 21 days

В рамках исследования планировалось провести анализ выделившейся воды на микроорганизмы для оценки их влияния на стабильность и деградацию гелей. Изучение содержания микроорганизмов в выделившейся воде позволило бы определить степень активности микробиологической деградации гелевых систем и влияние биологических факторов на их долговременную прочность. Однако возможно, что времени для выделения воды оказалось недостаточно, поскольку общее время выдержки составило всего 21 сут.

Результаты и обсуждение

В работе экспериментально доказано, что гели на основе альб-сеноманской воды за анализируемый период демонстрируют более высокую прочность и стабильность по сравнению с гелями на морской воде. Для полноты научного обоснования этих результатов детально раскрыты механизмы, лежащие в основе наблюдаемых различий:

1. Влияние минерализации и ионного состава воды. Ключевым фактором является разница в химическом составе вод:

а) морская вода имеет высокую минерализацию (12540 мг/дм^3) и содержит значительное количество ионов Mg^{2+} и Cl^- , которые способствуют более агрессивному воздействию на полимерные цепи. Высокая ионная сила среды ускоряет деградацию геля за счёт:

- компрессии двойного электрического слоя вокруг полимерных цепей, что снижает их гидродинамический объем и способность к сшиванию;

- образования нестабильных поперечных связей с ионами Mg^{2+} , которые со временем разрушаются более интенсивно при пластовой температуре месторождения (68°C) [5, 6];

б) альб-сеноманская вода обладает меньшей минерализацией (9389 мг/дм^3) и иным ионным профилем (преобладают Na^+ и SO_4^{2-}). Это обеспечивает:

- более стабильные ионные мостики между полимерными цепями, т.к. ионы Na^+ менее склонны к вытеснению при нагреве;

- меньшую конкуренцию за активные центры сшивателя (ацетата хрома), что улучшает равномерность поперечных связей.

2. Роль pH и буферных свойств. Реакция между полимером FP-307 и ацетатом хрома Cr^{3+} крайне чувствительна к уровню pH среды, достигая оптимальной эффективности в слабокислом или нейтральном диапазоне (pH 6–8). Хотя альб-сеноманская вода содержит меньше сульфатов ($2085,6 \text{ мг/дм}^3$) и бикарбонатов (244 мг/дм^3) по сравнению с морской водой ($2680,3 \text{ мг/дм}^3 \text{ SO}_4^{2-}$ и $256,2 \text{ мг/дм}^3 \text{ HCO}_3^-$), она демонстрирует лучшие буферные свойства (способность водной среды противостоять изменениям кислотно-

щелочного баланса при добавлении реагентов или под воздействием температуры) благодаря особенностям своего ионного состава.

Ключевое преимущество альб-сеноманской воды заключается в более сбалансированном соотношении ионов. Несмотря на меньшее абсолютное содержание буферных компонентов, их действие не подавляется высокими концентрациями хлоридов ($3757,7 \text{ мг/дм}^3$ против $5615,3 \text{ мг/дм}^3$ в морской воде). Кроме того, существенно меньшие общая минерализация (9389 мг/дм^3 против 12540 мг/дм^3) и жёсткость (35 против 110 мг-экв/дм³) создают более благоприятные условия для стабилизации pH.

Бикарбонатный буфер ($\text{HCO}_3^-/\text{CO}_3^{2-}$) в сочетании с сульфатами обеспечивает эффективную нейтрализацию кислотных и щелочных компонентов. При этом отсутствие избытка хлоридов позволяет этой системе работать более эффективно, предотвращая резкие колебания pH при нагреве до пластовой температуры 68°C . Это создаёт оптимальные условия для протекания реакции поперечного сшивания полимерных цепей.

Морская вода, несмотря на большее содержание сульфатов и бикарбонатов, обладает пониженной буферной ёмкостью из-за доминирования хлоридов и высокой общей минерализации. Это делает её более уязвимой к изменениям кислотно-щелочного баланса при термическом воздействии. Смещение pH в кислую область приводит к переходу ионов хрома в неактивную форму $\text{Cr}(\text{OH})_3$, а в щелочной среде происходит гидролиз полимера FP-307 – оба процесса ухудшают качество геля.

Таким образом, именно комплексный ионный состав и умеренная минерализация, а не абсолютное содержание отдельных компонентов объясняют, почему альб-сеноманская вода обеспечивает более стабильные условия для гелеобразования. Это подтверждается экспериментальными данными, показывающими лучшую сохранность прочности гелей на основе альб-сеноманской воды после 21 сут выдержки при пластовой температуре.

Заключение

Полученные результаты имеют практическое значение для совершенствования технологий выравнивания профиля приемистости на месторождении Узень. Установленные закономерности подтверждают необходимость пересмотра действующих подходов к подготовке гелевых систем с целью повышения их технологической эффективности. Таким образом, данная работа не только углубляет понимание процессов гелеобразования в различных водных средах, но и формирует прикладные решения для оптимизации методов повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях.

В качестве перспективных направлений дальнейших исследований можно выделить изучение долгосрочной стабильности гелевых систем (свыше 21 сут), что позволит более полно оценить их применимость в условиях продолжительного воздействия на пласт.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. Author declares that he has no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. IMARC Group. Polyacrylamide Pricing Report: Industry Trends, Price Analysis, Forecast 2024–2029 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.imarcgroup.com/polyacrylamide-pricing-report/toc>.
2. American Petroleum Institute. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. API recommended practice 63 (RP 63). Washington : API, 1990. 86 p.
3. Vargas-Vasquez S.M., Romero-Zerón L.B., Macgregor R., Gopalakrishnan S. Monitoring the crosslinking of a HPAM/Cr (III) acetate polymer gel using ¹H NMR, UV spectrophotometry, bottle testing, and rheology // International Journal of Polymer Analysis and Characterization. 2007. Vol. 12, N 5. P. 339–357.
4. Sydansk R. A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium (III) Gel Technology // SPE enhanced oil recovery symposium; 17–20 April, 1998; Tulsa, Oklahoma. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/88EOR/AII-88EOR/SPE-17329-MS/68250>.
5. Stevens M.P. Polymer Chemistry: An Introduction. New York : Oxford University Press, 1999. 571 p.
6. Flory P.J. Principles of Polymer Chemistry. New York : Cornell University Press, 1954. 687 p.

REFERENCES

1. IMARC Group. (2024). Polyacrylamide Pricing Report: Industry Trends, Price Analysis, Forecast 2024–2029 [Online]. Available at: <https://www.imarcgroup.com/polyacrylamide-pricing-report/toc>.
2. American Petroleum Institute. *Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations*. API recommended practice 63 (RP 63). Washington: API; 1990. 86 p.
3. Vargas-Vasquez SM, Romero-Zerón LB, Macgregor R, Gopalakrishnan S. Monitoring the crosslinking of a HPAM/Cr (III) acetate polymer gel using ¹H NMR, UV spectrophotometry, bottle testing, and rheology. *International Journal of Polymer Analysis and Characterization*. 2007;12(5):339–357.
4. Sydansk R. A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium (III) Gel Technology. SPE enhanced oil recovery symposium; 1998 Apr 17–20; Tulsa, Oklahoma. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/88EOR/AII-88EOR/SPE-17329-MS/68250>.
5. Stevens MP. *Polymer Chemistry: An Introduction*. New York: Oxford University Press; 1999. 571 p.
6. Flory PJ. *Principles of Polymer Chemistry*. New York: Cornell University Press; 1954. 687 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Алпысбай Жалгас Максатулы

ORCID 0009-0001-6942-8799

e-mail: m.alpysbay@kmge.kz.

AUTHOR'S INFO

Zhalgas M. Alpysbay

ORCID 0009-0001-6942-8799

e-mail: m.alpysbay@kmge.kz.

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108813>

Received: 25.12.2024.

Accepted: 25.02.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article**Comprehensive Experimental Analysis of Electromagnetic Field Effects on Enhanced Oil Recovery through Optimized Magnetic Field-Induced Fluid Dynamics****Elnur Alizade***Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan***ABSTRACT**

Background: The behavior of reservoir fluids under the influence of magnetic fields has significant implications for fluid transport and enhanced oil recovery. This study investigates the electrokinetic properties of reservoir fluids and fluid discharge behavior under varying pressure conditions in the presence of magnetic fields.

Aim: The primary aim of this study is to investigate the effects of magnetic fields on the electrokinetic properties of reservoir fluids and their fluid discharge behavior under varying pressure conditions. By conducting comprehensive experimental analyses, the research seeks to determine the optimal magnetic field intensity that enhances fluid conductivity, ion mobility and water displacement efficiency. The study also aims to evaluate the role of magnetic fields in mitigating pressure-induced compaction in porous media and establishing stable fluid flow conditions. The findings are expected to contribute to the advancement of enhanced oil recovery (EOR) techniques by integrating magnetic field technology to optimize oil field development, particularly in mature and low-permeability reservoirs.

Materials and methods: A custom experimental setup, including a high-pressure column, PVT bomb, electromagnet, measurement and control devices was developed to simulate reservoir conditions. Magnetic field intensities ranging from 40 to 150 mT were applied to study their effects on voltage, resistance, and water discharge during pressure variations (1.6–14.4 atm).

Results: The application of magnetic fields significantly enhanced the electrokinetic properties of reservoir fluids. At an optimal intensity of 125 mT, ion mobility and fluid conductivity were maximized, leading to a peak water discharge volume of approximately 75 m³ at 8–9 atm. Beyond this pressure, a dynamic equilibrium stabilized fluid flow. Resistance and voltage values decreased substantially under magnetic fields, highlighting their role in mitigating pressure-induced compaction in porous media.

Conclusion: This study demonstrates the transformative effects of magnetic fields on the electrokinetic properties and discharge behavior of reservoir fluids. The optimal magnetic field intensity of 125 mT enhanced ion mobility, fluid conductivity and water discharge, achieving a peak discharge volume of approximately 75 m³ at 8–9 atm. These findings emphasize the role of magnetic fields in reducing flow resistance and stabilizing fluid flow under high-pressure conditions, particularly by mitigating pressure-induced compaction in porous media. Additionally, the observed dynamic equilibrium beyond 8 atm suggests that magnetic fields can maintain fluid conductivity and discharge stability despite increasing pressures. These advancements pave the way for employing magnetic field technology to enhance oil recovery, especially in challenging environments such as mature or low-permeability reservoirs.

Keywords: *magnetic field; reservoir fluids; electrokinetic properties; enhanced oil recovery; porous media; water discharge; resistance; voltage.*

To cite this article:

Alizade E. Comprehensive Experimental Analysis of Electromagnetic Field Effects on Enhanced Oil Recovery through Optimized Magnetic Field-Induced Fluid Dynamics. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):40–50. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108813>.

УДК 622.276

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108813>

Получена: 25.12.2024.

Одобрена: 25.02.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Комплексный экспериментальный анализ влияния электромагнитного поля на повышение нефтеотдачи посредством оптимизированной динамики жидкости, индуцированной магнитным полем

Э. Ализаде

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Поведение пластовых жидкостей под воздействием магнитных полей имеет значительные последствия для транспортировки жидкости и повышения нефтеотдачи. В этом исследовании изучаются электрокинетические свойства пластовых жидкостей и поведение сброса жидкости в условиях переменного давления в присутствии магнитных полей.

Цель. Основная цель данного исследования – изучить влияние магнитных полей на электрокинетические свойства пластовых флюидов и их поведение при вытеснении жидкости в условиях изменяющегося давления. Проведение комплексного экспериментального анализа направлено на определение оптимальной интенсивности магнитного поля, способствующей повышению проводимости жидкости, подвижности ионов и эффективности вытеснения воды. Исследование также направлено на оценку роли магнитных полей в снижении давления – индуцированной уплотняемости пористой среды – и обеспечении стабильного течения флюидов. Ожидается, что полученные результаты внесут вклад в развитие технологий увеличения нефтеотдачи путем интеграции технологии магнитных полей для оптимизации разработки нефтяных месторождений, особенно зрелых и малопроницаемых пластов.

Материалы и методы. Для моделирования условий пласта была разработана специальная экспериментальная установка, включающая колонну высокого давления, PVT-бомбу, электромагнит, измерительные и контрольные приборы. Интенсивности магнитного поля в диапазоне от 40 до 150 мТл применялись для изучения их влияния на напряжение, сопротивление и сброс воды при колебаниях давления (1,6–14,4 атм).

Результаты. Применение магнитных полей значительно улучшило электрокинетические свойства пластовых жидкостей. При оптимальной интенсивности 125 мТл подвижность ионов и проводимость жидкости были максимальны, что привело к пиковому объему сброса воды приблизительно 75 м³ при 8–9 атм. За пределами этого давления динамическое равновесие стабилизировало поток жидкости. Значения сопротивления и напряжения существенно снизились под действием магнитных полей, что подчеркивает их роль в смягчении уплотнения, вызванного давлением, в пористых средах.

Закключение. Это исследование демонстрирует преобразующее воздействие магнитных полей на электрокинетические свойства и поведение разряда пластовых жидкостей. Оптимальная напряженность магнитного поля 125 мТл увеличила подвижность ионов, проводимость жидкости и разряд воды, достигнув пикового объема разряда приблизительно 75 м³ при 8–9 атм. Эти результаты подчеркивают роль магнитных полей в снижении сопротивления потоку и стабилизации потока жидкости в условиях высокого давления, в частности, путем смягчения уплотнения, вызванного давлением, в пористых средах. Кроме того, наблюдаемое динамическое равновесие за пределами 8 атм предполагает, что магнитные поля могут поддерживать проводимость жидкости и стабильность разряда, несмотря на возрастающее давление. Эти достижения прокладывают путь к использованию технологии магнитного поля для повышения нефтеотдачи, особенно в сложных условиях, таких как зрелые или низкопроницаемые коллекторы.

Ключевые слова: магнитное поле, пластовые жидкости, электрокинетические свойства, повышение нефтеотдачи, пористые среды, разряд воды, сопротивление, напряжение.

Как цитировать:

Ализаде Э. Комплексный экспериментальный анализ влияния электромагнитного поля на повышение нефтеотдачи посредством оптимизированной динамики жидкости, индуцированной магнитным полем // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 40–50.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108813>.

ӨОЖ 622.276

FTAXP 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108813>

Қабылданды: 25.12.2024.

Мақұлданды: 25.02.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Магнит өрісінен туындаған сұйықтықтың оңтайландырылған динамикасы арқылы электромагниттік өрістің мұнай өндіруді арттыруға әсерін кешенді эксперименттік талдау

Э. Әлізаде

Әзірбайжан мемлекеттік Мұнай және өнеркәсіп университеті, Баку қаласы, Әзірбайжан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Магнит өрістерінің әсерінен қабат сұйықтықтарының әрекеті сұйықтықты тасымалдауға және мұнай өндіруді арттыруға айтарлықтай әсер етеді. Бұл зерттеу қабат сұйықтықтарының электрокинетикалық қасиеттерін және магнит өрістерінің қатысуымен өзгермелі қысым жағдайында сұйықтықты төгу әрекетін зерттейді.

Мақсаты. Бұл зерттеудің негізгі мақсаты-магнит өрістерінің қабат сұйықтықтарының электрокинетикалық қасиеттеріне әсерін және олардың өзгертін қысым жағдайында сұйықтықты ығыстыру кезіндегі әрекеттерін зерттеу. Кешенді эксперименттік талдау жүргізу сұйықтықтың өткізгіштігін, иондардың қозғалғыштығын және судың ығысу тиімділігін арттыруға ықпал ететін магнит өрісінің оңтайлы қарқындылығын анықтауға бағытталған. Зерттеу сонымен қатар магнит өрістерінің қысымды төмендетудегі рөлін – кеуекті ортаның индукцияланған тығыздығын – және сұйықтықтардың тұрақты ағынын қамтамасыз етудегі рөлін бағалауға бағытталған. Алынған нәтижелер мұнай кен орындарын, әсіресе жетілген және өткізгіштігі төмен қабаттарды игеруді оңтайландыру үшін магнит өрісі технологиясын біріктіру арқылы мұнай өндіруді арттыру технологияларын дамытуға үлес қосады деп күтілуде.

Материалдар мен әдістер. Қабаттың жағдайын модельдеу үшін жоғары қысымды баған, РVT бомбасы, электромагнит, өлшеу және бақылау құралдары бар арнайы эксперименттік қондырғы жасалды. 40-тан 150 мТл-ге дейінгі магнит өрісінің қарқындылығы олардың кернеуге, кедергіге және қысымның ауытқуы кезінде судың ағынына әсерін зерттеу үшін қолданылды (1,6–14,4 атм).

Нәтижелері. Магнит өрістерін қолдану қабат сұйықтықтарының электрокинетикалық қасиеттерін едәуір жақсартты. 125 мТл оңтайлы қарқындылықта иондардың қозғалғыштығы мен сұйықтықтың өткізгіштігі максималды болды, бұл 8–9 атм кезінде судың ең жоғары ағызу көлеміне шамамен 75 м³ әкелді. Бұл қысымнан тыс динамикалық тепе теңдік сұйықтық ағынын тұрақтандырды. Магнит өрістерінің әсерінен қарсылық пен кернеу мәндері айтарлықтай төмендеді, бұл олардың кеуекті ортадағы қысымнан туындаған тығыздағышты жұмсартудағы рөлін көрсетеді.

Қорытынды. Бұл зерттеу магнит өрістерінің электрокинетикалық қасиеттеріне және қабат сұйықтықтарының разрядтық әрекетіне трансформациялық әсерін көрсетеді. Магнит өрісінің оңтайлы кернеуі 125 мТл иондардың қозғалғыштығын, сұйықтықтың өткізгіштігін және судың разрядын арттырып, разрядтың ең жоғары көлеміне 8–9 атм-да шамамен 75 м³ жетті. Бұл нәтижелер магнит өрістерінің ағынға төзімділікті төмендетудегі және жоғары қысымды жағдайда сұйықтық ағынын тұрақтандырудағы рөлін, атап айтқанда кеуекті ортадағы қысымнан туындаған тығыздағышты жұмсарту арқылы көрсетеді. Сонымен қатар, 8 атм-ден тыс байқалған динамикалық тепе-теңдік магнит өрістері қысымның жоғарылауына қарамастан сұйықтықтың өткізгіштігін және разряд тұрақтылығын сақтай алады деп болжайды. Бұл жетістіктер мұнай өндіруді жақсарту үшін магнит өрісі технологиясын қолдануға жол ашады, әсіресе жетілген немесе өткізгіштігі төмен коллекторлар сияқты қиын жағдайларда.

Негізгі сөздер: магнит өрісі, қабат сұйықтықтары, электрокинетикалық қасиеттері, мұнай берудің жоғарылауы, кеуекті орта, су разряды, кедергі, кернеу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Әлізаде Э. Магнит өрісінен туындаған сұйықтықтың оңтайландырылған динамикасы арқылы электромагниттік өрістің мұнай өндіруді арттыруға әсерін кешенді эксперименттік талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2, 40–50 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108813>.

Introduction

Enhanced Oil Recovery (EOR) has emerged as a critical field of research in petroleum engineering, aimed at maximizing oil recovery from reservoirs that conventional methods leave behind. Among the array of EOR techniques, waterflooding is one of the most established and widely employed. It involves injecting water into the reservoir to displace oil towards production wells. While effective waterflooding often faces challenges such as poor sweep efficiency, high water cut and issues stemming from reservoir heterogeneity. Addressing these limitations has led researchers to explore innovative methods, including the application of physical fields such as magnetic, electric and ultrasonic fields, to improve recovery [1–3].

Previous researches have revealed that waterflooding efficiency can be enhanced by altering the properties of the injected water or the reservoir itself. Studies on magnetic water treatment suggest that exposing water to magnetic fields can modify its structural and dynamic properties, such as viscosity, ion mobility and surface tension. These changes can influence interactions between the injected fluid and reservoir rocks, potentially improving the displacement efficiency of trapped oil. For instance, magnetic fields have been shown to reduce scale formation and improve fluid mobility, which are key factors in mitigating injectivity and production issues [4,5].

The interaction of magnetic fields with reservoir fluids is supported by electrokinetic theory, which describes how electric charges in fluid systems respond to external stimuli. When subjected to magnetic fields, the movement of charged particles such as ions can be altered, leading to changes in conductivity and flow behavior. This effect, combined with the hydrodynamic forces in porous media, can help overcome capillary pressures and mobilize residual oil [6–8].

In addition to magnetic fields, advancements in waterflooding research have highlighted the importance of modifying water chemistry, such as by adding surfactants or polymers, to enhance recovery. These approaches aim to reduce interfacial tension between oil and water or improve the rheological properties of the injected fluid to achieve better sweep efficiency. The integration of physical fields, such as magnetic fields, into these chemical methods offers a promising avenue for hybrid EOR techniques [9–12].

This study seeks to build on these foundational theories by investigating the combined effects of magnetic fields and pressure variations on electrokinetic properties and fluid discharge behavior under simulated reservoir conditions. By addressing gaps in the understanding of how magnetic fields interact with reservoir fluids, this research contributes to the development of more efficient and sustainable EOR methods. The findings are expected to provide insights into optimizing

waterflooding operations and enhancing oil recovery in challenging reservoir environments [13,14].

Methodology

The experiments were conducted on the setup described in Figure 1. The setup includes a YCA-4A type regulator (1), SUNTEK 2000 VA type variac transformer (2), volt/ammeter (3), electromagnet (4), graduated cylinder (5), valves (6,10,12,14,17), manometers (7,9,15), high-pressure column (8), URV-2M type potentiometer with high input resistance (11), tank for liquids (16), PVT type high-pressure bomb (13), measurement press (18).

The column (8) is resistant to high pressure and has a hollow cylindrical shape with an internal diameter of 31 mm and a length of 320 mm. The column is secured at both ends with metal caps and reinforced with rubber rings called seals. To measure potential differences in the porous medium, a high-resistance tungsten wire was used, with one side firmly attached to the porous medium and the other side conductive to liquids, coated with a fluoroplastic layer that isolates the rock. Electrical insulation of the porous medium from the inner surface of the column was ensured by an epoxy adhesive applied along inside the column. This approach also aims to prevent fluid leakage between the porous medium and the column body.

The experiment was carried out in the following sequences:

Firstly, a model of the combined oil was created in the PVT bomb (13). The sample of reservoir oil was transferred from the sampling device to the PVT bomb and the saturation pressure of the system was determined.

The permeability of the porous medium to air is determined based on a known method. The volume of the pores is calculated both by the "weight method" and by filling the porous medium with air up to a certain pressure and applying the gas equation of state.

The porous medium is filled with the investigated liquid using the PVT bomb. Porous medium is pre-vacuumed from water. A volume of liquid equal to ten times the pore volume is injected into the porous medium. It should be noted that to completely expel the air in the pores, the pressure in the system is periodically increased and the liquid is sharply released during the injection of the liquid into the rock.

Due to the partial dissolution of gas during the increase in pressure in the column and the high-pressure difference, the porous medium is effectively cleaned of gas by gas filtration in the column. The pressure in the column is raised 10 MPa higher than the saturation pressure determined in the PVT bomb. This is done to prevent gas separation when the gas-liquid mixture passes into the porous medium.

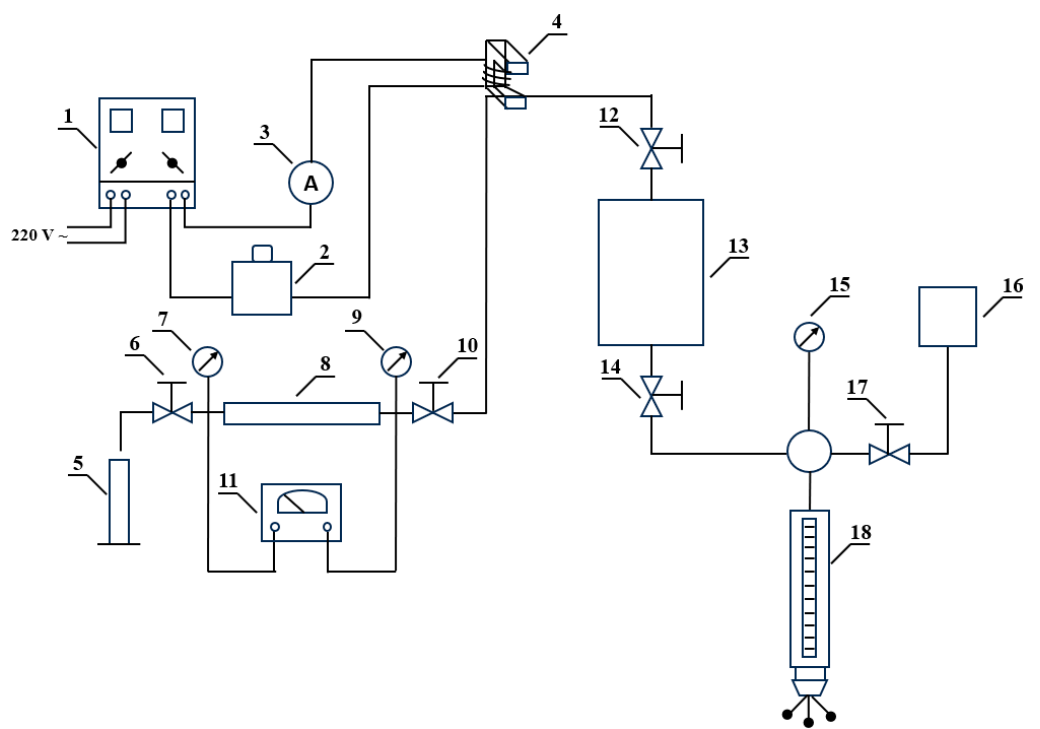


Figure 1. The schematic diagram of the experimental setup
1 – YCA-4A type regulator; 2 – SUNTEK 2000 VA type variac transformer; 3 – volt/ammeter; 4 – electromagnet; 5 – graduated cylinder; 6, 10, 12, 14, 17 – valves; 7, 9, 15 – manometers; 8 – high-pressure column; 11 – URV-2M type potentiometer with high input resistance; 13 – PVT type high-pressure bomb; 16 – tank for liquids; 18 – measurement press.

PVT bomb is filled with water and connected to a column. Subsequently, a tank (16) filled with transformer oil, which serves as the compression mechanism, is linked to the PVT bomb through a hydraulic press (18). Initially, the inlet (14) and outlet (12) valves of the bomb are closed and transformer oil is transferred from the tank to the hydraulic press. The inlet and outlet lines of the bomb are then opened, while the inlet line of the column (10) is kept open and the outlet line (6) remains closed. After sealing the line leading from the tank to the press, the press injects oil into the bomb from below. This process raises the piston within the bomb, forcing the water inside the bomb into the column.

An electromagnet (4) is installed on the line near the column's inlet. The purpose of this setup is to expose the incoming water to a magnetic field, magnetizing it before it enters the column. The intensity of the magnetic field is regulated within the required range using a variac transformer (2). The measurement of the magnetic field induction of the electromagnet device was conducted by varying the voltage (U) of the variac transformer, measured in volts. The resulting magnetic field intensity (H), generated by the electromagnet, was recorded

in millitesla by using magnetometer. This setup allowed for precise control and monitoring of the relationship between the input voltage and the corresponding magnetic field strength, providing valuable insights into the device's performance characteristics under different operating conditions. The results in Table 1 show how the voltage (U) affects the magnetic field intensity (H) generated by the device.

Table 1. Measurement of the Magnetic Field Induction of the Electromagnet Device

U, V	H, mT
5	40
10	80
15	107
20	125
25	140
30	150

Before initiating the experiment, the initial voltage and resistance values are recorded. The experiment is conducted at a pressure of $P = 1.6$ atm, across a pressure range of 1.6–14.4 atm. The intensities of the electromagnet's magnetic field 40, 80, 107, 125 and 140 mT are investigated sequentially for each pressure level mentioned.

Initially, using the press, oil is injected into the bomb at a pressure of 1.6 atm, displacing the water into the porous medium of the column. The pressure is maintained constant at 1.6 atm during this phase. Afterward, a 2-minute wait ensures the water completely saturates the porous medium. Once the waiting period concludes, the column's outlet line is opened and the amount of expelled water is measured using a graduated cylinder (5). Simultaneously, the resistance and voltage values are recorded. This procedure is repeated periodically for each magnetic field intensity value at the specified pressures and the results are analyzed.

Table 2. Physicochemical properties of tap water used in the experiments

Measured Indicators	Results
pH	7.3
Total Dissolved Solids (TDS), mg/l	759
Hardness, mg/l	241
Alkalinity, mg/l	175
Turbidity (NTU)	0.56
Residual chlorine, mg/l	< 0.02
Calcium (Ca), mg/l	30
Magnesium, Mg, mg/l	41
Fe, mg/l	< 0.01
Mn, mg/l	< 0.005

Water Quality Analysis. The tap water used in the experiments was analyzed to determine its physicochemical properties prior to magnetic field application. The measured indicators, including pH, total dissolved solids (TDS), hardness, alkalinity, turbidity and concentrations of key ions such

as calcium (Ca^{2+}), magnesium (Mg^{2+}), iron (Fe) and manganese (Mn), are presented in Table 2. These properties are critical for understanding the water's behavior under magnetic field influence and its role in enhanced oil recovery.

Results and Discussions

Research was conducted according to the specified methodology and the results were evaluated. Accordingly, graphs were plotted to show the dependence of voltage, resistance and the amount of discharged water on pressure, respectively (Fig. 2–4).

Figure 2 illustrates the relationship between the measured voltage (U , in millivolts) and the pressure (P , in atmospheres) during experiments conducted under varying magnetic field intensities. The experiment includes one control condition (without the application of a magnetic field, red line) and six different magnetic field intensities (H , measured in milliteslas). The red curve represents the control scenario where no magnetic field is applied. In this case, the voltage decreases progressively with increasing pressure up to $P = 8$ atm, beyond which it stabilizes at a plateau of approximately 50 mV. This baseline behavior indicates that pressure variations alone reduce the voltage due to changes in the fluid's electrokinetic properties, potentially resulting from a decrease in ionic mobility or a disruption in the natural electrochemical equilibrium.

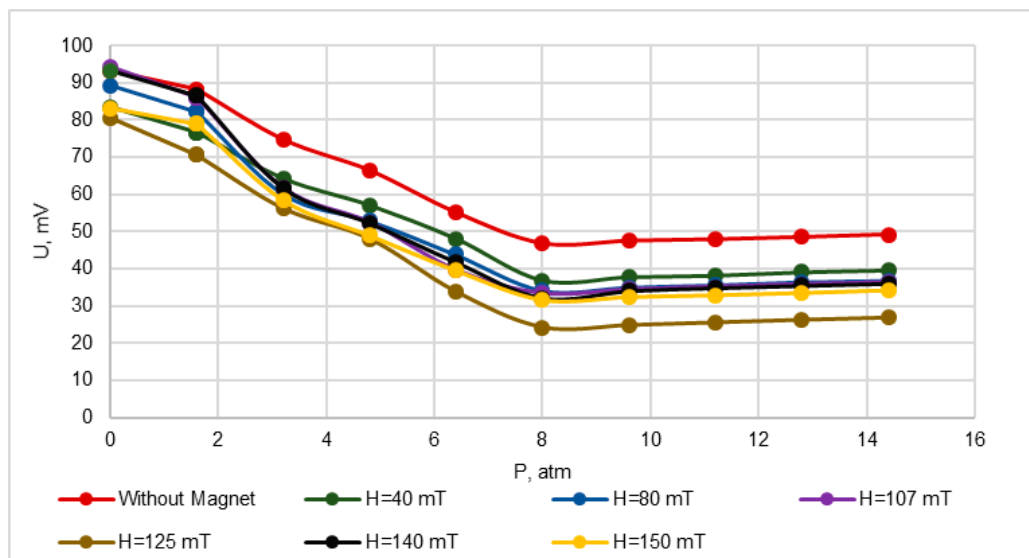


Figure 2. The graph of voltage over pressure with and without application of electromagnet

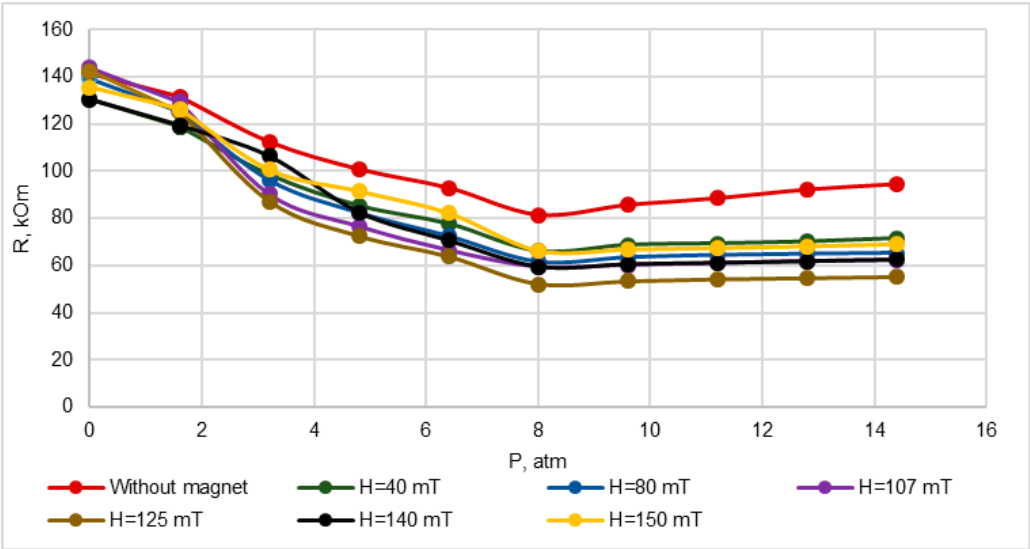


Figure 3. The graph of resistance over pressure with and without application of electromagnet

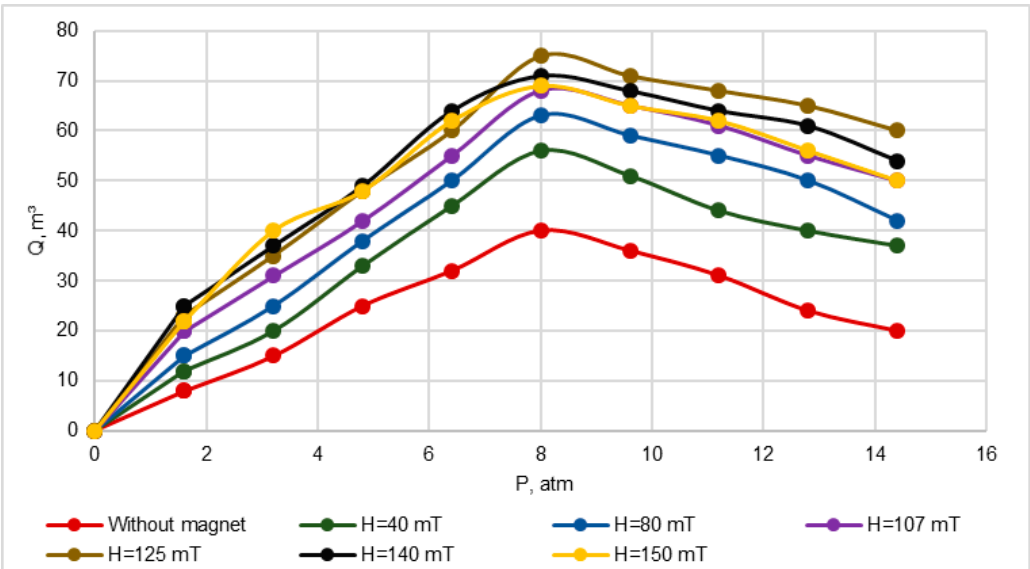


Figure 4. The graph of discharged water over pressure with and without application of electromagnet

Under the influence of a magnetic field, the voltage exhibits a more pronounced decrease with increasing pressure, indicating that the magnetic field enhances the system's response to pressure changes. For weaker magnetic field intensities ($H = 40\text{ mT}$ and $H = 80\text{ mT}$), the voltage stabilizes at a higher value compared to stronger field intensities. For 107 mT of magnetic field intensity, the voltage of rock reduced from 94.3 mV to 36.3 mV with 61% drop. When it comes to magnetic field intensity increases to $H = 125\text{ mT}$ and $H = 140\text{ mT}$, the voltage decreases further, lowest values observed at $H = 125\text{ mT}$,

which is considered approximately 66% decrease and it reduced to minimum witnessed value during experiment, which is about 27 mV of stabilization voltage. Whereas, for 150 mT , the stabilization voltage again increased and the decline percentage for voltage is reduced to 60% . This trend reveals that higher magnetic field intensities till 150 mT have a more significant impact on reducing the voltage under pressure. The observed behavior can be attributed to the interaction between the applied magnetic field and the charged particles or ions in the fluid. Magnetic fields influence the movement of ions, leading to alterations in the electrokinetic

properties of the fluid, including a potential increase in ion mobility or reorganization of ionic distribution. This effect becomes more pronounced with stronger magnetic fields, resulting in greater reductions in voltage.

It is also noteworthy that the voltage stabilization occurs at approximately $\Delta P = 8 \text{ atm}$ for all cases, indicating that the pressure-induced changes in the system reach a saturation point beyond which further increases in pressure have minimal impact. This behavior suggests a dynamic equilibrium in the system where the combined effects of pressure and magnetic field stabilize the electrokinetic properties of the fluid.

Figure 3 illustrates the variation of resistance (R , kOm) as a function of pressure (P , atm) under experimental conditions with and without the application of magnetic fields of varying intensities. The graph includes results for a control case where no magnetic field is applied (red line) and for cases where magnetic fields of intensities $H = 40 \text{ mT}$, $H = 80 \text{ mT}$, $H = 107 \text{ mT}$, $H = 125 \text{ mT}$, $H = 140 \text{ mT}$ and $H = 150 \text{ mT}$ are applied. The study examines the impact of magnetic fields on resistance during pressure changes, shedding light on the potential electrokinetic and fluid dynamic effects induced by magnetic field application.

In the absence of a magnetic field (red curve), resistance decreases steadily with increasing pressure, reaching its minimum $P = 8 \text{ atm}$. Beyond this point, resistance begins to rise, showing a distinct recovery trend with increasing pressure. This behavior reflects the natural response of the system to pressure changes, where pressure likely reduces the fluid's conductivity due to compaction or reorganization of conductive pathways and at higher pressures, resistance increases as fluid flow characteristics stabilize.

When magnetic fields are applied, the resistance decreases more sharply with rising pressure, compared to the control case and stabilizes at significantly lower values. At magnetic field intensities of $H = 40 \text{ mT}$ and $H = 80 \text{ mT}$, resistance stabilizes at higher values than at stronger field intensities with overall 49% and 55%, respectively. In contrast, for higher magnetic field intensities ($H = 107 \text{ mT}$, $H = 125 \text{ mT}$), the resistance stabilizes at lower levels, which the lowest resistance observed for $H = 125 \text{ mT}$ with about 52 kOm. Regarding 140 mT intensity of magnetic field, it is determined that the resistance of rock decreased almost 2 times for its minimum value. However, at the 150 mT magnetic intensity, it is observed that the percentage of decline for resistance decreased to approximately 51% at the end of experiment. This indicates that higher magnetic field intensities exert a stronger influence on reducing resistance in the system.

The behavior can be explained by the impact of magnetic fields on charged particles and ion movement in the fluid. Magnetic fields influence the alignment and distribution of ions, enhancing their mobility and altering the fluid's conductive

properties. This effect becomes more pronounced as the magnetic field intensity increases, leading to greater reductions in resistance. Additionally, the stabilization of resistance values at higher pressures indicates a dynamic equilibrium, where the combined effects of pressure and magnetic fields produce a steady-state condition in the system.

An important observation is that the recovery of resistance beyond $P = 8 \text{ atm}$, as seen in the control case, is significantly dampened under magnetic field application. This suggests that magnetic fields mitigate the effects of pressure-induced compaction or reorganization, maintaining lower resistance levels even at higher pressures. The trend highlights the ability of magnetic fields to stabilize fluid flow and conductivity under varying pressure conditions.

The graph in Figure 4 demonstrates the relationship between discharged water volume (Q , m^3) and applied pressure (P , atm) under conditions with and without the application of electromagnetic fields at varying intensities (H , mT). The "without magnet" case (red curve) serves as the baseline, showing a steady increase in discharged water volume up to 8 atm, where it peaks at about 40 m^3 . Beyond this pressure, the discharge volume decreases consistently, likely due to factors such as reduced permeability or increased flow resistance at higher pressures.

In contrast, the application of magnetic fields significantly enhances water discharge across all pressure levels. At lower field strengths (40 mT and 80 mT), the discharged water volume shows considerable improvement compared to the "without magnet" case. However, higher field strengths (107 mT, 125 mT and 140 mT) yield even greater enhancements, with 125 mT producing the most notable effect. At this optimal intensity, the maximum discharge volume reaches approximately 75 m^3 , occurring around 8-9 atm. This indicates a synergistic interaction between the applied pressure and magnetic field, enhancing fluid mobility more effectively than lower field strengths. Interestingly, while the 140 mT curve demonstrates a high discharge volume, it shows a slight reduction (52%) compared to 125 mT, particularly at peak pressure. This suggests that there may be a saturation effect or diminishing returns as the magnetic field intensity increases beyond an optimal threshold. The discharge at 150 mT increases steadily with pressure, peaking at 69 m^3 around 8 atm. Compared to results for 140 mT, the performance of 150 mT indicates mild reduction as the improvement becomes less pronounced at higher pressures. Beyond 8 atm, the discharged volume at 150 mT declines gradually but remains higher than lower field strengths and the "without magnet" case.

Additionally, it is worth noting that magnetic storms are natural phenomena caused by disturbances in the Earth's geomagnetic field and they occur fairly often. These disturbances can influence sensitive experimental setups,

especially those involving electromagnets or other systems reliant on stable electromagnetic fields. Table 3 detailing the intensity of magnetic storms in Baku for October (the month in which the experiment was conducted) provides critical information for analyzing the potential impact on laboratory experiments. The intensity levels of magnetic storms, represented by values from 1 to 8 (as per the scale mentioned below), indicate varying degrees of geomagnetic activity. The experiments were conducted when the intensity of magnetic storms, as per the scale mentioned, fell under “minor disturbances”. These conditions ensured minimal interference from geomagnetic activity, allowing for more accurate and reliable experimental results.

Table 3. Physicochemical properties of tap water used in the experiments

Date	Time Frames							
	00:00	03:00	06:00	09:00	12:00	15:00	18:00	21:00
01.10.2024	1	1	1	1	1	1	1	1
02.10.2024	1	1	1	1	1	1	1	1
03.10.2024	1	1	1	1	4	5	3	3
04.10.2024	4	4	6	6	6	4	5	5
05.10.2024	3	4	4	6	6	7	7	6
06.10.2024	5	5	4	4	4	5	5	4
07.10.2024	4	4	3	3	3	3	4	5
08.10.2024	5	3	3	3	3	3	3	3
09.10.2024	2	2	1	1	1	1	1	2
10.10.2024	5	7	7	8	8	7	7	8
11.10.2024	7	6	6	6	6	5	4	5
12.10.2024	4	4	3	3	3	4	3	2
13.10.2024	2	2	1	2	2	3	3	3
14.10.2024	2	2	1	1	2	2	2	2
15.10.2024	2	1	1	2	3	4	4	3
16.10.2024	3	3	3	4	4	3	2	2
17.10.2024	2	1	2	2	2	3	2	3
18.10.2024	2	2	3	3	3	4	4	3
19.10.2024	3	2	2	2	2	3	3	3
20.10.2024	3	3	2	2	1	1	1	1
21.10.2024	1	1	1	1	1	1	4	2
22.10.2024	2	2	2	2	2	2	2	2
23.10.2024	2	2	2	2	2	2	2	2
24.10.2024	2	2	2	2	2	3	3	4
25.10.2024	3	2	2	2	2	2	4	4
26.10.2024	3	3	3	2	2	2	3	3
27.10.2024	3	3	2	2	1	2	3	5
28.10.2024	5	5	5	4	4	4	4	3
29.10.2024	3	3	3	2	2	2	3	2
30.10.2024	2	2	2	2	2	2	1	1
31.10.2024	1	1	1	1	1	1	2	2

1 – no significant disturbances; 2 – minor disturbances; 3 – weak geomagnetic storm; 4 – minor geomagnetic storm; 5 – moderate geomagnetic storm; 6 – strong geomagnetic storm; 7 – severe geomagnetic storm; 8 – extreme storm.

Analysis of Measurement Errors

To ensure accuracy, potential measurement errors were analyzed and considered while evaluating research results. Instrumental precision (volt/ammeter ± 0.1 mV, magnetometer ± 0.5 mT) was accounted for via error propagation. Pressure fluctuations were mitigated by averaging multiple readings and calculating standard deviation. Fluid leakage was minimized with discharged water volume

(± 0.1 mL resolution) verified against initial/final volumes. Magnetic field inhomogeneities (± 2 mT) were addressed by averaging measurements along the column. Experiments were conducted at $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ and data from periods of significant geomagnetic disturbances were excluded. These error margins were incorporated and considered into the graphs and analysis, ensuring that the reported trends and conclusions are robust and reliable.

Future work

Furthermore, it is worth to note that future work will explore the long-term effects of magnetic fields and their interactions with varying fluid compositions and geological conditions to validate and extend mentioned findings, as well as include detailed cost-benefit analyses, environmental impact assessments and safety evaluations to facilitate the practical application of this technology in the oil and gas industry.

Conclusions

This study comprehensively investigated the effects of magnetic fields on the electrokinetic properties of reservoir fluids and the behavior of fluid discharge under varying pressure conditions. Based on the results, the following conclusions are drawn:

1. Magnetic fields significantly enhance the electrokinetic properties of reservoir fluids. The study demonstrated that applying magnetic field intensities between 40 and 150 mT results in substantial improvements in ion mobility and fluid conductivity. This leads to a stabilized fluid flow and increased water discharge, particularly under high-pressure conditions.
2. An optimal magnetic field intensity of 125 mT was identified, yielding the most favorable effects on reducing resistance, stabilizing voltage and increasing the discharged water volume. At 125 mT, the resistance of the system decreased significantly and the discharged water volume reached a peak of approximately 75 m^3 at around 8–9 atm, highlighting the field’s role in facilitating fluid movement through porous rocks. Beyond this intensity, a diminishing return effect was observed, indicating a potential saturation point in the magnetic field’s influence on fluid properties.
3. The results revealed distinct trends in the system’s behavior up to and beyond 8 atm. Up to 8 atm, the voltage and resistance values decreased significantly, indicating enhanced fluid conductivity and ion mobility under the influence of magnetic fields. Simultaneously, the discharged water volume increased substantially. These findings demonstrate the progressive improvement in fluid movement and electrokinetic properties up to 8 atm. Beyond 8 atm, the system reaches a dynamic equilibrium where the combined effects of pressure and magnetic fields stabilize electrokinetic properties. This stabilization indicates that magnetic fields mitigate pressure-induced compaction and reorganization in the porous medium.

4. This research provides critical insights into the potential application of magnetic fields in enhanced oil recovery technologies. By optimizing fluid mobility and reducing flow resistance in porous media, magnetic field technology offers a promising avenue for increasing oil field productivity, particularly under challenging high-pressure conditions.

5. The potential impact of natural geomagnetic activity, such as magnetic storms, on experimental setups was acknowledged. Monitoring geomagnetic activity is crucial for ensuring the reliability and reproducibility of results in magnetic field-related studies.

In conclusion, this study establishes the transformative role of magnetic fields in optimizing fluid transport and enhancing the efficiency of reservoir systems. The findings pave the way for further exploration of magnetic field applications in the oil and gas industry, particularly for improving the recovery rates in mature and low-permeability reservoirs. Future work should explore the long-term effects of magnetic fields and their interactions with varying fluid compositions and geological conditions to validate and extend these findings.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The author declares that he has no competing interests.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

REFERENCES

1. Mirzajanzade AK, Iskandarov MA, Abdullayev MA, et al. *Exploitation and Development of Oil and Gas Fields*. Baku; 1960. 444 p.
2. Mammadzade AM. *Nanotechnological Foundations for the Application of Non-Equilibrium Effects of Physical Fields in Oil and Gas Extraction*. Baku; 2021. 207 p.
3. Alvarado V, Manrique E. Enhanced oil recovery: An update review. *Energies*. 2010;3(9):1529–1575. doi: [10.3390/en3091529](https://doi.org/10.3390/en3091529).
4. Malikov HX, Mammadzade AM, Habibullayeva SA. Improvement of the oil production using magnetic field. *Scientific Proceeding, Scientific Research of Oil, Gas and Chemistry*. 2022;22(1):75–88.
5. Józefczak A, Wlazło R. Ultrasonic studies of emulsion stability in the presence of magnetic nanoparticles. *Advanced in Condensed Matter Physics*. 2015;98219. doi: [10.1155/2015/398219](https://doi.org/10.1155/2015/398219).
6. Asadollahi M. *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management* [dissertation]. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology (NTNU); 2012.
7. Grema AS, Cao Y. Optimization of petroleum reservoir waterflooding using receding horizon approach. 2013 IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA); 2013 June 19–21; Melbourne, Australia. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6566402>.
8. Blunt MJ. *Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective*. Cambridge: Cambridge University Press; 2017.
9. Yang Y, Zhou Y, Blunt MJ, et al. Advances in multiscale numerical and experimental approaches for multiphysics problems in porous media. *Advances in Geo-Energy Research*. 2021;5(3):233–238. doi: [10.46690/ager.2021.03.01](https://doi.org/10.46690/ager.2021.03.01).
10. Blaszczyk M, Sek J, Pacholski P, Przybysz L. The analysis of emulsion structure changes during flow through porous structure. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2017;38(8): 1154–1161. doi: [10.1080/01932691.2016.1226184](https://doi.org/10.1080/01932691.2016.1226184).
11. Kang WL, Zhou B, Issakhov M, Gabdullin M. Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs. *Petroleum Science*. 2022;19(4):1622–1640. doi: [10.1016/j.petsci.2022.06.010](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.010).
12. Safarov FE, Lobanova SY, Elubayev BY, et al. Effective EOR methods in high-viscosity oil fields: cyclical gel-polymer flooding and asp flooding. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2021;3(8):61–74. doi: [10.54859/kjogi88927](https://doi.org/10.54859/kjogi88927).
13. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids in a porous medium*. New York: McGraw-Hill Book Company; 1936.
14. Ocheredko TB, Solange B, Matveyeva IS. Methods of enhanced oil recovery at the East-Suleevskaya area of the Romashkinskoye oil field. *Readings of A.I. Bulatov*. Collection of Articles. 2018;2(2):77–84.
15. time-in.ru [Internet]. Magnetic storms in Baku [cited 01 Oct 2024]. Available from: <https://time-in.ru/magnitnye-buri/baku>.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Искандаров М.А., Абдуллаев М.А. Эксплуатация и освоение нефтяных и газовых месторождений. Бaku, 1960. 444 с.
2. Mammadzade A.M. *Nanotechnological Foundations for the Application of Non-Equilibrium Effects of Physical Fields in Oil and Gas Extraction*. Baku, 2021. 207 p.
3. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: An update review // *Energies*. 2010. Vol. 3. N 9. P. 1529–1575. doi: [10.3390/en3091529](https://doi.org/10.3390/en3091529).
4. Malikov H.X., Mammadzade A.M., Habibullayeva S.A. Improvement of the oil production using magnetic field // *Scientific Proceeding, Scientific Research of Oil, Gas and Chemistry*. 2022. Vol. 22, N 1. P. 75–88.

5. Józefczak A., Wlazło R. Ultrasonic studies of emulsion stability in the presence of magnetic nanoparticles // *Advanced in Condensed Matter Physics*. 2015. doi: [10.1155/2015/398219](https://doi.org/10.1155/2015/398219).
6. Asadollahi M. Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management : dissertation. Trondheim : Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2012.
7. Grema A.S., Cao Y. Optimization of petroleum reservoir waterflooding using receding horizon approach. 2013 IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA); 2013 June 19–21; Melbourne, Australia. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6566402>.
8. Blunt M.J. Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective. Cambridge : Cambridge University Press, 2017.
9. Yang Y., Zhou Y., Blunt M.J., et al. Advances in multiscale numerical and experimental approaches for multiphysics problems in porous media // *Advances in Geo-Energy Research*. 2021. Vol. 5, N 3. P. 233–238. doi: [10.46690/ager.2021.03.01](https://doi.org/10.46690/ager.2021.03.01).
10. Błaszczak M., Sek J., Pacholski P., Przybysz L. The analysis of emulsion structure changes during flow through porous structure // *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2017. Vol. 38, N 8. P. 1154–1161. doi: [10.1080/01932691.2016.1226184](https://doi.org/10.1080/01932691.2016.1226184).
11. Kang W.L., Zhou B., Issakhov M., Gabdullin M. Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs // *Petroleum Science*. 2022. Vol. 19, N 4. P. 1622–1640. doi: [10.1016/j.petsci.2022.06.010](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.010).
12. Сафаров Ф.Э., Лобанова С.Ю., Елубаев Б.У., и др. Эффективные методы повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкой нефтью: технологии циклического гелеполимерного заводнения и ASP-воздействие // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2021. Т. 3, №3. С. 61–74. doi: [10.54859/kjogi88927](https://doi.org/10.54859/kjogi88927).
13. Muskat M. The flow of homogeneous fluids in a porous medium. New York : McGraw-Hill Book Company, 1936.
14. Очередыко Т.Б., Барамбонье С., Матвеева И.С. Методы увеличения нефтеотдачи пластов на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. Булатовские чтения. 2018. №2, часть 2. С. 77–84.
15. time-in.ru [интернет]. Магнитные бури в Баку [дата обращения: 01.10.2024]. Доступ по ссылке: <https://time-in.ru/magnitnye-buri/baku>.

AUTHOR'S INFO**Elnur Alizade**ORCID [0009-0000-8531-1788](https://orcid.org/0009-0000-8531-1788)e-mail: e.alizade.99@gmail.com.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ****Ализаде Эльнур**ORCID [0009-0000-8531-1788](https://orcid.org/0009-0000-8531-1788)e-mail: e.alizade.99@gmail.com.

УДК 622.245
МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108842>

Получена: 18.03.2025.

Одобрена: 14.04.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Успешное применение технологии PROMILL для изоляции нефтяной скважины в Казахстане

М. Ермаков, Т. Мустафин

Wellbore Integrity Solutions, г. Хьюстон, США

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В статье приведены известные технологические причины возникновения перетоков водогазовой смеси и пластового флюида в заколонном пространстве зацементированной нефтегазовой скважины и через цементный мост и осложнения, к которым они могут привести. Применяемые в настоящее время технологии изоляции ствола скважины не позволяют надёжно устранить заколонные перетоки водогазовых смесей.

Цель. Обоснование возможности широкого использования технологии ProMILL для случаев, когда необходимо добиться сплошной надёжной изоляции ствола скважины от породы к породе.

Материалы и методы. Высокоэффективная система ProMILL, созданная компанией Wellbore Integrity Solutions, сочетает в себе узел изоляции ствола скважины (мостовая пробка), секцию фрезы и расширитель с высоким передаточным числом для подготовки основания для бетонного барьера за один рейс. В ходе процесса фрезерования и расширения устраняются все каналы утечки в заколонном пространстве, при этом обеспечивается сплошная надёжная изоляция ствола скважины от породы к породе.

Результаты. В статье представлены результаты успешного проведения проекта по изоляции нефтяной скважины на месторождении на суше в Республике Казахстан. На этапе фрезерования был успешно отфрезерован участок длиной 20,9 м высокопрочной, устойчивой к сероводороду обсадной колонны диаметром 7". После активации расширителя общий интервал фрезерования и удаления цементного камня за колонной достиг 19,8 м, при этом износ ножей ProMILL составил 16% после 67,3 ч непрерывного фрезерования.

Заключение. В ходе реализации проекта успешно применена технология ProMILL серии 5500 для фрезерования высокопрочной обсадной колонны и удаления цементного камня за колонной за один рейс. Система ProMILL объединяет несколько операций в один спуск для максимальной эффективности работы, устранения всех путей утечки и создания надёжного барьера от породы к породе.

Ключевые слова: водогазовая смесь, заколонный переток, бетонный барьер, кольцевое пространство, фрезерование, ликвидация скважины, ремонтно-изоляционные работы, устойчивое межколонное давление.

Как цитировать:

Ермаков М., Мустафин Т. Успешное применение технологии PROMILL для изоляции нефтяной скважины в Казахстане // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 51–60.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108842>.

UDC 622.245

CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108842>

Received: 18.03.2025.

Accepted: 14.04.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Successful Application of PROMILL Technology for Oil Well Isolation in Kazakhstan

Milat Yermekov, Timur Mustafin

Wellbore Integrity Solutions, Houston, USA

ABSTRACT

Background: The article presents the technological factors that lead to the flow of water-gas mixture and reservoir fluid in the behind-the-casing space of a cemented oil and gas well and through a cement plug, and the complications to which they can lead. Current wellbore isolation technologies fail to effectively prevent behind-the-casing fluid migration.

Aim: The article focuses on justifying the potential for widespread use of ProMILL technology in cases where continuous and reliable isolation of the wellbore from rock to rock is required.

Materials and methods: A highly efficient ProMILL system developed by Wellbore Integrity Solutions as a result of continuous work on enhancing well abandonment technologies combines a Bridge Plug assembly, a Section Mill, and a high-ratio Underreamer to prepare the foundation for a cement barrier in a single run. During the milling and expansion process, it eliminates all leak paths in the borehole annulus, ensuring continuous, reliable rock-to-rock isolation of the wellbore.

Results: The article presents the results of a successful oil well isolation project at an onshore field in the Republic of Kazakhstan. At the milling stage, a 20.9 m long section of a high-strength, hydrogen sulfide-resistant casing with a diameter of 7" was successfully milled. After activating the underreamer, the total milling and removal interval behind the casing reached 19.8 m. The ProMILL cutter wear was 16% after 67.3 hours of continuous milling.

Conclusion: During the project, the 5500 ProMILL technology was successfully deployed for high-grade section milling and outer casing cement stone scraping in one trip. The ProMILL system combines multiple operations into a single trip to maximize operational efficiency, eradicate all leak paths, and deliver a true rock-to-rock barrier.

Keywords: water-gas mixture; behind-the-casing flow; cement barrier; annulus; milling; well abandonment; repair and isolation works; sustained casing pressure.

To cite this article:

Yermekov M, Mustafin T. Successful application of PROMILL technology for oil well isolation in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):51–60. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108842>.

ӨОЖ 622.245
ГТАХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108842>

Қабылданды: 18.03.2025.

Мақұлданды: 14.04.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстанда мұнай ұңғымасын оқшаулау үшін PROMILL технологиясын сәтті пайдалану

М. Еркеков, Т. Мұстафин

Wellbore Integrity Solutions, Хьюстон қаласы, АҚШ

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мақалада цементтелген мұнай-газ ұңғымасының құбыр сыртындағы кеңістікте және цемент көпірі арқылы су-газ қоспасы мен қабат сұйықтығының ағындарының пайда болуының белгілі технологиялық себептері және олар әкелуі мүмкін асқынулар келтірілген. Қазіргі уақытта қолданылатын ұңғыма оқпанын оқшаулау технологиялары су-газ қоспаларының құбыр сыртындағы ағындарын сенімді түрде жоюға мүмкіндік бермейді.

Мақсаты. Ұңғыма оқпанын тау жыныстарынан жыныстырға тұтас сенімді оқшаулауға қол жеткізу қажет болған жағдайларда ProMILL технологиясын кеңінен қолдану мүмкіндігін негіздеу.

Материалдар мен әдістер. Wellbore Integrity Solutions компаниясы жасаған жоғары тиімді ProMILL жүйесі бір рейсте бетон тосқауылының негізін дайындау үшін ұңғыма оқпанының оқшаулау жинағын (көпір тығыны), фрезерлік бөлімді және жоғары беріліс коэффициенті бар кеңейткішті біріктіреді. Фрезерлеу және кеңейту процесінде бағана сыртындағы кеңістіктегі барлық ағып кету арналары жойылады, бұл ретте ұңғыма оқпанын жыныстан жынысқа үздіксіз сенімді оқшаулау қамтамасыз етіледі.

Нәтижелері. Мақалада Қазақстан Республикасындағы құрлықтағы кен орнында мұнай ұңғымасын оқшаулау бойынша жобаны сәтті жүргізу нәтижелері келтірілген. Фрезерлеу кезеңінде диаметрі 7" жоғары беріктігі бар, күкіртсутекке төзімді корпустың ұзындығы 20,9 м учаске сәтті жоңғыланды. Кеңейткіш іске қосылғаннан кейін бағанның артындағы цемент тасын фрезерлеу мен жоюдың жалпы аралығы 19,8 м-ге жетті, ProMILL пышақтарының тозуы 67,3 сағат үздіксіз фрезерлеуден кейін 16%-ды құрады.

Қорытынды. Жобаны іске асыру барысында жоғары беріктігі бар корпусты фрезерлеу және бір рейсте бағанның артындағы цемент тасты алып тастау үшін ProMILL 5500 сериялы технологиясы сәтті қолданылды. ProMILL жүйесі жұмыс тиімділігін арттыру, барлық ағып кету жолдарын жою және тұқымнан тұқымға сенімді тосқауыл жасау үшін бірнеше операцияларды бір түсіруге біріктіреді.

Негізгі сөздер: су-газ қоспасы, бағана артындағы ағын, бетон тосқауылы, айналма кеңістік, фрезерлеу, ұңғыманы жою, жөндеу және оқшаулау жұмыстары, тұрақты бағанаралық қысым.

Дәйексөз келтіру үшін:

Еркеков М., Мұстафин Т. Қазақстанда мұнай ұңғымасын оқшаулау үшін PROMILL технологиясын сәтті пайдалану // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 51–60 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108842>.

Введение

Как известно, на целостность и герметичность цементного моста (далее – ЦМ) и цементного камня (далее – ЦК) за- и межколонных пространств нефтяных и газовых скважин влияют следующие факторы:

- усадочная деформация и деструкция (нестабильность) ЦК во времени;
- расширения и сжатия эксплуатационной колонны (далее – ЭК) и ЦК из-за циклических изменений давления и температуры при эксплуатации скважины;
- динамические воздействия при спуско-подъёмных операциях (далее – СПО) во время подземного и капитального ремонтов (далее – ПРС и КРС соответственно);
- расширения обсадной колонны (далее – ОК) и сжатия цемента при опрессовках;
- перфорации, создающие ударные нагрузки на ЭК.

Естественно, что негерметичность ЦК может усиливаться из-за плохого качества первичного цементирования скважин, а именно из-за наличия глинистой корки между стенками скважин и ЦК, которая присуща всем месторождениям. Толстая глинистая корка на стенках скважины мешает

хорошему сцеплению цемента с породой, а пластовый флюид (далее – ПФ) и водогазовая смесь (далее – ВГС) проникают в цемент в процессе его схватывания. Образуются водные и газовые языки, нарушается сцепление цемента с ЭК при циклическом нагружении. В период критической гидратации обычный цементный раствор теряет способность передавать гидростатическое давление на пласт. Когда это происходит, ПФ и ВГС свободно мигрируют в цемент и образуют каналы для дальнейшего поступления ПФ и ВГС. Также на качество герметизации заколонного пространства отрицательно влияют седиментация и контракция цементного раствора, неполное вытеснение бурового раствора и другие факторы.

Отслоения ЦМ и ЦК от ЭК и разрушение цемента за колонной приводят к появлению изолированных пустот (трещины, зазоры, каверны), на которых со временем начинают скапливаться в ПФ и/или ВГС. С течением времени такие трещины и зазоры превращаются в каналы для циркуляции заколонного перетока преимущественно по контакту ОК с ЦК (металл – цемент) и по контакту ЦК со стенкой скважины (рис. 1) [1, 2].

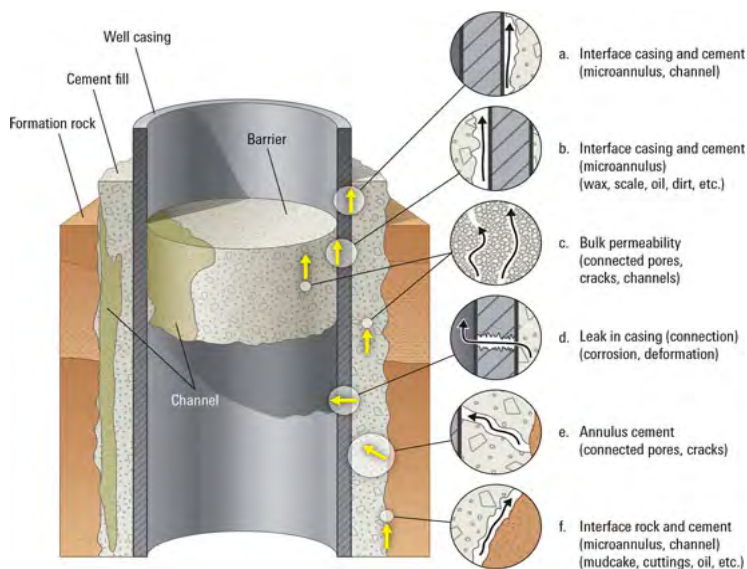


Рисунок 1. Виды разрушения цементного моста и камня за колонной

Figure 1. Cement plug and cement fill failure modes

В результате негерметичности зацементированного заколонного пространства при сформированном ЦК из водоносных и промытых зон сильно обводнённых пластов нагнетаемая и контурная вода может прорываться в продуктивный пласт. Кроме того, заколонный переток солёных вод и рассолов агрессивно воздействуют на ме-

талл, что становится причиной сквозных коррозионных отверстий в ЭК. Также ВГС может поступать в ствол скважины из-за нарушения герметичности ЭК (в основном муфтовых соединений) и в результате разрушения ЦМ.

Таким образом, неудовлетворительное техническое состояние скважин из-за нарушения

сцепления цемента с ЭК и потери герметичности ОК и заколонного пространства снижают поступление ПФ из продуктивного пласта и увеличивают общую обводнённость добываемой продукции (увеличивают объёмы воды, попутно добываемой и закачиваемой системой поддержания пластового давления (далее – ППД)), что является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда.

Обводнённость скважин, наряду с производительностью, является одним из важнейших показателей, определяющих величину прямых затрат на добычу нефти, поэтому для снижения обводнённости добываемой продукции и интенсификации добычи нефти, а также продления срока службы скважин требуется проведение ремонтно-изоляционных работ (далее – РИР) или применение технологий ограничения водопритоков (далее – ОВП), таких как: перфорация специальных отверстий на ЭК с последующей закачкой тампонирующего изоляционного состава (микроцементы, полимерные материалы, затвердевающие составы, синтетические смолы и др.); закачивание селективных и неселективных материалов (гелеобразующие, осадкообразующие реагенты, гидрофобизаторы и пенные системы); использование двухпакерной системы; установка металлических, гофрированных, полимерных, извлекаемых пластырей или заплаток; спуск дополнительной ЭК. Причём особую актуальность приобретает эффективность РИР на скважинах, нацеленных на доизвлечение остаточных запасов уже разрабатываемых месторождений, так как они имеют обустройство и технически могут эксплуатироваться. Кроме того, стоимость РИР кратно ниже бурения новых скважин.

В то же время существующие в настоящее время технологии РИР и ОВП, в частности, использование дисперсных тампонажных составов на основе цемента, обладают низкой эффективностью. Этим составам свойственны невысокая седиментационная устойчивость и высокая вязкость; они легко разделяются на фазы, взаимодействуют с пластовыми жидкостями, газами и горными породами с ухудшением своих характеристик.

Многочисленное повторение тампонирования скважин с нарушениями эксплуатационных колонн до достижения герметичности даже с учётом доступности, низкой цены и простоты использования во многих случаях делает применение минеральных тампонажных материалов экономически нецелесообразным.

Наличие каналов в зацементированном межколонном пространстве крепи скважин яв-

ляется также ключевой причиной межколонных проявлений в нефтегазовых скважинах. Наличие высокого межколонного давления (далее – МКД), обусловленного заколонными перетоками ПФ и ВГС с дальнейшим их прорывом к устью скважины, может привести к осложнению, имеющему широкое распространение в мировой практике эксплуатации скважин, – угрозе разгерметизации устьевого оборудования и нарушению целостности ОК, что, в свою очередь, может привести к грифонообразованию, неуправляемому фонтану, возникновению техногенных залежей. Особую актуальность проблема МКД приобретает на месторождениях с высоким газовым фактором, ПФ которых содержит агрессивный и токсичный сероводород. Причём потенциально опасным можно считать МКД на любых скважинах, находящихся в эксплуатации, консервации, а также наблюдательных, нагнетательных или ликвидированных.

Не менее серьёзной проблемой, влияющей на косвенные затраты добычи нефти и газа, является физическая ликвидация скважин (далее – ФЛС). Согласно Правилам ликвидации и консервации объектов недропользования¹, ФЛС должна обеспечить надёжную изоляцию газонефтеводяных пластов друг от друга и от дневной поверхности, предупреждающую перетоки как по внутреннему пространству ЭК, так и по заколонным и межколонным пространствам, а также грифонообразование вокруг устья скважины.

При ФЛС установка цементных мостов внутри ЭК является не только обязательной процедурой, но в ряде случаев и основным способом обеспечения изоляции скважины от внешней среды. Однако мировая практика показывает, что при ФЛС установка ЦМ внутри ЭК без её вырезания на дефектных участках ЭК и заколонного пространства недостаточно эффективна, т.к. заколонный переток ВГС сквозь нарушения ЦК, особенно на контакте «металл – цемент», может происходить и после ФЛС на протяжении многих лет. Под действием газа и минерализованных пластовых вод происходят разрушение ЦМ и заколонного ЦК, коррозия ОК и устьевого оборудования. Перетоки как по внутреннему пространству ЭК, так и по заколонным и межколонным пространствам может привести к грифонообразованию вокруг устья скважины. Переликвидация негерметичности на уже ликвидированной скважине возможна через десятки лет после прекращения её функционирования. Особенно это касается скважин 1-й и 2-й категорий опасности: сероводородсодержащие скважины и скважины

¹ Правила ликвидации и консервации объектов недропользования. Совместный приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 200 и Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500011499>.

с аномально высоким пластовым давлением, а также скважины с повышенным пластовым давлением и газовые скважины.

Материалы и методы

Для надёжной ликвидации скважин, устранения высокого МКД и проведения РИР на скважинах с неудовлетворительным техническим состоянием компания Wellbore Integrity Solutions² (далее – WIS) предлагает прогрессивную технологию на основе ProMILL™ (Trip-saving milling and underreaming system – система фрезерования и расширения за один рейс) [2, 3].

Система фрезерования и расширения ProMILL включает в себя узел мостовой пробки (Optional Bridge Plug), коническую фрезу (Taper Mill), секцию фреза (Section Mill) и расширитель с высоким передаточным числом (PMUR – ProMILL Underreamer) в одном решении (рис. 2).

Система ProMILL – это технология фрезерования ЭК и законченного ЦК до породы с последующей очисткой ствола скважины и установки надёжного бетонного барьера (тампонажного раствора с необходимыми реологическими свойствами) от породы к породе. ProMILL объединяет несколько операций в один спуск для максимальной эффективности работы.



Рисунок 2. Система ProMILL
Figure 2. ProMILL system

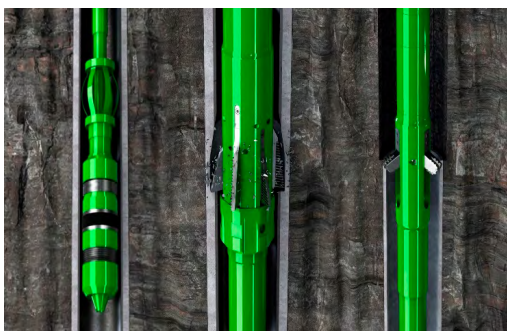


Рисунок 3. Система ProMILL
Figure 3. ProMILL system

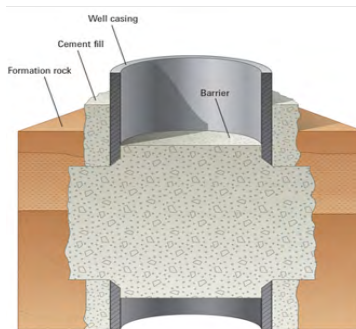


Рисунок 4. Установка цементного моста
на готовом месте скважины
Figure 4. Cement plug set in place at the wellbore

² **Wellbore Integrity Solutions**, Houston, USA – общепризнанный мировой лидер по оказанию услуг по улучшению, поддержанию и восстановлению технического состояния целостности скважины с этапа строительства до её ликвидации путём разработки и модификации необходимых для этого технологий, оборудования и инструментов. При этом под целостностью скважины подразумевается безопасная и эффективная добыча ГФ через ствол скважины и предотвращение нежелательного потока флюидов внутри или снаружи ОК.

WIS специализируется на предоставлении широкого набора передовых технологий, оборудования, инструментов и инженерных услуг, направленных на продление жизненного цикла нефтяных, газовых и геотермальных скважин.

После приобретения бизнеса Fishing and Remedial (Red Baron), DRILCO и Thomas Tools у Schlumberger с 2020 г. WIS работает как полностью независимая компания, со штаб-квартирой в г. Хьюстон, США. При этом сделка о передаче бизнеса включала в себя переход интеллектуальной собственности, технологий и торговых марок, а также соответствующие производственные активы, инженерные и научно-исследовательские центры.

WIS сфокусирована на поставку качественных технологий, продукции и услуг, включающих в себя:

- ликвидацию скважин и МКД, а также ремонтно-изоляционные работы с применением эффективной системы ProMILL и инновационной технологии диагностики негерметичности скважин FiberLine Intervention;
- внутрискважинную обработку, очистку и восстановление скважин, в т.ч. путем ЗБС;
- устранение сложных аварий скважин при бурении и КРС (в т.ч. аренда «ловильных корзин»);
- инспекцию (диагностику) и ремонт буровых труб и НКТ, а также производство инструментов и оборудования в современных производственных цехах, и их аренда;
- оказание инженерных консультационных услуг и другие.

WIS ведёт производственную деятельность в 6 регионах мира (Северная и Латинская Америка, Европа, Западная и Восточная Африка, Россия и Каспийский регион, Ближний Восток, Северная Африка и Индия, Юго-Восточная Азия и Австралия) и в более чем 25 странах.

Филиал компании – Wellbore Integrity Solutions Kazakhstan LLP – имеет сервисные центры в гг. Актау и Аксай с производственными цехами и уникальным оборудованием, где трудятся более 60 казахстанских специалистов с соблюдением всех процедур западных производителей оборудования и инструментов. В настоящее время филиал оказывает услуги таким компаниям, как АО НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», Карагачанак Петролеум Оперейтинг Б.В., North Caspian Operating Company, Шлюмберге Лоджелко ИНК, Korea National Oil Corporation Kazakhstan, Magnetic Oil Ltd., Dunga Operating GmbH и др.

wellboreintegrity.com.

wellboreintegrity.ru

Секция фрезы (Section Mill) предназначена для сплошного фрезерования участка ЭК по всему диаметру в любом интервале ствола скважины, а расширитель PMUR служит для очистки (разрушения и удаления) ЦК за колонной (рис. 3, табл. 1).

Таблица 1. Спецификация системы ProMill

Table 1. ProMill System Specifications

Серия инструмента Tool series	5500	8000	11700
Размер трубы, дюйм Casing sizes, in.	8 ^{5/8} ; 7; 6 ^{5/8}	10 ^{3/4} ; 9 ^{5/8}	16; 14; 13 ^{3/8}
Размер после расширения, дюйм Underreamed sizes, in.	13 ^{1/2} ; 9 ^{3/4} ; 9	20, 17 ^{1/2} ; 15; 13 ^{1/2}	22; 20
Размер скребка расширителя, дюйм Underreaming arm size, in.	12 ^{1/8} ; 8 ^{1/2}	18 ^{5/8} ; 17 ^{1/2} ; 12 ^{1/4}	-

Таким образом система ProMILL устраняет все потенциальные пути утечки ПФ и ВГС, включая каналы, микротрещины и глинистые корки, подготавливая чистое основание для бетонного барьера (рис. 4).

После разбуривания бетонного барьера можно, например, установить металлические заплатки, расширяемые на скважине при помощи раздуваемого пакера, или спустить фильтр

для эксплуатации неустойчивых по литологии продуктивных горизонтов (после отсечения водопритока). В качестве альтернативы тампонажным составам на основе цемента могут быть использованы специальные затвердевающие составы, синтетические смолы и др. [4, 5].

Компанией WIS также успешно применяется инновационное эффективное решение ProMILL Duo™ (Dual casing section milling system – система фрезерования через две колонны), которое позволяет фрезеровать сразу две ОК (рис. 5) [2, 3].

ProMILL Duo включает в себя узел мостовой пробки (Bridge Plug), коническую фрезу (Taper Mill), модуль активной стабилизации (Active Stabilization Module), секцию фрезы с высоким коэффициентом расширения (High Expansion Ratio Section Mill) и расширитель Underreamer (PMUR). Высокая степень расширения секции фрезы ProMILL Duo позволяет ей проходить через внутреннюю ОК во втянутом состоянии и при срабатывании раскрываться на больший диаметр для фрезерования наружной ОК с муфтой. Модуль активной стабилизации оптимизирует динамические характеристики и сводит к минимуму вибрацию конструкции низа буровой колонны (далее – КНБК). Расширение скважины для создания барьера «порода к породе» осуществляется с помощью PMUR (рис. 6).



Рисунок 5. Система ProMILL Duo

Figure 5. ProMILL Duo system

Выдвижение в рабочее положение лопастей ProMILL (ProMILL Duo) с режущими элементами WavEdge и TruEdge, армированных высококачественным композиционным материалом, осуществляется под действием перепада давления жидкости в корпусе фрезы. Элементы WavEdge и TruEdge являются результатом детального научно-исследовательского проекта, лабораторных и полевых испытаний и обеспечивают долговечность, высокую скорость фрезерования, превосходные качества очистки ствола скважины и возможность эффективного выполнения фрезерования через двойную ОК. В комплект входит обратный клапан, предотвращающий забивание шламом инструмента во время СПО.

Обсуждение

По сравнению с существующими способами РИР, ликвидации скважин и МКД

система ProMILL (ProMILL Duo) имеет следующие преимущества:

- бетонный барьер обеспечивает надёжную изоляцию от породы к породе, т.е. устраняет пути миграции и перетоки ВГС в заколонном пространстве и цементном стекле в области забоя, а также потери герметичности ОК;
- выполнение операций за один рейс сокращает время проведения работ (экономит время работы станка КРС и обеспечивает высокую производительность);
- обеспечивает эффективную изоляцию продуктивного пласта от жидкости и газа других пластов (когда пластовые воды непосредственно подстилают продуктивный горизонт) от проницаемых пород и дневной поверхности, а также ниже лежащих горизонтов в случае резки бокового ствола (далее – ЗБС);
- предотвращает переток пластовых и закачиваемых жидкостей из пласта в пласт

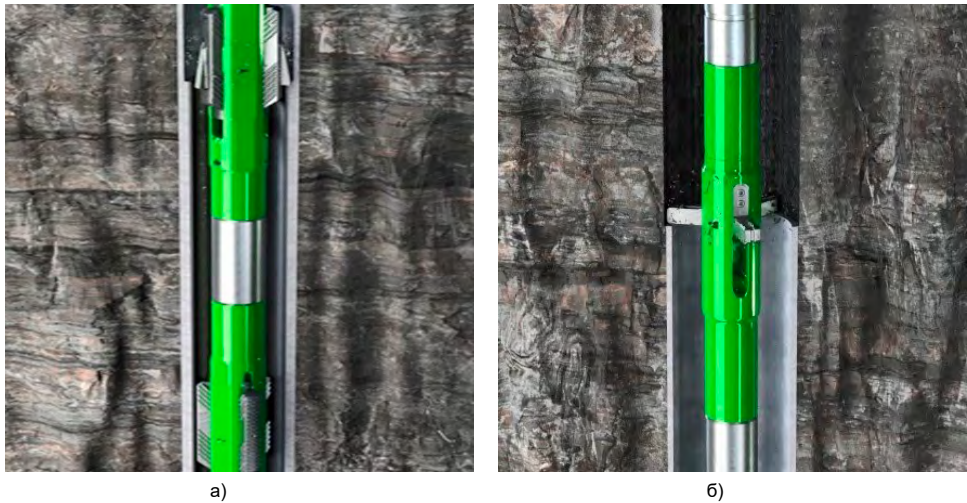


Рисунок 6. Система ProMILL Duo
Figure 6. ProMILL Duo system

а) фрез с увеличенным выходом и гидравлический стабилизатор / Extended output cutters and hydraulic stabilizer ;
б) барьер от породы к породе с помощью PMUR / Rock-to-rock barrier using PMUR

Фрез с увеличенным выходом и гидравлический стабилизатор обеспечивают эффективную систему фрезерования через двойную колонну. Создание барьера от породы к породе обеспечивается с помощью PMUR.
The extended reach Section Mill and hydraulic Stabilizer provides an efficient milling system in dual casing abandonment applications. A rock-to-rock barrier is enabled by using the PMUR.

- или в водоносный пласт и выхода их на поверхность, когда необходимость проведения работ в первую очередь диктуется требованиями охраны недр и окружающей среды;
- позволяет отключить выработанные интервалы пласта или определённые пласты, если одновременно ведётся добыча из нескольких пластов;

– обеспечивает изоляцию нижележащих горизонтов в нагнетательных скважинах с целью организации ППД в необходимый пласт;
- повышает надёжность ликвидации скважин (достигается 100% успешность);

– достигается высокая эффективность ликвидации МКД;

– незаменим в сложных случаях, когда другие способы РИР оказываются бессильными решить проблемы восстановления целостности и герметичности ЭК и ЦК, устранения заколонного перетока жидкости, или же экономический расчёт показывает их неэффективность;

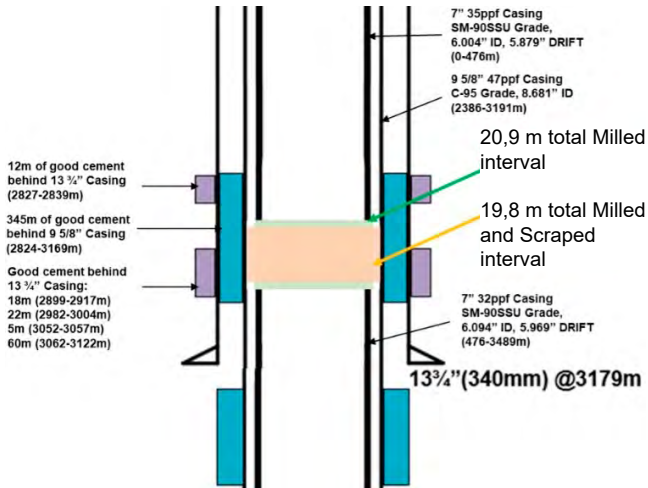


Рисунок 7. Схема фрезерования и расширения окна
Figure 7. Section Milled & Underreamed window schematic

– увеличивается межремонтный период работы скважин и исключаются затраты на многократные РИР.

Работы с применением системы ProMILL в каждом отдельном случае проводится с учётом многих показателей: геолого-физических особенностей продуктивного пласта или пласта-обводнителя, протяжённости участка, наклона скважины, гидродинамических условий, существующего опыта проведения РИР на данном месторождении, оснащённости техникой и материалами КРС компании и т.д. Повысить эффект от использования технологий ProMILL можно путём применения комплексного подхода к проведению работ при подборе скважин-кандидатов. Проектирование и выполнение работ осуществляются высококвалифицированными специалистами WIS, имеющими многолетний практический опыт проведения соответствующих работ.

Заключение

В 2024 г. впервые в Казахстане успешно была проведена работа по ликвидации нефтяной скважины с надёжным устранением негерметичности межколонного пространства путём установки ЦМ. Для выполнения данной работы компания WIS использовала систему

ProMILL, позволяющую выполнить все операции за один рейс, объединяющую секцию фрезы 5500 K-Mill с ножами, оснащёнными передовой технологией TruEdge™, и 5500 High-Ratio Underreamer (далее – HRU) со специально разработанными скребками, армированными высококачественным композиционным материалом [6].

Предварительно был проведён комплексный гидравлический анализ для определения оптимальных параметров потока промывочной жидкости для эффективной работы инструмента и улучшенного удаления стружки и шлама для каждого этапа выполнения ProMILL, включая вырезку, фрезерование и расширение HRU.

На этапе фрезерования был успешно отфрезерован участок длиной 20,9 м высокопрочной, устойчивой к сероводороду обсадной колонны диаметром 7" (177,8 мм) со средней скоростью проходки 0,31 м/ч. После активации расширителя с высоким передаточным числом HRU общий интервал фрезерования и удаления ЦК внутри ОК 95/8" достиг 19,8 м – и всё это за один рейс. Износ ножей K-Mill составил 16%, что подчеркивает исключительную долговечность запатентованной технологии пластин TruEdge от WIS даже после 67,3 ч непрерывного фрезерования.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ермеков М. – сбор материалов и написание статьи, анализ результатов обзора и полученных данных, структурирование материала; Мустафин Т. – проверка и редактирование глав материала, методы и заключение, администрирование и курирование проекта.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Milat Yermekov – collecting materials and writing the article, analysing of the review results and the received data, structuring the material; Timur Mustafin – checking and editing the chapter of materials, methods and conclusion, administering and curating of the project.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Chukwuemeka A.O., Oluyetia G., Mohammed A.I., Njuguna J. Plug and abandonment of oil and gas wells – A comprehensive review of regulations, practices, and related impact of materials selection // *Geoenergy Science and Engineering*. 2023. Vol. 226. doi: [10.1016/j.geoen.2023.211718](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211718).
2. wellboreintegrity.com [интернет]. ProMILL™ Milling and Underreaming System WIS. Дата обращения: 12.02.2025. Доступ по ссылке: <https://www.wellboreintegrity.com>.
3. wellboreintegrity.com [интернет]. Well Abandonment & Slot Recovery Systems, 2024. Дата обращения: 12.02.2025. Доступ по ссылке: <https://www.wellboreintegrity.com/RedBaron>.

4. blog.wellcem.com [интернет]. Plug and abandonment of oil and gas wells: Different materials, 2017. Дата обращения: 17.02.2025. Доступ по ссылке: <https://www.blog.wellcem.com>.
5. wellboreintegrity.com [интернет]. Sustained Casing Pressure Brochure. Дата обращения: 17.02.2025. Доступ по ссылке: <https://www.wellboreintegrity.com/RedBaron>.
6. wellboreintegrity.com [интернет]. Expanding into New Regions: Successful Execution of the First ProMILL™ Job in Central Asia – Kazakhstan Onshore. Дата обращения: 20.02.2025. Доступ по ссылке: <https://www.wellboreintegrity.com>.

REFERENCES

1. Chukwuemeka AO, Oluymia G, Mohammed AI, Njuguna J. Plug and abandonment of oil and gas wells – A comprehensive review of regulations, practices, and related impact of materials selection. *Geoenergy Science and Engineering*. 2023;226:211718. doi: [10.1016/j.geoen.2023.211718](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211718).
2. wellboreintegrity.com [Internet]. ProMILL™ Milling and Underreaming System WIS [cited 2025 Feb 12]. Available from: <https://www.wellboreintegrity.com>.
3. wellboreintegrity.com [Internet]. Well Abandonment & Slot Recovery Systems, 2024 [cited 2025 Feb 12]. Available from: <https://www.wellboreintegrity.com/RedBaron>.
4. blog.wellcem.com [Internet]. Plug and abandonment of oil and gas wells: Different materials, 2017 [cited 2025 Feb 17]. Available from: <https://www.blog.wellcem.com>.
5. wellboreintegrity.com [Internet]. Sustained Casing Pressure Brochure [cited 2025 Feb 17]. Available from: <https://www.wellboreintegrity.com/RedBaron>.
6. wellboreintegrity.com [Internet]. Expanding into New Regions: Successful Execution of the First ProMILL™ Job in Central Asia – Kazakhstan Onshore [cited 2025 Feb 20]. Available from: <https://www.wellboreintegrity.com>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Ермеков Милат

докт. техн. наук

ORCID [0009-0003-1106-2514](https://orcid.org/0009-0003-1106-2514)

e-mail: milbor090@gmail.com.

Мустафин Тимур

ORCID [0009-0003-4105-3328](https://orcid.org/0009-0003-4105-3328)

e-mail: timur.mustafin@wellboreintegrity.com.

AUTHORS' INFO

*Milat Yermekov

Doct. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0003-1106-2514](https://orcid.org/0009-0003-1106-2514)

e-mail: milbor090@gmail.com.

Timur Mustafin

ORCID [0009-0003-4105-3328](https://orcid.org/0009-0003-4105-3328)

e-mail: timur.mustafin@wellboreintegrity.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108797>

Получена: 05.11.2024.

Одобрена: 22.04.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Научный обзор

Машинное обучение в системах мониторинга забойного давления в эксплуатационных скважинах: обзор

Д.К. Женис¹, А.К. Касенов¹, А.Е. Ибраев², К.Н. Шаяхмет³

¹Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

³ByteAll Energy, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В последние годы наблюдается стремительное внедрение технологий искусственного интеллекта в нефтегазовую промышленность, что обусловлено необходимостью повышения эффективности разработки месторождений и оптимизации производственных процессов. Одним из наиболее перспективных направлений применения искусственного интеллекта является анализ данных, получаемых с внутрискважинных систем мониторинга, в частности, систем забойного давления. Распространение стационарных датчиков давления позволяет получать непрерывные массивы информации об энергетическом состоянии пласта в реальном времени. Эти данные, будучи частью среды больших данных, требуют применения современных архитектур хранения, обработки и аналитики. Использование алгоритмов машинного обучения, включая нейронные сети и методы регрессионного анализа, позволяет выявлять скрытые закономерности, прогнозировать параметры пластов, проводить гидродинамические исследования без остановки скважин и повышать точность оперативного управления разработкой. В настоящей статье представлены принципы построения систем мониторинга давления, анализ современных архитектур обработки больших данных (включая лямбда-, каппа- и unified-архитектуры), а также рассмотрены примеры практической реализации алгоритмов машинного обучения на реальных промысловых и синтетических данных. Показана эффективность совмещения прокси-моделирования и машинного обучения в задачах определения межскважинного взаимодействия и прогнозирования режимов работы. Сделан акцент на актуальные кейсы из мировой и казахстанской практики, включая внедрение цифровых решений на базе CRMP-моделей и ансамблевых подходов.

Ключевые слова: системы мониторинга давления, телеметрические системы, машинное обучение, искусственный интеллект, нейронные сети, архитектура больших данных, прокси-моделирование, внутрискважинные датчики давления.

Как цитировать:

Женис Д.К., Касенов А.К., Ибраев А.Е., Шаяхмет К.Н. Машинное обучение в системах мониторинга забойного давления в эксплуатационных скважинах: обзор // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 61–72. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108797>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108797>

Received: 05.11.2024.

Accepted: 22.04.2025.

Published: 30.06.2025.

Review article

A Review of Machine Learning Techniques for Bottomhole Pressure Monitoring in Production Wells

Dinmukhammed K. Zhenis¹, Akzhan K. Kassenov¹, Aktan Ye. Ibrayev²,
Kaiyrgeldi N. Shayakhmet³

¹Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

³ByteAll Energy, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Artificial intelligence is rapidly gaining ground in the oil and gas industry, driven by the need to improve the efficiency of reservoir development and streamline production operations. One of the most promising applications of AI is the analysis of data collected by downhole monitoring systems – particularly those designed to measure bottomhole pressure. As more permanent downhole gauges are deployed across the industry, operators now have access to continuous, real-time insight into reservoir pressure behavior. The widespread use of permanent downhole pressure gauges enables continuous, real-time data collection on reservoir pressure dynamics. As part of a broader big data environment, these data sets require modern architectures for storage, processing and analysis. By applying machine learning algorithms – such as neural networks and regression models – engineers can uncover hidden patterns, predict reservoir parameters, perform transient pressure analysis without shutting down wells, and improve real-time decision making in field operations. This paper reviews the design principles of pressure monitoring systems and examines modern big data architectures, including lambda, kappa and unified frameworks. It also highlights practical applications of machine learning algorithms using both field data and synthetic datasets. The paper demonstrates the effectiveness of combining proxy modelling with machine learning to assess inter-well connectivity and predict production behavior. The discussion is based on real-world case studies from international and Kazakh oil fields, including the use of CRMP-based digital solutions and ensemble modelling approaches.

Keywords: pressure monitoring systems; downhole telemetry systems; machine learning; artificial intelligence; neural networks; big data architecture; proxy modeling; permanent downhole gauges.

To cite this article:

Zhenis DK, Kassenov AK, Ibrayev AY, Shayakhmet KN. A Review of Machine Learning Techniques for Bottomhole Pressure Monitoring in Production Wells. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2025;7(2):61–72. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108797>.

ӨОЖ 622.276

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108797>

Қабылданды: 05.11.2024.

Мақұлданды: 22.04.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Ғылыми шолу

Пайдалану ұңғымаларындағы кенжар қысымының мониторингі жүйелерінде машиналық оқыту: шолу

Д.К. Жеңіс¹, А.Қ. Қасенов¹, А.Е. Ибраев², Қ.Н. Шаяхмет³

¹Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

³ByteAll Energy, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Соңғы жылдары мұнай-газ өнеркәсібіне жасанды интеллект технологияларының қарқынды енгізілуі байқалады, бұл үрдіс кен орындарын игеру тиімділігін арттыру және өндірістік процестерді оңтайландыру қажеттілігімен тығыз байланысты. Жасанды интеллектті қолданудың ең перспективалы бағыттарының бірі ұңғымаішілік мониторинг жүйелерінен, атап айтқанда, кенжар қысымы жүйелерінен алынған деректерді талдау болып табылады. Стационарлық қысым датчиктерінің таралуы нақты уақыт режимінде қабаттың энергетикалық күйі туралы үздіксіз ақпарат алуға мүмкіндік береді. Бұл деректер үлкен деректер ортасының бөлігі бола отырып, қазіргі заманғы сақтау, өңдеу және талдау архитектураларын қолдануды талап етеді. Машиналық оқыту алгоритмдерін, соның ішінде нейрондық желілерді және регрессиялық талдау әдістерін қолдану жасырын заңдылықтарды анықтауға, қабат параметрлерін болжауға, ұңғымаларды тоқтатпай гидродинамикалық зерттеулер жүргізуге және дамуды жедел басқарудың дәлдігін арттыруға мүмкіндік береді. Бұл мақалада қысымды бақылау жүйелерін құру принциптері, үлкен деректерді өңдеудің заманауи архитектураларын талдау (лямбда-, каппа- и unified-архитектурасын қоса алғанда), сонымен қатар нақты коммерциялық және синтетикалық мәліметтерде машиналық оқыту алгоритмдерін практикалық іске асырудың мысалдары қарастырылған. Ұңғымааралық өзара әрекеттесуді анықтау және жұмыс режимдерін болжау міндеттерінде прокси-модельдеу мен машиналық оқытуды біріктірудің тиімділігі көрсетілген. CRMP-модельдер мен ансамбльдік тәсілдердің негізінде цифрлық шешімдерді енгізуді қоса алғанда, әлемдік және қазақстандық тәжірибенің өзекті кейстеріне баса назар аударылды.

Негізгі сөздер: қысымды бақылау жүйелері, телеметриялық жүйелер, машиналық оқыту, жасанды интеллект, нейрондық желілер, үлкен деректер архитектурасы, прокси-модельдеу, ішкі ұңғымалық қысым датчиктері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жеңіс Д.К., Қасенов А.Қ., Ибраев А.Е., Шаяхмет Қ.Н. Пайдалану ұңғымаларындағы кенжар қысымының мониторингі жүйелерінде машиналық оқыту: шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2, 61–72 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108797>.

Введение

Одно из перспективных направлений развития нефтегазового сектора – применение алгоритмов искусственного интеллекта (далее – ИИ) и машинного обучения (далее – МО) в сочетании с системами учёта и мониторинга показателей работы скважин. Такие системы получили широкое распространение в последнее время.

Стационарные системы внутрискважинного мониторинга (Permanent Downhole Gauge, далее – PDG) – это манометр и/или датчик температуры, стационарно установленный в нефтяной или газовой скважине. Обычно они устанавливаются в колонне насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) и могут измерять давление в трубном и затрубном пространстве. Также доступны системы, устанавливаемые в обсадной колонне для непосредственного измерения пластового давления, подвесные системы и системы, встроенные в гибкие трубы. Данные, которые

предоставляют такие датчики, полезны инженерам-разработчикам при определении наилучших и эффективных режимов работы скважин.

В системах скважинного мониторинга и контроля алгоритмы ИИ могут применяться для выработки рекомендаций, которые могут быть использованы при оперативном и проактивном контроле за разработкой месторождений. В данной статье приведены принципы построения архитектуры и примеры комплексного применения систем учёта мониторинга давления и МО на нефтегазовых месторождениях.

Системы учёта и мониторинга давления в скважинах

Системы внутрискважинного мониторинга используются в нефтяных и газовых скважинах для контроля и оптимизации процессов [1]. Для решения задач по учёту и мониторингу давления в скважинах применяются погружные телеметрические системы (рис. 1).

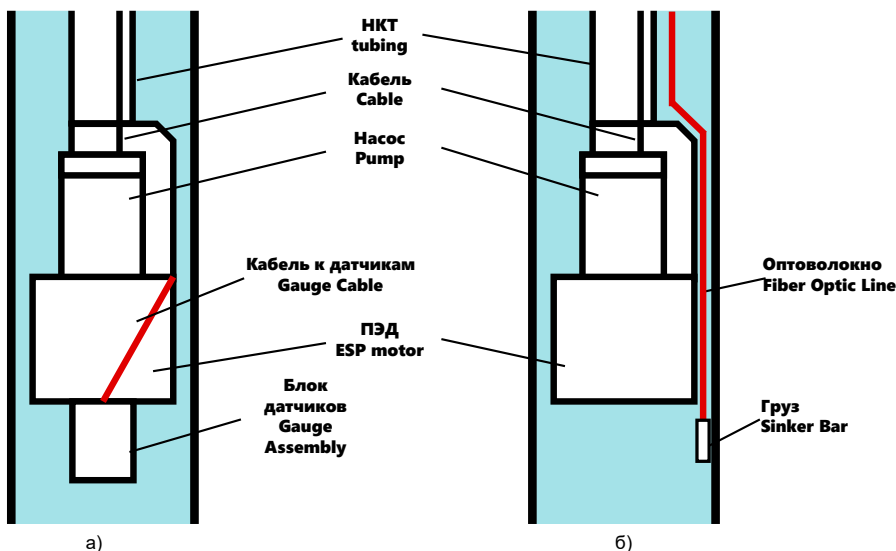


Рисунок 1. Схема погружной телеметрии
Figure 1. Downhole telemetry system diagram
а) дискретная / discrete; б) непрерывная / continuous

ПЭД / ESP motor – погружной электродвигатель / electric submersible pump motor

Важнейшей функцией приборов, установленных в скважине, является измерение давления в одной или нескольких контрольных точках. На втором месте по степени контроля – температура. Современные датчики для скважин продолжают развиваться и дополняться новыми функциями для измерения различных параметров:

- распределение температур по стволу скважины;
- вибрации;
- напряжение;

- расход и состав жидкости.

На рис. 2 представлена конструкция погружного датчика давления и температуры с кварцевым сенсором. Такие типы датчиков используют пьезоэлектрические свойства кварца для регистрации давления на забое скважины [2].

Применение внутрискважинных датчиков даёт возможность для формирования стабильного информационного потока, по которому показатели работы скважин поступают непосредственно на диспетчерские

пункты и в центры обработки данных в режиме реального времени. Системы внутрискважинного мониторинга генерируют огромные объёмы данных, которые могут достигать нескольких миллионов замеров температуры и давления для одной скважины в течение года. В статье [3] сообщается, что на месторождении Керн Ривер в США ежедневно регистрируется более 1 млн параметров с 9000 эксплуатационных скважин. В связи с этим важное значение имеют системы хранения, обработки и анализа данных.

Архитектуры обработки и хранения больших данных

Архитектура больших данных представляет собой концептуальную модель, предназначенную для управления, хранения, обработки и анализа больших и сложных наборов данных [4]. В практическом смысле архитектуру данных можно рассматривать как совокупность решений по сбору, хранению и трансформации информации. Современные платформы ориентированы на решение ключевых задач при работе с большими данными, включая:

- распределенные вычисления: разные узлы системы могут параллельно выполнять операции по обработке данных для повышения производительности;
- распределенное хранение: большие пакеты данных реплицируются на различные устройства для независимого хранения;
- разделение задач по извлечению и хранению: аналитические инструменты оптимизируются для вычислений, но плохо подходят для хранения данных. Хранилища данных ответственны за сохранность информации, но замедляют процессы обработки из-за большого количества метаданных. В связи этим два этих процесса разделены и выполняют-ся обособленно друг от друга.

Входной точкой в систему является сбор исходных данных. В зависимости от источника и типа данных различают потоковую передачу и пакетные данные. Под потоковой передачей понимают данные, непрерывно генерируемые датчиками. К пакетным данным относятся данные, собранные за определённый промежуток времени либо в определённом объёме. Исходные данные далее поступают в хранилища данных.

Выбор правильного решения для хранения имеет решающее значение для эффективного управления собранными данными и доступа к ним. В настоящее время применяются следующие решения:

- реляционные базы данных. Такие традиционные системы применяются для структурированных табулированных данных с заданными схемами;

- базы данных NoSQL (*англ.* not only SQL – «не только SQL»). Были разработаны для работы с неструктурированными данными (изображения, аудио, видео). Отличаются масштабируемостью, гибкостью и высокой производительностью при работе с большими данными;

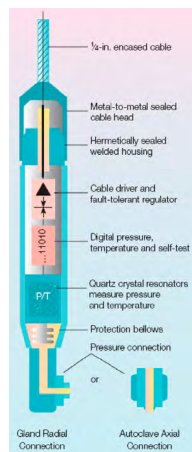


Рисунок 2. Погружной датчик давления и температуры [2]

Figure 2. Downhole Pressure and Temperature Gauge [2]

- распределённые файловые системы. Позволяют хранить и обрабатывать данные в больших объёмах на нескольких узлах. За счёт распределения данных отличаются отказоустойчивостью и повышенной производительностью.

Из хранилищ данные извлекаются для обработки, анализа и визуализации. При подготовке данных выполняются такие задачи, как удаление дубликатов, обработка пропущенных значений, очистка данных от шума, нормализация данных, кодирование категориальных признаков. В зависимости от целей анализа на основе бизнес-процессов, логических и математических алгоритмов формируются потоки обработки данных с использованием программных продуктов или скриптов на языках программирования. На этом этапе возможно применение алгоритмов машинного обучения для решения широкого спектра задач.

В зависимости от состава и порядка компонентов можно выделить следующие виды архитектур [5] (рис. 3):

- традиционная архитектура. Этот тип архитектуры построен на процессах, обеспечивающих попадание данных в реляционное хранилище. Такая модель отличается относительной простотой реализации и используется для пакетной обработки данных;

¹ SQL (*англ.* Structured Query Language – язык структурированных запросов) – декларативный язык программирования, применяемый для создания, модификации и управления данными в реляционной базе данных, управляемой соответствующей системой управления базами данных.

- архитектура потоковой передачи данных. Данная модель применяется для потоковой обработки и не содержит в себе часть по хранению пакетов данных. Информация напрямую подаётся к потребителям. Отсутствие пакетной части не даёт проводить анализ исторических данных, в связи с этим такая архитектура применяется только для определенных бизнес-процессов;
- лямбда-архитектура. Включает в себя потоковую передачу данных и пакетный блок для хранения исторических данных. В модели имеется доступ к обеим частям, которые, в свою очередь, выполняют разные функции;

- каппа-архитектура. Основана на лямбда-архитектуре и отличается тем, что пакетная и потоковая части объединены, при этом хранение организовано в виде озёр данных. Для анализа исторических данных пакеты выгружаются в виде последовательных сообщений;
- unified-архитектура. Предназначена для применения машинного обучения. Модель также основана на лямбда-архитектуре. К системе добавляется слой машинного обучения, который использует потоковые данные для постоянного обновления обучающей части.

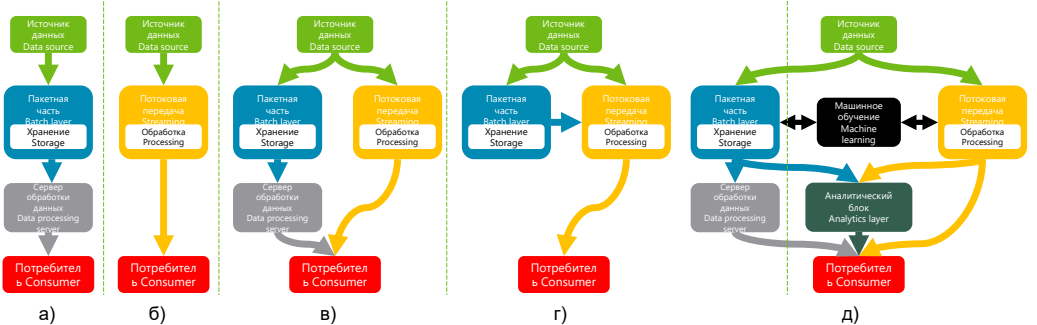


Рисунок 3. Погружной датчик давления и температуры
Figure 3. Downhole Pressure and Temperature Gauge

а) традиционная архитектура / traditional architecture; б) архитектура потоковой передачи / streaming architecture; в) лямбда-архитектура / lambda architecture; г) каппа-архитектура / kappa architecture; д) unified-архитектура / unified architecture

Применение машинного обучения в системах мониторинга забойного давления

Ключевой особенностью МО является способность обучаться на множестве схожих задач для последующего решения конкретной проблемы. [6]. Принципы МО базируются на инструментах математической статистики, теории вероятностей и алгоритмов работы с данными в цифровом виде.

МО и ИИ нашли широкое применение в нефтегазовой отрасли [7]. МО может

ускорить каротаж скважин или интерпретацию сейсмических данных (рис. 4). ИИ активно применяется при проведении каротажа во время бурения LWD (англ. Log While Drilling – «регистрация во время бурения») для идентификации пород в режиме реального времени. Другие варианты использования МО включают определение оптимального количества скважин, мест или последовательности бурения.

Машинное обучение может помочь выявить геологические зоны и определить прибыльность каждой зоны.

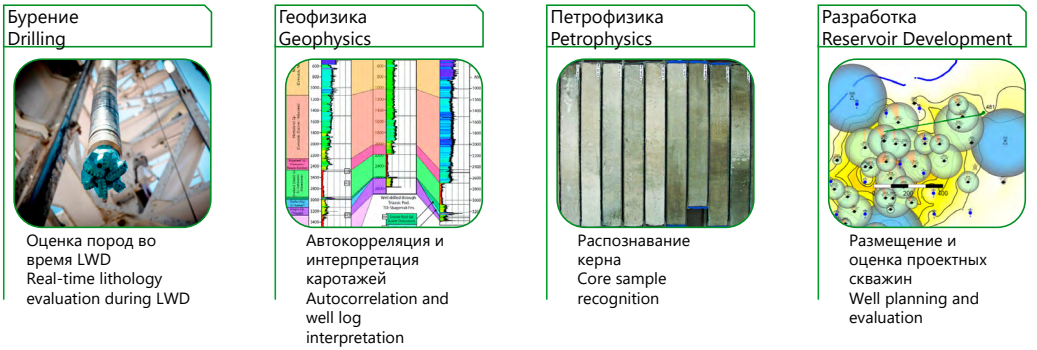


Рисунок 4. Примеры применения машинного обучения в нефтегазовой отрасли
Figure 4. Examples of Machine Learning Applications in the Oil and Gas Industry

Общая схема применения МО с использованием систем мониторинга давления представлена на рис. 5. Интеграция датчиков давления с ИИ позволяет решать такие важные инженерные задачи, как гидродинамические исследования (далее –

ГДИС) на неустановившихся режимах и оценка взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин.

Традиционно, проведение ГДИС на неустановившихся режимах приводит к необходимости остановки скважин, что, в свою

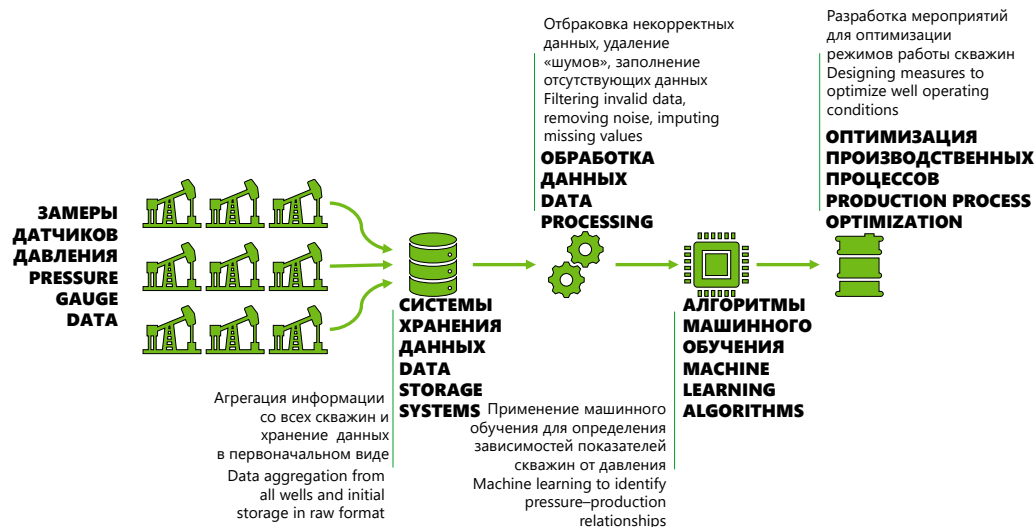


Рисунок 5. Схема применения машинного обучения с использованием систем мониторинга давления

Figure 5. Diagram of Machine Learning Applications in Pressure Monitoring Systems

очередь, может привести к потерям добычи нефти. Альтернативным источником информации о геолого-физических параметрах пласта могут послужить данные, непрерывно получаемые с датчиков давления. Пример такого исследования подробно описан в работе Zheng Sh., Li X.G. [8]. Авторами предложен алгоритм применения нейронных сетей для определения гидродинамических свойств пластов, которые были использованы для уточнения геологической модели. Тестирование алгоритма проводилось на синтетических геологических моделях и реальных данных, полученных со скважин. В качестве параметров для обучения ИИ были поданы замеры давления и дебитов. На основе трендов, выявленных нейронной сетью, были определены параметры пластов. Далее с помощью этих параметров был выполнен прогноз забойных давлений и проведено сравнение с историческими данными. Полученные на синтетических моделях алгоритмы были протестированы на реальных данных. В качестве объектов исследования послужили газоконденсатные скважины в акватории Северного моря. Авторы отмечают высокую сходимость расчётных и фактических данных (рис. 6). Это свидетельствует о том, что применение нейронных сетей позволило с высокой точностью определить гидродинамические характеристики

пластов и использовать их для прогнозирования изменения давления во времени.

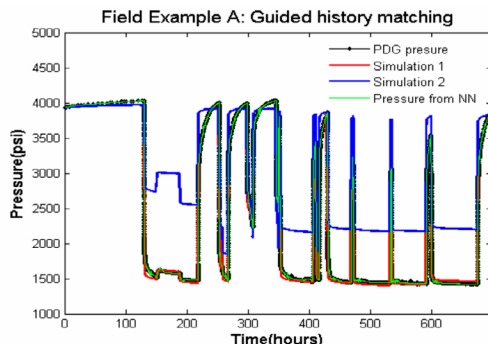


Рисунок 6. Сравнительные результаты фактических замеров и данных, рассчитанных нейронной сетью [8]

Figure 6. Comparison of Measured Data and Neural Network Prediction [8]

Tian C., Roland N. в своем исследовании [9] предоставили аналогичный пример использования рекуррентных нейронных сетей (RNN, англ. Recurrent Neural Network) и нелинейных авторегрессионных экзогенных моделей (NARX, англ. Nonlinear Autoregressive Exogenous Model) для выявления трендов в замерах давления, получаемых со скважинных датчиков [9]. Ис-

ходными данными послужили 4660 замеров, полученных в течение 850 ч. На основе обучающей выборки была проведена настройка двух типов алгоритмов RNN и NARX. В результате авторами были получены практические модели

на основе ИИ, которые также показали высокую сходимость с реальными данными (рис. 7).

В 2019 г. Pan Y., et al [10] предложили интересный вариант применения систем замеров давления и МО. Они использовали исторические дан-

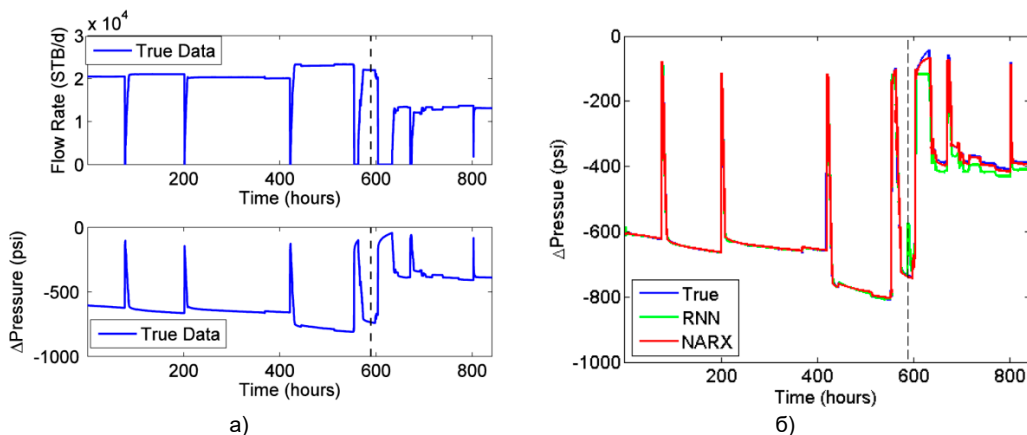


Рисунок 7. Исходные данные и результаты, полученные на нейронных сетях [9]
Figure 7. Input Data and Results Obtained Using Neural Networks [9]

а) реальные данные по расходу и давлению, использованные для обучения / actual flow rate and pressure data used for training; б) точность воспроизведения линейной регрессией профиля давления по обучающим данным без добавления искусственного шума / accuracy of linear regression in reproducing the pressure profile based on training data without added artificial noise

ные с датчиков для обучения нейронной сети, которая позволяла заполнять отсутствующие замеры на коротких промежутках времени. Сглаженные с помощью алгоритма Савицки-Голэ кривые по историческим данным дебитов и давлений были использованы для самообучения ИИ. Далее ИИ восполнял недостающую информацию и показатели скважин отправлялись для детального анализа.

Одним из наиболее перспективных направлений для МО являются задачи определения взаимосвязи скважин в реальном времени. Большое количество исследований в последнее время посвящено этой теме. К примеру, Silva V.C.D. в своей работе от 2019 г. [11] разработал математические алгоритмы для оценки взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин на основе больших данных. Используя трансформации уравнения материального баланса, автором были получены математическая модель для определения степени связанности скважин (1):

$$w_i = \alpha_i \bar{q}_i - \beta_i \sum_j \left| \frac{\partial}{\partial t} q_j \right| \quad (1)$$

где w_i – коэффициент гидравлической связи между нагнетающей/добывающей скважиной i и наблюдаемой скважиной (обобщенная мера влияния);

α_i – вес низкочастотной компоненты, отражающий влияние среднего дебита i -й скважины на давление в наблюдаемой;

$\bar{q}_i$ – средний дебит (или закачка) скважины i за интервал наблюдения;

β_i – вес высокочастотной компоненты, отражающий чувствительность наблюдаемой скважины к изменениям дебита скважины i ;

$\sum_i \left| \frac{\partial}{\partial t} q_i \right|$ – суммарная вариативность потоков всех взаимодействующих скважин, абсолютное значение отражает общий эффект изменения на систему.

Коэффициенты α_i и β_i определялись путём решения оптимизационной задачи по минимизации функции ошибки (2):

$$res_j = \sqrt{\sum_i \left[\frac{\partial}{\partial t} P_j - \left(\sum_i \alpha_{ij} q_i - \sum_i \beta_{ij} \frac{\partial}{\partial t} q_i \right) \right]^2} \quad (2)$$

где P_j – данные, полученные с систем мониторинга давления;

res_j – остаточная функция (residual) для наблюдаемой скважины j , минимизируемая в процессе оптимизации;

$\frac{\partial P_j}{\partial t}$ – производная давления по времени в наблюдаемой скважине j , рассчитанная на основе фактических данных;

$\sum_i \alpha_{ij} q_i$ – низкочастотный вклад от дебита скважин i , отражающий общее влияние плавных изменений дебита.

$\sum_i \beta_{ij} \frac{\partial}{\partial t} q_i$ – высокочастотный вклад, учитывающий эффект быстрых изменений дебита скважин i .

Оценка математического аппарата выполнялась на синтетических геолого-гидродинамических моделях (далее – ГДМ) и на ре-

альных промысловых данных. Был рассмотрен участок с 16 действующими скважинами на одном из месторождений компании Petrobras. В результате расчётов для каждой скважины получены графики степени влияния соседних скважин на поведение давления (рис. 8). Автор отмечает, что его исследование может найти практическое применение при планировании мероприятий по поддержанию пластового давления.

В контексте использования МО для определения гидродинамической связи между скважинами одним из наиболее примечательных исследований является работа Жетруова Ж.Т., и др. [12]. Целью исследования является создание решения для прогнозирования показателей разработки на основе имеющихся исторических данных по добыче, закачке и забойному давлению, получаемых с систем телеметрии. В данном труде описаны подходы по комплексному использованию прокси-моделирования и МО. Как известно, МО основано на методах математического и статистического анализа и не учитывают физических явлений, обуславливающих физику пласта. По этой причине прокси-моделирование служит для физического обоснования и ограничения результатов МО. В качестве упрощенных физических моделей использовались модели Capacitance-Resistance Model (ёмкостно-резистивные модели, далее – CRM). Данная модель была предложена в 2003 г. учеными Albertoni A., Lake L.W [13].

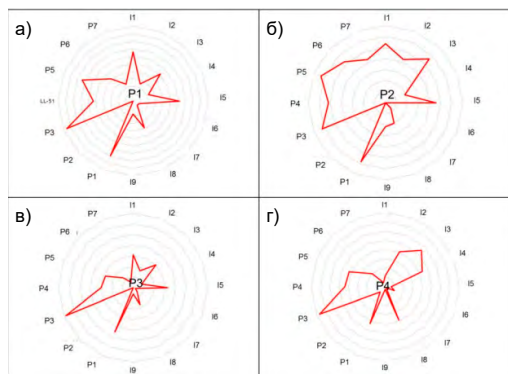


Рисунок 8. Результаты расчётов взаимовлияния скважин, полученных в исследовании Silva V.C.D., 2019 г. [11]

Figure 8. Results of well interaction calculations obtained in the study by Silva V.C.D., 2019 [11]
 а) скважина P1 / Well P1; б) скважина P2 / Well P2;
 в) скважина P3 / Well P3; г) скважина P4 / Well P4

Межскважинное взаимодействие оценивается на основе многомерной линейной регрессии. Отличительной особенностью CRM-моделей является то, что для расчётов показателей скважин используются только исторические данные по добыче, закачке и забойному давлению. При этом учёт геологических свойств пласта реализуется через ввод параметров сжимаемости

и проницаемости в качестве входных данных для модели. Каждая пара скважин характеризуется двумя параметрами:

- коэффициент взаимовлияния f_{ij} ;
- временная константа, зависящая от степени накопления жидкости между скважинами.

Математическим базисом модели является совместное применение уравнения Дюпюи и материального баланса (3):

$$\tau \frac{dq}{dt} + q(t) = w(t) - \tau J \frac{dp_{wf}}{dt} \quad (3)$$

где q – дебит жидкости; J – коэффициент продуктивности добывающей скважины; p_{wf} – забойное давление; t – временная константа, которая выражается следующей формулой (4):

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (4)$$

где c_t – общая сжимаемость; V_p – поровый объём.

В ходе своих работ авторы разработали следующую методологию:

- построение синтетических геологических моделей;
- адаптация CRM-модели на синтетических моделях;
- обучение нейронной сети для определения коэффициентов взаимовлияния;
- разработка программных пакетов и архитектуры обработки данных;
- создание программного продукта для оценки работы скважин в режиме реального времени.

В качестве объекта исследования было использовано нефтяное месторождение, расположенное в Кызылординской области Республики Казахстан. Начальные геологические запасы – 19,8 млн т, начальные извлекаемые запасы – 7,5 млн т. На начало 2022 г. остаточные извлекаемые запасы составляли 3,5 млн т с накопленной компенсацией 32% и обводнённостью 76%. На объекте работает 64 добывающие скважины и 12 нагнетательных скважин. Используя реальные геолого-физические свойства пластов месторождения, было построено 18 различных секторных ГДМ, на которых была проведена оценка применимости алгоритмов CRM. Для расчёта прогнозных показателей предложена физическая прокси-модель CRMP (англ. Capacitance-Resistance Model Producer based – Модель ёмкостного сопротивления, основанная на добыче) + BFGS (англ. Broyden – Fletcher – Goldfarb – Shanno algorithm – метод численной оптимизации Бройдена – Флетчера – Гольдфарба – Шанно) + WOR (англ. Water-Oil-Ratio – водонефтяной фактор) + Ensemble (ансамбль моделей МО). На синтетических моделях получены

расхождения по дебиту жидкости на уровне 9%, что считается удовлетворительным результатом. Далее алгоритмы были перенесены на реальные данные. Для этого 1 объект месторождения был разделен на 12 ячеек разработки с одной нагнетательной и девятью добывающими скважинами. Задача МО заключалась в подборе оптимальных значений параметров. Авторы отмечают, что на реальных данных расхождения по дебитам жидкости составили от 7% до 32%. Высокие значения по некоторым скважинам обусловлены погрешностями приборов.

Критически важными данными для имплементации предложенного подхода являются данные с датчиков давления, которые установлены в компоновках глубинно-насосного оборудования добывающих скважин. При разработке модели использовалась традиционная архитектура данных. Замеры с датчиков автоматически регистрировались в хранилище, откуда с помощью программных скриптов на языке Python извлекались данные для датасетов. На основе open-source (открытых) решений был разработан пакет с ансамблем алгоритмов МО для решения оптимизационных задач. Переобучение МО проводится ежемесячно. Для пользователей было создано веб-приложение, позволяющее производить настройки расчётов и визуализировать результаты МО. На данный момент данная модель активно применяется на производстве в виде специализированного программного про-

дукта и используется для повышения уровней добычи нефти путём точного прогнозирования требуемых технологических режимов добывающих и нагнетательных скважин. За время применения данного продукта получены реальные объёмы дополнительной добычи нефти и финансовые выгоды.

Закключение

В статье рассмотрены реальные примеры использования комплекса внутрискважинных датчиков, формирования архитектуры данных и прикладных решений на основе МО в Казахстане и за рубежом. Результаты работ, описанные в мировой научной литературе, позволяют оценить, насколько вариативными могут быть такие решения, и какой широкий спектр задач может быть охвачен при совместном использовании больших данных с систем учёта давления и алгоритмов ИИ. Системы внутрискважинного мониторинга доказали свою эффективность и становятся одним из обязательных конструктивных решений при эксплуатации скважин. Применение систем учёта и мониторинга давления в скважинах позволяет получить доступ к огромному массиву данных об энергетическом состоянии пластов в режиме реального времени. Эта информация даёт возможность оперативного контроля над разработкой месторождения с целью повышения качества и точности принимаемых решений.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Женис Д.К. – формулирование научной концепции, анализ архитектур обработки данных, подготовка текста статьи, координация работы соавторов; Касенов А.К. – технический обзор систем внутрискважинного мониторинга, структурирование раздела по архитектурам хранения данных, редактирование статьи; Ибраев А.Е. – сбор и анализ данных по применению машинного обучения, описание практических кейсов и алгоритмов МО, участие в написании раздела по CRMP-моделированию; Шаяхмет К.Н. – анализ казахстанского производственного опыта, адаптация результатов под отраслевые условия, участие в формировании выводов и заключения.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declares that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Dinmukhammed K. Zhenis – development of the scientific concept, analysis of data processing architectures, drafting of the manuscript, coordination of co-author contributions; Akzhan K. Kassenov – technical review of downhole monitoring systems, structuring of the data storage architecture section, manuscript editing; Aktan Ye. Ibrayev – data collection and analysis on machine learning applications, description of practical case studies and ML algorithms, contribution to the CRMP modeling section; Kaiyrgeldi N. Shayakhmet – analysis of Kazakhstan's operational experience, adaptation of results to industry-specific conditions, participation in the formulation of conclusions and recommendations.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mohamed H., Jakeman S., Al Azawi B., et al. Engineering Aspects in the Design and Implementation of Onshore Smart Oil Fields // Oil & Gas Fac. 2013. Vol. 2, Iss 05. P. 80–84. doi: [10.2118/161083-PA](https://doi.org/10.2118/161083-PA).
2. Marcuccio S., Flygare J., Konopczynski M. Application of Pressure-Monitoring Data in Land-Based Unconventionals // SPE/CUSUR Unconventional Resources Conference; October 20–22, 2015; Calgary, Alberta, Canada. Available from: <https://onepetro.org/SPEURCC/proceedings-abstract/15URC/15URC/D021S009R006/183658>.
3. Charalampous Ch., Jing Zh., Sorathia V., et al. Toward an Automatic Metadata Management Framework for Smart Oil Fields // SPE Econ & Mgmt. 2013. Vol. 5, Iss 01. P. 33–43. doi: [10.2118/153271-PA](https://doi.org/10.2118/153271-PA).
4. Nadal S., Jovanovic P., Bilalli B., Romero O. Operationalizing and automating Data Governance // Journal of Big Data. 2022. Vol. 9. [10.1186/s40537-022-00673-5](https://doi.org/10.1186/s40537-022-00673-5).
5. Yang X., Bello O., Yang L., et al. Intelligent Oilfield – Cloud Based Big Data Service in Upstream Oil and Gas // The International Petroleum Technology Conference; March 26–28, 2019; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/19IPTC/1-19IPTC/D011S002R001/154285>.
6. Müller A.C., Guido S. Introduction to Machine Learning with Python. Sebastopol : O'Reilly Media, Inc., 2016. 392 p.
7. Zangl G., Hannerer J. Data Mining: Applications in the Petroleum Industry. Katy, TX : Round Oak Publishing, 2003. 222 p.
8. Zheng Sh.-Y., Li X.G. Transient pressure analysis of 4D reservoir system response from permanent down hole gauges (PDG) for reservoir monitoring, testing and management // The Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; October 30 –November 1, 2007; Jakarta, Indonesia. Available from: <https://onepetro.org/SPEAOG/proceedings-abstract/07APOGCE/07APOGCE/SPE-109112-MS/142768>.
9. Tian Ch., Horne R.N. Applying Machine Learning Techniques to Interpret Flow Rate, Pressure and Temperature Data from Permanent Downhole Gauges // SPE Western Regional Meeting; April 27–30, 2015; Garden Grove, California, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/15WRM/15WRM/SPE-174034-MS/182820>.
10. Pan Yu., Ran B., Peng Zh., et al. An Effective Physics-Based Deep Learning Model for Enhancing Production Surveillance and Analysis in Unconventional Reservoirs // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference; July, 2019; Denver, Colorado, USA. Available from: <https://chooser.crossref.org/?doi=10.15530%2Furtec-2019-145>.
11. Silva V.C.D. Big Data Approach for Assessing Hydraulic Interference Between Wells in Not-Controlled Systems // The Offshore Technology Conference Brasil; October 29–31, 2019; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/19OTCB/1-19OTCB/D011S013R006/180771>.
12. Zhethuov Zh.T., Shayakhmet K.N., Karsybayev K.K., et al. Application of proxy models for oil reservoirs performance prediction // Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2022. Vol. 4, N. 2. P. 47–56. doi: [10.54859/kjogi108021](https://doi.org/10.54859/kjogi108021).
13. Albertoni A., Lake L.W. Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods // SPE Reserv. Eval. Eng. 2003. Vol. 6, Iss 01. P. 6–16. doi: <https://doi.org/10.2118/83381-PA>.

REFERENCES

1. Mohamed H., Jakeman S., Al Azawi B., et al. Engineering Aspects in the Design and Implementation of Onshore Smart Oil Fields. *Oil & Gas Fac.* 2013;2(05):80–84. doi: [10.2118/161083-PA](https://doi.org/10.2118/161083-PA).
2. Marcuccio S., Flygare J., Konopczynski M. Application of Pressure-Monitoring Data in Land-Based Unconventionals. SPE/CUSUR Unconventional Resources Conference; 2015 Oct 20–22, 2015; Calgary, Alberta, Canada. Available from: <https://onepetro.org/SPEURCC/proceedings-abstract/15URC/15URC/D021S009R006/183658>.
3. Charalampous C, Jing Z, Sorathia V, et al. Toward an Automatic Metadata Management Framework for Smart Oil Fields. *SPE Econ & Mgmt.* 2013;5(01):33–43. doi: <https://doi.org/10.2118/153271-PA>.
4. Nadal S, Jovanovic P, Bilalli B, Romero O. Operationalizing and automating Data Governance. *Journal of Big Data.* 2022;9:117. [10.1186/s40537-022-00673-5](https://doi.org/10.1186/s40537-022-00673-5).
5. Yang X, Bello O, Yang L, et al. Intelligent Oilfield – Cloud Based Big Data Service in Upstream Oil and Gas. The International Petroleum Technology Conference; 2019 March 26–28; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/19IPTC/1-19IPTC/D011S002R001/154285>.
6. Müller AC, Guido S. *Introduction to Machine Learning with Python*. Sebastopol: O'Reilly Media, Inc.; 2016. 392 p.
7. Zangl G, Hannerer J. *Data Mining: Applications in the Petroleum Industry*. Katy, TX: Round Oak Publishing; 2003. 222 p.
8. Zheng S-Y, Li XG. Transient pressure analysis of 4D reservoir system response from permanent down hole gauges (PDG) for reservoir monitoring, testing and management. The Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; 2007 Oct 30 – Nov 1, 2007; Jakarta, Indonesia. Available from: <https://onepetro.org/SPEAOG/proceedings-abstract/07APOGCE/07APOGCE/SPE-109112-MS/142768>.
9. Tian C, Horne RN. Applying Machine Learning Techniques to Interpret Flow Rate, Pressure and Temperature Data from Permanent Downhole Gauges // SPE Western Regional Meeting; 2015 Apr 27–30; Garden Grove, California, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/15WRM/15WRM/SPE-174034-MS/182820>.
10. Pan Y, Ran B, Peng Z, et al. An Effective Physics-Based Deep Learning Model for Enhancing Production Surveillance and Analysis in Unconventional Reservoirs. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference; 2019 July; Denver, Colorado, USA. Available from: <https://chooser.crossref.org/?doi=10.15530%2Furtec-2019-145>.
11. Silva VCD. Big Data Approach for Assessing Hydraulic Interference Between Wells in Not-Controlled Systems. The Offshore Technology Conference Brasil; 2019 Oct 29–31; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/19OTCB/1-19OTCB/D011S013R006/180771>.
12. Zhethuov ZT, Shayakhmet KN, Karsybayev KK, et al. Application of proxy models for oil reservoirs performance prediction. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2022;4(2):47–56. doi: [10.54859/kjogi108021](https://doi.org/10.54859/kjogi108021).
13. Albertoni A, Lake LW. Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2003;6(01):6–16. doi: <https://doi.org/10.2118/83381-PA>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Женис Динмухаммед Канатулы**ORCID [0009-0003-4934-7347](https://orcid.org/0009-0003-4934-7347)e-mail: dimashzhenis.pe@gmail.com.**Касенов Акжан Кайнуллаевич**

PhD, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-1007-1481](https://orcid.org/0000-0002-1007-1481)e-mail: a.kasenov@kbtu.kz.**Ибраев Актан Ермакович**ORCID [0009-0005-1731-7092](https://orcid.org/0009-0005-1731-7092)e-mail: ak.ibrayev@kmge.kz.**Шаяхмет Кайыргельди Нурланулы**ORCID [0000-0001-9269-4545](https://orcid.org/0000-0001-9269-4545)e-mail: kairegeldi.shayakhmet@byteallenergy.com.**AUTHORS' INFO*****Dinmukhammed K. Zhenis**ORCID [0009-0003-4934-7347](https://orcid.org/0009-0003-4934-7347)e-mail: dimashzhenis.pe@gmail.com.**Akzhan K. Kassenov**

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0002-1007-1481](https://orcid.org/0000-0002-1007-1481)e-mail: a.kasenov@kbtu.kz.**Aktan Ye. Ibrayev**ORCID [0009-0005-1731-7092](https://orcid.org/0009-0005-1731-7092)e-mail: ak.ibrayev@kmge.kz.**Kaiyrgeldi N. Shayakhmet**ORCID [0000-0001-9269-4545](https://orcid.org/0000-0001-9269-4545)e-mail: kairegeldi.shayakhmet@byteallenergy.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 004.6, 004.85

МРНТИ 28.23.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108784>

Получена: 27.09.2024.

Одобрена: 14.05.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Датасет для автоматической сегментации средств индивидуальной защиты и инструментов, применяемых при подземном и капитальном ремонте нефтяных скважин

А.Н. Алимова¹, Ғ.С. Әбдіманап^{1,2}, К.А. Бостанбеков¹, Б. Курметбек¹,

Т.Т. Болтайханова¹, Д.Б. Нурсеитов^{1,2}

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²КазННТУ им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. При работе на опасных производственных объектах работники обязаны носить средства индивидуальной защиты (далее – СИЗ) и соблюдать меры техники безопасности. Для предотвращения инцидентов, снижения негативного воздействия на работников и повышения уровня производственной безопасности необходим мониторинг с использованием методов компьютерного зрения и автоматизированное оповещение об опасных ситуациях. Данные методы позволяют контролировать соблюдение норм и минимизировать влияние человеческого фактора, но их эффективность зависит от наличия качественных данных, что подчёркивает необходимость создания специализированных датасетов. В статье представлен датасет для автоматической сегментации СИЗ и инструментов, используемых при опасных технологических операциях, а также во время подземного и капитального ремонта скважин. Датасет разработан с учётом реальных условий производства.

Цель. Создание и обучение датасета для сегментации СИЗ и инструментов с использованием методов компьютерного зрения для автоматического обнаружения опасных условий и повышения безопасности на производственных площадках.

Материалы и методы. Для формирования датасета были собраны видеоматериалы с месторождения Жетыбай от бригады капитального ремонта скважин. Разметка данных выполнялась с помощью инструмента CVAT, а сегментация была ускорена с использованием модели Segment Anything Model. Для обучения использовалась модель нейросети YOLOv8.

Результаты. Созданный датасет охватывает 16 классов, включая как СИЗ (каска, очки, жакет, перчатки, штаны, ботинки), так и их отсутствие (негативные классы), а также ключевые производственные элементы: технологические трубы, гидравлический ключ, элеватор и человек. Данный датасет применяется в обучении моделей компьютерного зрения. В результате модели, обученные с использованием данного набора, показали стабильную работу в условиях реального производственного фона.

Заключение. Созданный датасет и модель являются важным шагом в разработке систем мониторинга безопасности на производственных площадках. Такие системы способны в реальном времени отслеживать использование СИЗ, фиксировать нарушения и формировать отчётность по безопасности. В дальнейшем датасет может быть адаптирован под другие производственные условия, расширен за счёт новых классов и интегрирован в более крупные платформы управления промышленной безопасностью.

Ключевые слова: производственная безопасность, средства индивидуальной защиты, компьютерное зрение, нейросеть YOLOv8, датасет.

Как цитировать:

Алимова А.Н., Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков К.А., Курметбек Б., Болтайханова Т.Т., Нурсеитов Д.Б. Датасет для автоматической сегментации средств индивидуальной защиты и инструментов, применяемых при подземном и капитальном ремонте нефтяных скважин // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 73–83. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108784>.

UDC 004.6, 004.85

CSCSTI 28.23.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108784>

Received: 27.09.2024.

Accepted: 14.05.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

A Computer Vision Dataset for Personal Protective Equipment and Tool Segmentation in Oil Well Workovers

Anel N. Alimova¹, Galymzhan S. Abdimanap^{1,2}, Kairat A. Bostanbekov¹,
Bekbolat Kurmetbek¹, Tomiris T. Boltaykhanova¹, Daniyar B. Nurseitov^{1,2}

¹KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

²Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Employees working in hazardous industrial environments are required to wear personal protective equipment (PPE) and follow established safety procedures. Preventing incidents, minimizing risks to workers, and improving overall safety require continuous monitoring through computer vision techniques and automated alerts for hazardous conditions. These technologies help ensure compliance with safety standards and reduce the influence of human error. However, these systems are only as effective as the data they rely on. This underscores the importance of developing dedicated, high-quality annotated datasets. This work introduces a new dataset for segmenting PPE and tools in hazardous oilfield operations, including underground and major well workovers. The dataset was created based on real-world production environments.

Aim: Creating and training a dataset to segment PPE and tools using computer vision methods, enabling the automatic detection of hazardous conditions and contributing to improved safety at industrial sites.

Materials and methods: The dataset was constructed using video footage collected from a well workover crew at the Zhetybai oilfield. Annotation was carried out in CVAT, while segmentation was accelerated using the Segment Anything Model. The annotated data was then used to train a neural network based on the YOLOv8 architecture.

Results: The resulting dataset consists of 16 classes. It includes personal protective equipment (helmet, glasses, jacket, gloves, trousers, and boots) as well as their absence, represented by negative classes. It also covers key production elements such as casing pipes, a hydraulic wrench, an elevator, and personnel. The dataset is used to train computer vision models. Models trained on this dataset have demonstrated stable performance under real-world industrial conditions.

Conclusion: The dataset and model developed in this work mark a step toward building real-time safety monitoring systems for industrial settings. These systems can detect whether PPE is used properly, flag safety violations, and generate reports. The dataset can be adapted to other environments, extended with new classes, and integrated into larger safety management platforms.

Keywords: industrial safety; personal protective equipment; computer vision; YOLOv8 neural network; dataset.

To cite this article:

Alimova AN, Abdimanap GC, Bostanbekov KA, Kurmetbek B, Boltaykhanova TT, Nurseitov DB. A Computer Vision Dataset for Personal Protective Equipment and Tool Segmentation in Oil Well Workovers. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):73–83. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108784>.

ӨОЖ 004.6, 004.85

ҒТАХР 28.23.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108784>

Қабылданды: 27.09.2024.

Мақұлданды: 14.05.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай ұңғымаларын жерасты және күрделі жөндеу кезінде қолданылатын жеке қорғаныс құралдары мен құрал-саймандарын автоматты түрде сегменттеуге арналған датасет

Ө.Н. Әлімова¹, Ғ.С. Әбдіманап^{1,2}, Қ.А. Бостанбеков¹, Б. Құрметбек¹,
Т.Т. Болтайханова¹, Д.Б. Нұрсейітов^{1,2}

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

²Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қауіпті өндірістік объектілерде жұмыс істеген кезде қызметкерлер жеке қорғаныс құралдарын (бұдан әрі – ЖҚҚ) киіп жүруге және қауіпсіздік шараларын сақтауға міндетті. Инциденттердің алдын алу, қызметкерлерге теріс әсерді азайту және өндірістік қауіпсіздік деңгейін арттыру үшін компьютерлік көру әдістерін қолдана отырып, мониторинг жүргізу және қауіпті жағдайлар туралы автоматтандырылған хабарландыру беру қажет. Аталған әдістер нормалардың сақталуын бақылауға және адам факторының әсерін азайтуға мүмкіндік береді, бірақ олардың тиімділігі сапалы деректердің болуына байланысты, бұл мамандандырылған датасет құру қажеттілігін көрсетеді. Мақалада қауіпті технологиялық операцияларда, сондай-ақ ұңғымаларды жерасты және күрделі жөндеу кезінде қолданылатын ЖҚҚ мен құрал-саймандарды автоматты түрде сегментациялауға арналған датасет берілген. Датасет нақты өндіріс жағдайларын ескере отырып жасалған.

Мақсаты. Қауіпті жағдайларды автоматты түрде анықтау және өндіріс орындарындағы қауіпсіздікті арттыру үшін компьютерлік көру әдістерін қолдана отырып, ЖҚҚ мен құрал-саймандарды сегменттеу үшін датасет құру және оқыту.

Материалдар мен әдістер. Датасетті қалыптастыру үшін Жетібай кен орнындағы ұңғымаларды күрделі жөндеу бригадасынан бейнематериалдар жиналды. Деректерді белгілеу CVAT құралының көмегімен жүзеге асырылды және сегментация Segment Anything Model арқылы жеделдетілді. Оқыту үшін YOLOV8 нейрондық желісінің моделі қолданылды.

Нәтижелері. Құрылған датасет жинағы 16 классты қамтиды, соның ішінде жеке қорғаныс құралдары ЖҚҚ (дулыға, көзілдірік, күртеше, қолғап, шалбар, етік) және олардың болмауы (теріс класстар), сондай-ақ негізгі өндірістік элементтері: технологиялық құбырлар, гидравликалық кілт, элеватор және адам бар. Аталған датасет компьютерлік көру модельдерін оқытуда қолданылады. Нәтижесінде, осы жиынтықты қолдана отырып, дайындалған модельдер нақты өндіріс жағдайында тұрақты жұмыс жүйесін көрсетті.

Қорытынды. Құрылған датасет пен модель өндіріс орындарында қауіпсіздікті бақылау жүйелерін дамытудағы маңызды қадам болып табылады. Мұндай жүйелер нақты уақыт режимінде ЖҚҚ пайдалануды бақылауға, қауіпсіздікті бұзу жағдайларын тіркеуге және қауіпсіздік туралы есеп беруге қабілетті. Болашақта датасет басқа өндірістік жағдайларға бейімделіп, жаңа класстар есебімен кеңейтіліп, өнеркәсіптік қауіпсіздікті басқарудың үлкен платформаларына біріктірілуі мүмкін.

Негізгі сөздер: өндірістік қауіпсіздік, жеке қорғаныс құралдары, компьютерлік көру, YOLOv8 нейрондық желісі, датасет.

Дәйексөз келтіру үшін:

Әлімова Ө.Н., Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков Қ.А., Құрметбек Б., Болтайханова Т.Т., Нұрсейітов Д.Б. Мұнай ұңғымаларын жерасты және күрделі жөндеу кезінде қолданылатын жеке қорғаныс құралдары мен құрал-саймандарын автоматты түрде сегменттеуге арналған датасет. 2025. 7 том, №2. 73–83 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108784>.

Введение

В условиях современной промышленности вопросы обеспечения производственной безопасности приобретают всё более важное значение, требуя постоянного внимания и внедрения инновационных решений. Одним из ключевых аспектов повышения уровня безопасности труда и предотвращения производственных инцидентов является использование современных технологий, таких как анализ изображений (методы компьютерного зрения) и методы машинного обучения.

Методы компьютерного зрения, основанные на анализе изображений и видеоданных, сталкиваются с рядом технических и методологических трудностей. В условиях реальных производственных площадок изображения часто характеризуются значительным уровнем шума, сложными фоновыми элементами и переменными условиями освещения, что существенно осложняет автоматическое распознавание и классификацию таких объектов, как средства индивидуальной защиты СИЗ, инструменты, оборудование и т.д. Более того, существующие алгоритмы, как правило, требуют больших объёмов высококачественно размеченных данных для обучения, и их способность адаптироваться к различным производственным сценариям остаётся ограниченной.

Одной из ключевых проблем является нехватка качественных и разнообразных данных, которые адекватно отражали бы реальные условия на производственных площадках. Без таких данных затруднительно создавать надёжные алгоритмы, способные эффективно функционировать в широком диапазоне ситуаций. Это ограничивает возможности автоматизации мониторинга и раннего предупреждения о потенциальных опасностях, что, в свою очередь, снижает общую эффективность систем безопасности. Таким образом, существует необходимость в разработке специализированных датасетов, охватывающих различные производственные сценарии и содержащих высококачественные аннотации.

Датасет, представленный в данной статье, служит ценным ресурсом для разработки и тестирования алгоритмов компьютерного зрения, направленных на автоматическое обнаружение потенциально опасных условий и предотвращение несчастных случаев на рабочем месте. Описаны методика сбора данных, особенности создания датасета, а также приведены примеры возможных применений и результаты анализа. Датасет охватывает различные сценарии и ситуации на производственных площадках, что делает его уникальным инструментом для выявления потенциальных опасностей, обучения персонала и разработки эффективных стратегий управления рисками. Вместе с тем предложенный датасет представляет собой лишь начальный шаг в разработке более точных и эффективных си-

стем мониторинга и предотвращения несчастных случаев на производстве. Полученные результаты могут стать основой для создания новых методов и технологий, способствующих повышению безопасности и защиты работников на производственных площадках.

Существующие методы обнаружения СИЗ и инструментов в производственной среде можно условно разделить на методы, основанные на датчиках, и методы, основанные на компьютерном зрении. Методы, использующие датчики, часто применяют технологии позиционирования для мониторинга перемещений работников и контроля использования СИЗ. Kelm A. и др. [1] разработали мобильный портал радиочастотной идентификации (далее – RFID, *англ.* Radio Frequency Identification) для автоматизированного контроля соблюдения правил ношения СИЗ. При прохождении работников, оснащённых RFID-метками на СИЗ, через контрольные точки система автоматически регистрирует информацию о соблюдении норм безопасности. Zhang H. и др. [2] интегрировали технологию RFID с интернетом вещей (далее – IoT, *англ.* Internet of Things), позволяя передавать данные в облако, где они доступны через веб- и мобильные приложения. Однако данный подход требует от работников ношения дополнительных устройств для передачи и получения данных. Сенсорные методы обнаружения шлемов основаны на специализированном оборудовании, которое не подвержено влиянию внешних факторов, таких как погода или освещение. Эти методы обеспечивают стабильную работу и могут применяться на большинстве строительных площадок. Однако подходы, основанные на использовании датчиков, требуют значительных инвестиций в покупку, установку и обслуживание оборудования.

В последние годы активно развиваются исследования по применению методов машинного обучения и компьютерного зрения для повышения безопасности труда на производстве. В этой области создаются специализированные датасеты, содержащие изображения средств индивидуальной защиты. Например, Wang Z. и др. [3] представили набор данных, включающий 1330 изображений и 9209 объектов, относящихся к 6 классам, в то время как Wu J. и др. [4] создали датасет, содержащий 3174 изображения СИЗ, где преобладает класс касок, включающий 18893 объекта. Vukicevic A.M. и др. исследовали [5] применили набор данных, состоящий из изображений, взятых из интернета, и общедоступных датасетов СИЗ. Многие из существующих датасетов включают изображения касок, жилетов и людей, что зачастую является недостаточным для полноценного анализа. В отличие от них, в представленном нами датасете содержится 16 классов, которые отражают реальные производственные условия.

Материалы и методы

Сбор и обработка данных

Для формирования датасета были использованы видеоматериалы, полученные на месторождении Жетыбай от бригады капитального ремонта скважин в количестве 300 файлов. Эти видеофайлы подверглись тщательному ручному анализу, в результате которого был отобран 91 файл, соответствующий следующим критериям качества: отсутствие чёрного экрана, достаточное освещение, корректный ракурс камеры, наличие активности на сцене и минимальный уровень зашумленности кадров. Для преобразования видеоматериалов в изображения и по-

следующей систематизации данных были созданы соответствующие папки (рис. 1). Разметка данных осуществлялась с использованием инструмента CVAT [6] от компании CVAT.AI (рис. 2), который был установлен на локальном сервере для повышения удобства и эффективности процесса.

Для ускорения процесса разметки объектов на изображениях в инструмент CVAT [6] была интегрирована универсальная модель предварительной сегментации объектов – Segment Anything Model (далее – SAM) от компании META. Это решение позволило автоматически выделять объекты на изображениях, что значительно упростило и ускорило процесс разметки.

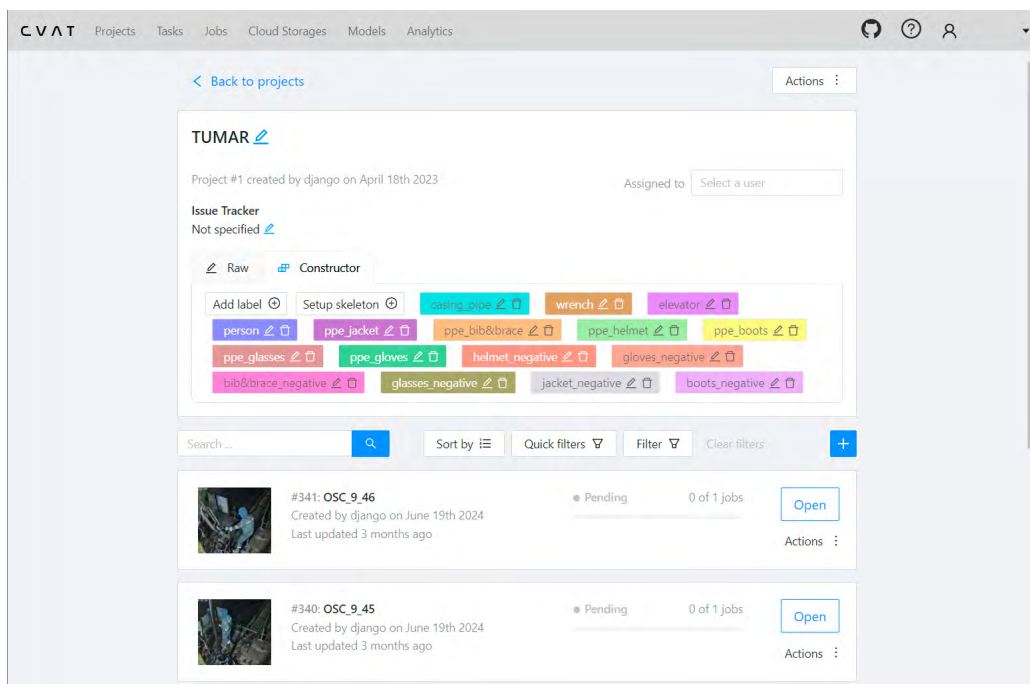


Рисунок 1. Инструментарий по разметке CVAT. Систематизация данных
Figure 1. CVAT annotation interface. Dataset class structure and label setup

Изначально была вручную размечена первая партия изображений, полученных из 10 видео, после чего эти данные использовались для обучения модели YOLOv8 [7]. В дальнейшем изображения проходили предварительную обработку через обученную модель перед загрузкой в CVAT [6] для разметки. Такой подход позволил оптимизировать трудозатраты на разметку данных и повысить эффективность процесса создания и анализа датасета.

В процессе разметки были выделены 16 классов: технологические трубы, гидравлический ключ, элеватор, человек, каска, очки, жакет, перчатки, штаны, ботинки, а также негативные классы СИЗ: каска-негатив, очки-негатив, жа-

кет-негатив, перчатки-негатив, штаны-негатив, ботинки-негатив. Негативные классы предназначены для случаев, когда работник не использует специальную защитную одежду, а надевает обычную одежду.

В табл. 1 приведены данные, отражающие распределение различных объектов по 16 классам. Описание классов, выделенных в процессе разметки датасета с указанием количества объектов, следующее:

1) Технологические трубы – это трубы, используемые для подъема нефти и газа на поверхность и эксплуатации скважин. Служат для спуска и подъема насосного оборудования и транспортировки флюидов в процессе добычи;

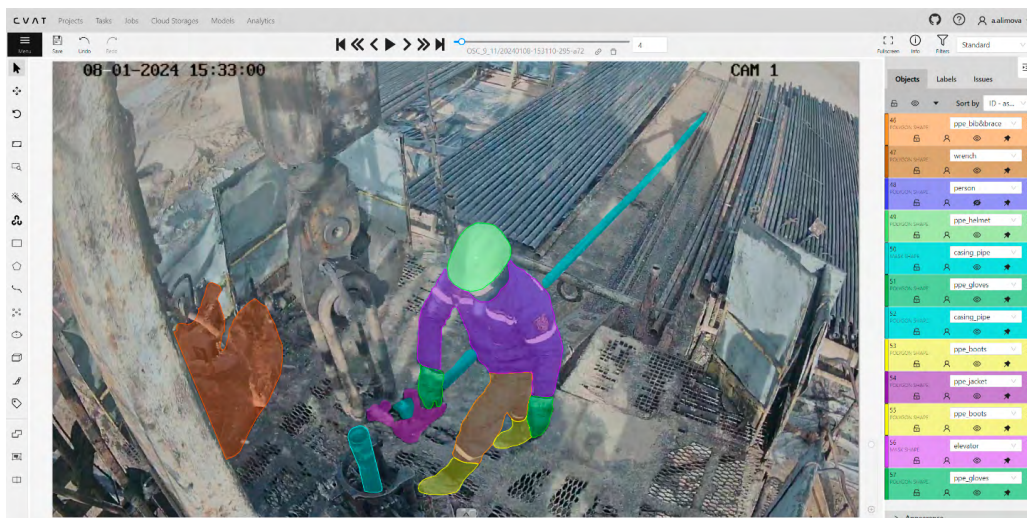


Рисунок 2. Инструментарий по разметке CVAT
Figure 2. CVAT annotation interface

2) Гидравлический ключ – это инструмент, используемый в нефтегазовой промышленности для затягивания и откручивания резьбовых соединений труб при бурении и ремонте скважин. Работает на основе гидравлического привода, что обеспечивает высокую точность и силу при работе с трубами;

3) Элеватор – это подъёмное устройство, используемое для захвата, подъёма и спуска труб, колонн или других элементов при бурении и ремонте скважин. Обеспечивает надёжное крепление труб и безопасность операций на буровой площадке;

4) Человек – работник, выполняющий различные операции на месторождении, включая монтаж, обслуживание оборудования, ремонт оборудования и другие технические задачи;

5) Каска – СИЗ, предназначенное для защиты головы работников от травм. Является обязательным элементом защитной экипировки на производстве;

6) Жакет – специальная защитная куртка, являющаяся частью СИЗ и обеспечивающая защиту верхней части тела от внешних воздействий;

7) Штаны – специальные защитные брюки, часть СИЗ, защищающие нижнюю часть тела от механических травм, грязи и химикатов;

8) Очки – защитные очки, используемые для защиты глаз работников от пыли, химических веществ, осколков и других опасностей;

9) Перчатки – защитные перчатки, используемые для защиты рук работников от механических, химических и термических повреждений;

10) Ботинки – защитная обувь, предназначенная для защиты ног работников от производственных рисков, таких как падение тяжёлых предметов и острые поверхности;

11) Каска-негатив – негативный класс, обозначающий случай, когда работник не носит каску, что противоречит требованиям безопасности;

12) Жакет-негатив – негативный класс, фиксирующий ситуации, когда работник не носит защитный жакет, что может представлять риск;

13) Штаны-негатив – негативный класс, указывающий на ситуации, когда работник не носит защитные штаны, что может угрожать безопасности;

14) Очки-негатив – негативный класс, обозначающий отсутствие защитных очков;

15) Перчатки-негатив – негативный класс, обозначающий случаи, когда работник не использует защитные перчатки в ситуациях, требующих их ношения;

16) Ботинки-негатив – негативный класс, указывающий на отсутствие защитной обуви у работников в ситуациях, где её ношение требуется по стандартам безопасности.

Этот набор классов и их количественное распределение охватывают различные аспекты производственной деятельности и соблюдения требований безопасности, что способствует разработке более точных алгоритмов анализа и контроля на производственных площадках. Датасет включает данные, собранные в различных временных промежутках и при разных метеорологических условиях, что значительно повышает его информационную ценность. Количество объектов в датасете составляет 89902 ед., сделанных в дневное время, и 80988 ед., зафиксированных в ночных условиях. На рис. 3 представлено визуальное распределение объектов по классам.

Небольшое количество объектов негативных классов объясняется тем, что видеоматериалы были собраны в условиях, где соблюдаются строгие стандарты безопасности.

Таблица 1. Распределение классов в датасете
Table 1. Class distribution in the dataset

Наименование классов Name of classes	Количество объектов Number of objects
Технологические трубы / Casing_pipe	41 370
Гидроключ / Wrench	11 466
Элеватор / Elevator	2 553
Человек / Person	20 299
Каска / PPE_helmet	15 329
Жакет / PPE_jacket	17 858
Штаны / PPE_bib&brace	15 798
Очки / PPE_glasses	261
Перчатки / PPE_gloves	20 701
Ботинки / PPE_boots	24 211
Отсутствие каски / Helmet_negative	59
Отсутствие жакета / Jacket_negative	545
Отсутствие штанов / Bib&brace_negative	115
Отсутствие очков / Glasses_negative	185
Отсутствие перчаток / Gloves_negative	34
Отсутствие ботинок / Boots_negative	106
Итого / TOTAL	170 890

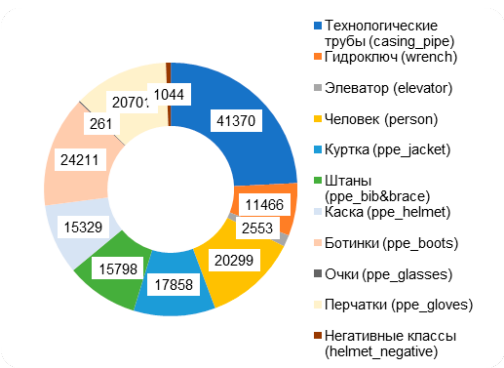


Рисунок 3. Визуальное распределение классов в датасете
Figure 3. Visual distribution of dataset classes

Устье месторождения обычно имеет ограниченное число работников и минимальный набор оборудования, необходимого для выполнения операций. В таких условиях вероятность появления нарушений, таких как отсутствие каски или куртки, минимальна, поскольку работники обязаны строго соблюдать требования по ношению СИЗ.

Анализ статистических данных позволяет выявить разнообразие операций и оборудования, присутствующих на устье месторождения, и подчёркивает важность соблюдения стандартов безопасности и использования соответствующих защитных средств работниками в различных рабочих процессах.

Предложенный датасет предоставляет возможность разрабатывать алгоритмы для анализа соблюдения работниками требований по ношению СИЗ, а также для опреде-

ления текущих рабочих процессов на основе распознавания таких инструментов, как трубы, гидравлический ключ и элеватор. Кроме того, он может быть использован для выявления потенциально опасных ситуаций на производственных площадках и отслеживания числа опущенных или поднятых труб.

Модель сегментации объектов

Сегментация объектов – это метод компьютерного зрения, объединяющий преимущества обнаружения объектов и семантической сегментации [8]. В отличие от других алгоритмов, таких как детекция объектов или классификация изображений, сегментация объектов (экземпляров) направлена на идентификацию каждого отдельного экземпляра на изображении, присваивая каждому пикселю уникальную метку, соответствующую конкретному объекту. Bai M. и др. [9] применили полносвязные свёрточные сети (FCN, *англ.* Fully Connected Networks) для моделирования энергии преобразования водораздела, что позволило разделить изображение на несколько областей с использованием энергетической сегментации. Gao N. и др. [10] предложили метод сегментации объектов без использования региональных предложений. Вместо этого их подход основан на вычислении аффинности между пикселями, определяя вероятность того, что два пикселя принадлежат одному объекту. Это позволяет сегментировать объекты на изображении за один проход без предварительного выделения областей.

В работе Dai J. и др. [11] показана модель сегментации экземпляров, основанная на каскадной структуре общих свёрточных признаков. Эта модель разбивает процесс сегментации на три подзадачи, что позволяет улучшить точность сегментации. He K. и др. [12] представили Mask R-CNN (*англ.* Region-Based Convolutional Neural Network – регионально ориентированная свёрточная нейронная сеть), которая осуществляет сегментацию экземпляров путём добавления параллельного выхода маски через расширение для Faster R-CNN. В данной работе используется модель YOLOv8 [7], являющаяся усовершенствованной версией оригинального алгоритма YOLO (*англ.* You only look once – «Стоит только раз взглянуть») [8].

Одной из причин выбора YOLOv8 является её способность выполнять детектирование объектов в режиме реального времени. Архитектура YOLO изначально была разработана для оптимального баланса между скоростью и точностью, что делает её идеальной для приложений с минимальными задержками, таких как видеонаблюдение, автономные транспортные системы и промышленные решения. В сравнении с методами, такими как Faster R-CNN, YOLOv8 обеспечивает существенно более высокую скорость без значительных потерь в точности.

YOLOv8 включает архитектурные улучшения, такие как адаптивное усиление признаков (adaptive feature fusion) и оптимизированная передача информации (improved feature propagation). Эти нововведения повышают точность обнаружения объектов по сравнению с предыдущими версиями и конкурентными моделями, обеспечивая лучшую производительность в сложных условиях, например, при наличии шумных фонов или малых объектов.

Также YOLOv8 отличается компактностью и может быть эффективно развернута на устройствах с ограниченными вычислительными ресурсами, что особенно важно для промышленных или полевых систем. Более того, YOLOv8 поддерживает не только детектирование, но и сегментацию и классификацию объектов, что делает её универсальной и удобной для многоцелевых задач.

Таким образом, YOLOv8 была выбрана как основная модель для выполнения задач детектирования в данном исследовании благодаря её высокой производительности в реальном времени, точности, гибкости настройки и активной поддержке разработчиков, что делает её оптимальным решением для широкого спектра задач в компьютерном зрении.

Результаты и обсуждение

Для обучения искусственной нейронной сети исходный датасет был разделён на несколько

подмножеств, чтобы обеспечить максимально эффективное использование его потенциала. Первоначальный набор данных включал 12928 изображений, из которых 10342 были выделены для обучения, а оставшиеся 2 586 – для тестирования и валидации.

Процесс обучения модели включал 300 эпох – полных проходов по обучающему датасету, что обеспечило достаточное количество итераций для адаптации модели к разнообразным условиям среды. Анализ матрицы ошибок, отражающей доли истинных и ложных предсказаний, показал, что модель успешно справляется с задачей классификации. Средняя точность модели составила 86% (рис. 4), что свидетельствует о высокой способности к корректному распознаванию объектов на изображениях.

Для более обобщённой оценки точности и полноты использовалась метрика F-мера, или F1-оценка. На рис. 5 показана зависимость F1 от уровня уверенности модели по ограничивающим прямоугольникам: значение F1 достигает 84% при уровне уверенности 0,271. Аналогично, на рис. 6 представлена зависимость F1 от уровня уверенности модели для сегментации объектов, где F1-оценка составляет 77% при уровне уверенности 0,268. Эти результаты демонстрируют высокую адаптивность и точность модели в различных условиях и типах предсказаний.

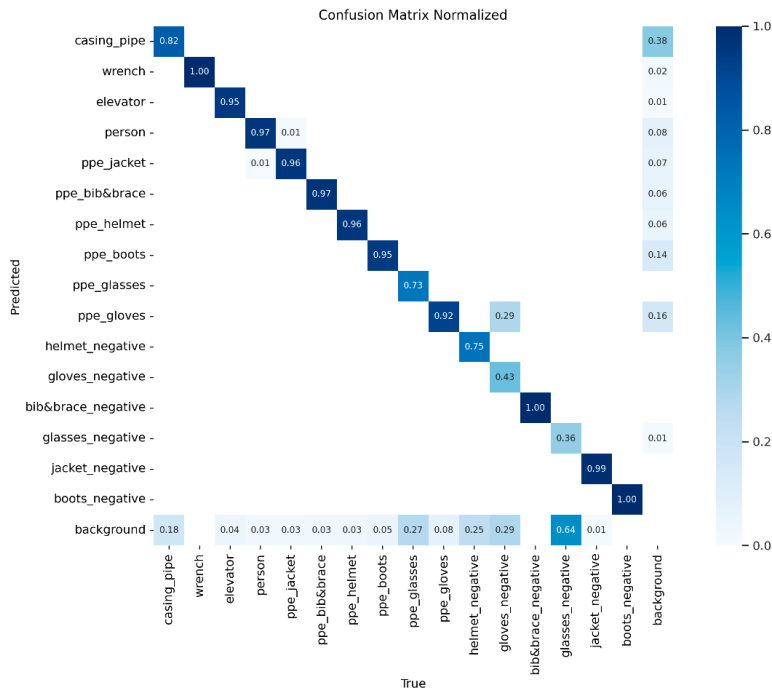


Рисунок 4. Матрица ошибок
Figure 4. Normalized confusion matrix

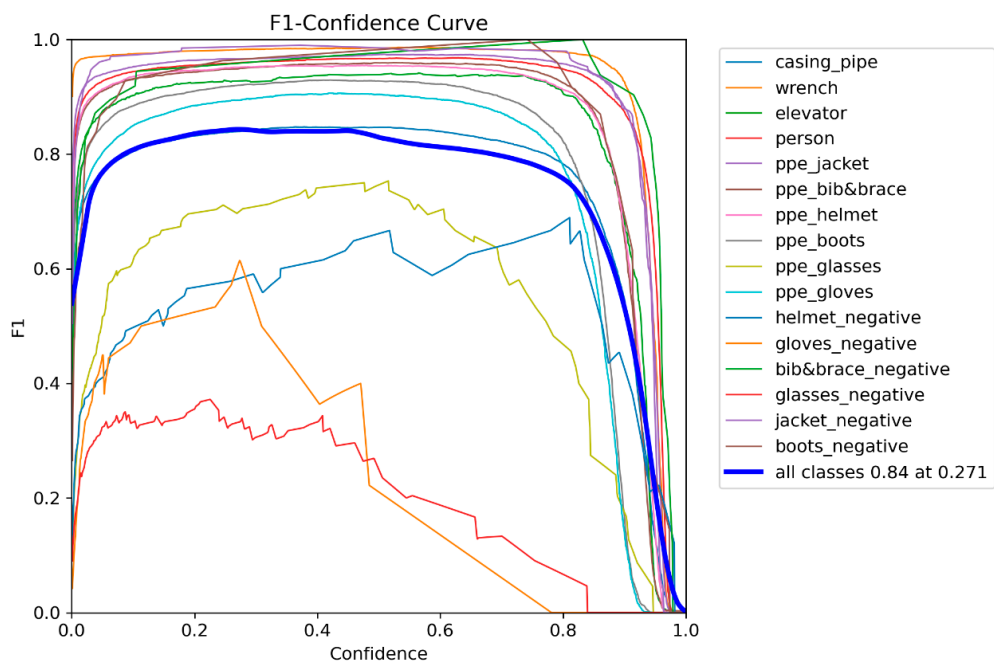


Рисунок 5. Кривая F1 – Уверенность по ограничивающим прямоугольникам
Figure 5. F1 – Confidence curve for bounding boxes

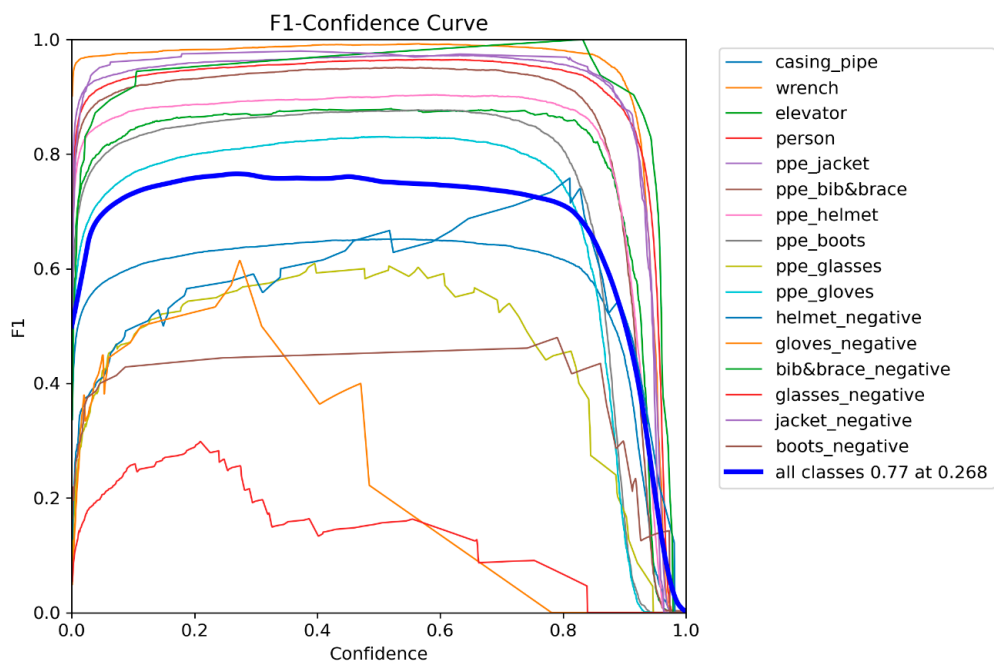


Рисунок 6. Кривая F1 – Уверенность по сегментации экземпляров
Figure 6. F1 – Confidence curve for instance segmentation

Заключение

Созданный датасет для автоматической сегментации СИЗ и инструментов на производственных площадках является ключевым шагом в разработке и тестировании алгоритмов компьютерного зрения. Датасет охватывает 16 классов объектов, что позволяет проводить анализ различных производственных сценариев и условий.

Проведённое обучение модели на основе YOLOv8 показало высокие результаты. Средняя точность предсказаний составила 86%, что подтверждает способность модели эффективно

распознавать объекты и классы на изображениях. Модель продемонстрировала способность к анализу и прогнозированию наличия СИЗ и инструментов на производственных площадках. Это важно для разработки систем автоматического мониторинга и контроля безопасности на рабочих местах.

Полученные результаты показывают, что разработанный датасет и обученная модель могут быть основой для создания новых методов и технологий в области компьютерного зрения, направленных на улучшение производственной безопасности.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Алимova А.Н. – разметка датасета и написание статьи; Әбдіманap Ф.С. – сбор, разметка датасета и обучение модели; Бостанбеков К.А. – обучение модели; Курметбек Б., Болтайханова Т.Т. – разметка датасета; Нурсеитов Д.Б. – концепция исследования, разметка датасета и общая редакция статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Anel N. Alimova – dataset annotation and article writing; Galymzhan S. Abdimanap – data collection, dataset annotation, and model training; Kairat A. Bostanbekov – model training; Bekbolat Kurmetbek, Tomiris T. Boltaykhanova – dataset annotation; Daniyar B. Nurseitov – research concept, dataset annotation, and overall article editing.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kelm A., Laußat L., Meins-Becker A., et al. Mobile passive Radio Frequency Identification (RFID) portal for automated and rapid control of Personal Protective Equipment (PPE) on construction sites // *Automation in Construction*. 2013. Vol. 36. P. 38–52. doi: [10.1016/j.autcon.2013.08.009](https://doi.org/10.1016/j.autcon.2013.08.009).
2. Zhang H., Yan X., Li H., et al. Real-time alarming, monitoring, and locating for non-hard-hat use in construction // *Journal of Construction Engineering and Management*. 2019. Vol. 145. P. 1–13. doi: [10.1061/\(asce\)co.1943-7862.0001629](https://doi.org/10.1061/(asce)co.1943-7862.0001629).
3. Wang Z., Wu Y., Yang L., et al. Fast personal protective equipment detection for real construction sites using deep learning approaches // *Sensors*. 2021. Vol. 21, N 10. doi: [10.3390/s21103478](https://doi.org/10.3390/s21103478).
4. Wu J., Cai N., Chen W., et al. Automatic detection of hardhats worn by construction personnel: A deep learning approach and benchmark dataset // *Automation in Construction*. 2019. Vol. 106. doi: [10.1016/j.autcon.2019.102894](https://doi.org/10.1016/j.autcon.2019.102894).
5. Vukicevic A.M., Djapan M., Isailovic V., et al. Generic compliance of industrial PPE by using deep learning techniques // *Safety Science*. 2022. Vol. 148. doi: [10.1016/j.ssci.2021.105646](https://doi.org/10.1016/j.ssci.2021.105646).
6. zenodo.org [интернет]. OpenCV/Cvat: v1.1.0. 2020. Zenodo. Дата обращения: 26.05.2024. Доступ по ссылке: <https://doi.org/10.5281/zenodo.4009388>.
7. github.com [интернет]. Ultralytics. Дата обращения: 26.05.2024. Доступ по ссылке: <https://github.com/ultralytics/ultralytics>.
8. Redmon J., Divvala S., Girshick R., Farhadi A. You only look once: unified, real-time object detection // *IEEE Conference on computer vision and pattern recognition*; June 27–30, 2016; Las Vegas, NV, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7780460>.
9. Bai M., Urtasun R. Deep watershed transform for instance segmentation // *IEEE Conference on computer vision and pattern recognition*; July 21–26, 2017; Honolulu, HI, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8099788>.
10. Gao N., Shan Y., Yupei W., et al. SSAP: Single-shot instance segmentation with affinity pyramid // *IEEE/CVF International Conference on Computer Vision*; October 27 – November 2, 2019; Seoul, Korea (South). Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9010302>.

11. Dai J., He K., Sun J. Instance-aware semantic segmentation via multi-task network cascades // IEEE Conference on computer vision and pattern recognition; June 27–30, 2016; Las Vegas, NV, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7780712>.
12. He K., Gkioxari G., Dollar P., Girshick R. Mask R-CNN // IEEE International Conference on computer vision; October 22–29, 2017; Venice, Italy. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8237584>.

REFERENCES

1. Kelm A, Laußat L, Meins-Becker A, et al. Mobile passive Radio Frequency Identification (RFID) portal for automated and rapid control of Personal Protective Equipment (PPE) on construction sites. *Automation in Construction*. 2013;36:38–52. doi: [10.1016/j.autcon.2013.08.009](https://doi.org/10.1016/j.autcon.2013.08.009).
2. Zhang H, Yan X, Li H, et al. Real-time alarming, monitoring, and locating for non-hard-hat use in construction. *Journal of Construction Engineering and Management*. 2019;145:1–13. doi: [10.1061/\(asce\)co.1943-7862.0001629](https://doi.org/10.1061/(asce)co.1943-7862.0001629).
3. Wang Z, Wu Y, Yang L, et al. Fast personal protective equipment detection for real construction sites using deep learning approaches. *Sensors*. 2021;21(10):3478. doi: [10.3390/s21103478](https://doi.org/10.3390/s21103478).
4. Wu J, Cai N, Chen W, et al. Automatic detection of hardhats worn by construction personnel: A deep learning approach and benchmark dataset. *Automation in Construction*. 2019;106:102894. doi: [10.1016/j.autcon.2019.102894](https://doi.org/10.1016/j.autcon.2019.102894).
5. Vukicevic AM, Djan M, Isailovic V, et al. Generic compliance of industrial PPE by using deep learning techniques. *Safety Science*. 2022;148:105646. doi: [10.1016/j.ssci.2021.105646](https://doi.org/10.1016/j.ssci.2021.105646).
6. zenodo.org [Internet]. Opencv/Cvat: v1.1.0. 2020. Zenodo [cited 2024 May 26]. Available from: <https://doi.org/10.5281/zenodo.4009388>.
7. github.com [Internet]. Ultralytics [cited 2024 May 26]. Available from: <https://github.com/ultralytics/ultralytics>.
8. Redmon J, Divvala S, Girshick R, Farhadi A. You only look once: unified, real-time object detection. IEEE Conference on computer vision and pattern recognition; 2016 June 27–30; Las Vegas, NV, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7780460>.
9. Bai M, Urtasun R. Deep watershed transform for instance segmentation. IEEE Conference on computer vision and pattern recognition; 2017 July 21–26; Honolulu, HI, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8099788>.
10. Gao N, Shan Y, Yupei W, et al. SSAP: Single-shot instance segmentation with affinity pyramid. IEEE/CVF International Conference on Computer Vision; 2019 Oct 27 – Nov 2; Seoul, Korea (South). Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9010302>.
11. Dai J, He K, Sun J. Instance-aware semantic segmentation via multi-task network cascades. IEEE Conference on computer vision and pattern recognition; 2016 June 27–30; Las Vegas, NV, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7780712>.
12. He K, Gkioxari G, Dollar P, Girshick R. Mask R-CNN. IEEE International Conference on computer vision; 2017 Oct 22–29; Venice, Italy. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8237584>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Алимова Анель Нурданбековна

PhD

ORCID [0000-0002-5155-2417](https://orcid.org/0000-0002-5155-2417)

e-mail: a.alimova@kmge.kz.

Әбдіманап Ғалымжан Сейтахметғалиұлы

ORCID [0000-0003-1676-4075](https://orcid.org/0000-0003-1676-4075)

e-mail: g.abdimanap@kmge.kz.

Бостанбеков Кайрат Аратович

PhD

ORCID [0000-0003-2869-772X](https://orcid.org/0000-0003-2869-772X)

e-mail: k.bostanbekov@kmge.kz.

Қурметбек Бекболат

ORCID [0009-0001-7510-2445](https://orcid.org/0009-0001-7510-2445)

e-mail: b.kurmetbek@kmge.kz.

Болтайханова Томирис Талғатқызы

ORCID [0009-0009-9965-7419](https://orcid.org/0009-0009-9965-7419)

e-mail: tomiris.boltaikhanova@gmail.com.

Нурсейтов Данияр Борисович

канд. физ.-мат. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1073-4254](https://orcid.org/0000-0003-1073-4254)

e-mail: d.nurseitov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

*Anel N. Alimova

PhD

ORCID [0000-0002-5155-2417](https://orcid.org/0000-0002-5155-2417)

e-mail: a.alimova@kmge.kz.

Galymzhan S. Abdimanap

ORCID [0000-0003-1676-4075](https://orcid.org/0000-0003-1676-4075)

e-mail: g.abdimanap@kmge.kz.

Kairat A. Bostanbekov

PhD

ORCID [0000-0003-2869-772X](https://orcid.org/0000-0003-2869-772X)

e-mail: k.bostanbekov@kmge.kz.

Bekbolat Kurmetbek

ORCID [0009-0001-7510-2445](https://orcid.org/0009-0001-7510-2445)

e-mail: b.kurmetbek@kmge.kz.

Tomiris T. Boltaikhanova

ORCID [0009-0009-9965-7419](https://orcid.org/0009-0009-9965-7419)

e-mail: tomiris.boltaikhanova@gmail.com.

Daniyar B. Nurseitov

Cand. Sc. (Physics and Mathematics), Associate Professor

ORCID [0000-0003-1073-4254](https://orcid.org/0000-0003-1073-4254)

e-mail: d.nurseitov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 552.18

МРНТИ 38.35, 38.37

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108822>

Получена: 20.02.2025.

Одобрена: 23.04.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Вторичный кальцит карбонатных коллекторов нефтяных месторождений и способ его количественного определения

В.В. Коробкин, Ж.С. Тулемисова, И.Б. Саматов, А.Е. Чакликов

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Карбонатные породы слагают подсолевые нефтегазовые резервуары в Северо-Западной Прибортовой зоне Прикаспийского бассейна. В связи с этим особое значение приобретает выявление и анализ причин эпигенетических изменений коллекторских свойств карбонатных пород, что оказывает влияние на оптимизацию процессов разведки и разработки месторождений углеводородов. Данные обстоятельства определяют научную и практическую актуальность рассматриваемой статьи.

Цель. Выяснение причин изменения и количественная оценка коллекторских свойств карбонатных резервуаров в связи с их вторичными эпигенетическими преобразованиями.

Материалы и методы. Исследование подсолевых карбонатных резервуаров нефтегазовых месторождений Северо-Западной Прибортовой зоны Прикаспийского бассейна осуществлялось с применением макро- и микроскопических методов и различных лабораторных средств – термических анализаторов, термогравиметрических устройств, рентгеновской дифрактометрии. Предлагаемый в статье метод основан на данных DTA-измерений процессов термической деструкции доломита, кальцита и магнезита, полученных при их динамическом нагревании. Контроль минерального и вещественного состава коллекторов осуществлялся рентгенофазовым анализом.

Результаты. По результатам проведённого комплексного термического анализа разработана методика определения вторичного кальцита в карбонатных коллекторах подсолевых нефтегазовых месторождений Северо-Западной Прибортовой зоны Прикаспийской нефтегазоносной провинции. На примере карбонатных пород-коллекторов определены термические параметры эпигенетических преобразований ассоциации доломит-кальцит. Особенностью их физических свойств является заполнение свободных поровых пространств карбонатных пород, что приводит к снижению ёмкостных и фильтрационных характеристик нефтегазовых коллекторов.

Заключение. Учёт указанных структурных свойств осадочных пород при поиске продуктивных месторождений углеводородов может существенно повысить качество геологоразведочных работ. Предлагаемый метод определения позволяет получить информацию о минеральном составе коллектора и фильтрационно-ёмкостных свойствах карбонатных минералов, степени кристалличности их компонентов, свойствах кристаллических решёток и физических свойствах магния, кальция и других примесей. Вторичный кальцит, образованный при эпигенетическом преобразовании исходных пород, отрицательно влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов.

Ключевые слова: термический анализ минералов, карбонатные породы, кальцит, доломит, магнезит, карбонатный коллектор, диагенетические преобразования, минералогический анализ, петрографический анализ, рентгенодифрактометрический анализ.

Как цитировать:

Коробкин В.В., Тулемисова Ж.С., Саматов И.Б., Чакликов А.Е. Вторичный кальцит карбонатных коллекторов нефтяных месторождений и способ его количественного определения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 84–95.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108822>.

UDC 552.18
CSCSTI 38.35, 38.37

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108822>

Received: 20.02.2025.

Accepted: 23.04.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Secondary Calcite in Carbonate Reservoirs of Oil Fields: A Method for Its Quantitative Determination

Valeriy V. Korobkin, Zhamal S. Tulemissova, Iskander B. Samatov,
Akhan Ye. Chaklikov

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Carbonate rocks form subsalt hydrocarbon reservoirs in the Northwestern Margin Zone of the Pre-Caspian Basin. In this context, identifying and analyzing the causes of epigenetic alterations affecting the reservoir properties of carbonate formations is of particular importance, as these alterations influence the optimization of the hydrocarbon exploration and production. These factors underscore the scientific and practical relevance of the present study.

Aim: To identify the causes of alteration and to quantitatively assess the reservoir properties of carbonate formations affected by secondary epigenetic transformations.

Materials and methods: This study investigates subsalt carbonate reservoirs from oil and gas fields in the Northwestern Margin Zone of the Pre-Caspian Basin. The analysis involved both macroscopic and microscopic examination techniques, supported by a range of laboratory tools, including thermal analyzers, thermogravimetric instruments, and X-ray diffractometry. The method proposed in this paper relies on DTA data obtained during dynamic heating of dolomite, calcite and magnesite, focusing on their thermal decomposition behavior. Mineralogical and compositional control of the reservoir formations was carried out using X-ray phase analysis.

Results: A thermal analysis–based technique was developed to quantify secondary calcite in carbonate reservoir formations from subsalt oil and gas fields in the Northwestern Margin Zone of the Pre-Caspian petroleum province. Thermal parameters associated with epigenetic transformations of the dolomite–calcite assemblage was established using representative carbonate samples. These transformations are characterized by the infilling of pore spaces with secondary minerals, leading to reduced porosity and permeability in the affected reservoirs.

Conclusion: Accounting for the structural properties of sedimentary rocks described in this study can significantly improve the quality of hydrocarbon exploration. The proposed method provides detailed information on the mineral composition of the reservoir, their filtration-capacity characteristics of carbonate minerals, the crystallinity of their components, lattice properties, and the physical behavior of magnesium, calcium, and other trace elements. Secondary calcite formed through epigenetic alteration of the host rocks has a negative impact on the porosity and permeability of the reservoirs.

Keywords: *thermal analysis of minerals; carbonate rocks; calcite; dolomite; magnesite; carbonate reservoir; diagenetic transformations; mineral composition; petrographic analyses; X-ray diffractometric analyses.*

To cite this article:

Korobkin VV, Tulemissova ZS, Samatov IB, Chaklikov AY. Secondary Calcite in Carbonate Reservoirs of Oil Fields: A Method for Its Quantitative Determination. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2): 84–95. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108822>.

ӨОЖ 552.18

ГТАХР 38.35, 38.37

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108822>

Қабылданды: 20.02.2025.

Мақұлданды: 23.04.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай кен орындарының карбонатты коллекторларының қайталама кальциті және оны сандық анықтау тәсілі

В.В. Коробкин, Ж.С. Төлемісова, І.Б. Саматов, А.Е. Чакликов

Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Карбонатты жыныстар Каспий маңы бассейнінің Солтүстік-Батыс Жағалау аймағындағы тұзды мұнай-газ резервуарларын құрайды. Осыған байланысты карбонатты жыныстардың коллекторлық қасиеттеріндегі эпигенетикалық өзгерістердің себептерін анықтау және талдау ерекше маңызға ие, бұл көмірсутектер кен орындарын барлау және игеру процестерін оңтайландыруға әсер етеді. Бұл жағдайлар қарастырылып отырған мақаланың ғылыми және практикалық өзектілігін анықтайды.

Мақсаты. Карбонатты резервуарлардың өзгеру себептерін анықтау және олардың қайталама эпигенетикалық түрленуіне байланысты коллекторлық қасиеттерін сандық бағалау.

Материалдар мен әдістер. Каспий маңы бассейнінің Солтүстік-Батыс Жағалау аймағының мұнай – газ кен орындарының тұз астындағы карбонатты резервуарларын зерттеу макро – және микроскопиялық әдістерді және әртүрлі зертханалық құралдарды-термиялық анализаторларды, термогравиметриялық құрылғыларды, рентгендік дифрактометрияны қолдану арқылы жүзеге асырылды. Мақалада ұсынылған әдіс доломиттің, кальциттің және магнетиттің термиялық ыдырау процестерін динамикалық қыздыру арқылы алынған DTA өлшеу деректеріне негізделген. Коллекторлардың минералды және материалдық құрамын бақылау рентгендік фазалық талдау арқылы жүзеге асырылды.

Нәтижелері. Жүргізілген кешенді термиялық талдау нәтижелері бойынша Каспий маңы мұнай-газ провинциясының Солтүстік-Батыс жағалау аймағының тұз асты мұнай-газ кен орындарының карбонатты коллекторларында қайталама кальцитті анықтау әдістемесі әзірленді.

Карбонатты тау жыныстары-коллекторлар мысалында доломит-кальцит ассоциациясының эпигенетикалық түрлендірулерінің термиялық параметрлері анықталды. Олардың физикалық қасиеттерінің ерекшелігі-карбонатты жыныстардың бос кеуекті кеңістіктерін толтыру, бұл мұнай-газ коллекторларының сыйымдылығы мен сүзу сипаттамаларының төмендеуіне әкеледі.

Қорытынды. Көмірсутектердің өнімді кен орындарын іздеу кезінде шөгінді жыныстардың аталған құрылымдық қасиеттерін есепке алу геологиялық барлау жұмыстарының сапасын едәуір арттыруы мүмкін. Ұсынылған анықтау әдісі коллектордың минералды құрамы және карбонатты минералдардың сүзу-сыйымдылық қасиеттері, олардың компоненттерінің кристалдық дәрежесі, кристалдық торлардың қасиеттері және магний, кальций және басқа қоспалардың физикалық қасиеттері туралы ақпарат алуға мүмкіндік береді. Бастапқы жыныстардың эпигенетикалық түрленуінен пайда болған қайталама кальцит коллекторлардың сүзу-сыйымдылық қасиеттеріне теріс әсер етеді.

Негізгі сөздер: минералдардың термиялық анализі, карбонатты жыныстар, кальцит, доломит, магнетит, карбонатты коллектор, эпигенетикалық түрлендірулер, минералогиялық талдау, петрографиялық талдау, рентгендік дифракциялық талдау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Коробкин В.В., Төлемісова Ж.С., Саматов І.Б., Чакликов А.Е. Мұнай кен орындарының карбонатты коллекторларының қайталама кальциті және оны сандық анықтау тәсілі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 84–95 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108822>.

Введение

В Северо-Западной Прибортовой зоне Прикаспийской впадины продуктивные нефтесодержащие породы-коллекторы подсолевого комплекса фамен-турнейского яруса сложены биогермными и биогермно-детритовыми известняками, доломитами, известковистыми доломитами с редкими прослоями ангидритов и гипса. Пустотное пространство представлено порами выщелачивания различной формы и размеров. Имеются также каверны, приуроченные к трещинам, на стенках которых отмечаются крупные кристаллы доломита. Среди пород широко развиты биокластовые водорослевые известняки со стилолитами [1–8].

Целью данного исследования является изучение подсолевых карбонатных резервуаров нефтегазовых месторождений Северо-Западной Прибортовой зоны с применением лабораторных средств, таких как термические анализаторы, термогравиметрические устройства, рентгеновская дифрактометрическая установка и другое оборудование.

Термический анализ является важным инструментом в минералого-петрографических исследованиях [9–13] и зачастую применяется в сочетании с другими методами, такими как рентгеноструктурный анализ. Этот метод зарекомендовал себя как весьма эффективный для диагностики различных минералов, особен-

но в случае анализа тонкодисперсных смесей, таких как глины, бокситы, железные и марганцевые руды, цементное сырьё, карбонатные породы, почвы, илы и другие. Термический анализ используется для изучения механизма и кинетики фазовых переходов, а также химических реакций, протекающих в минералах при нагревании, при этом акцент делается на определении тепловых эффектов и энергий активации химических реакций, связанных с минералами [14–19]. Этот метод также используется для решения более широких геологических задач на региональном уровне [20, 21].

Процессы термической деструкции карбонатных минералов изучались многими исследователями [9–12], и в ряде работ [10–12] приведены примеры термического поведения этого класса минералов. В результате изучения термического разложения магнезита, доломита и кальцита авторами получены интересные решения по проблемам термической диагностики карбонатов кальция и магния.

В ходе термического анализа карбонатных минералов на основе термогравиметрических данных, полученных при разложении их структур, разработан метод, позволяющий диагностировать и количественно определять вторичные минералы, образующиеся при формировании парагенетических карбонатных ассоциаций (магнезит-доломит-кальцит) в осадочных толщах [10, 11].

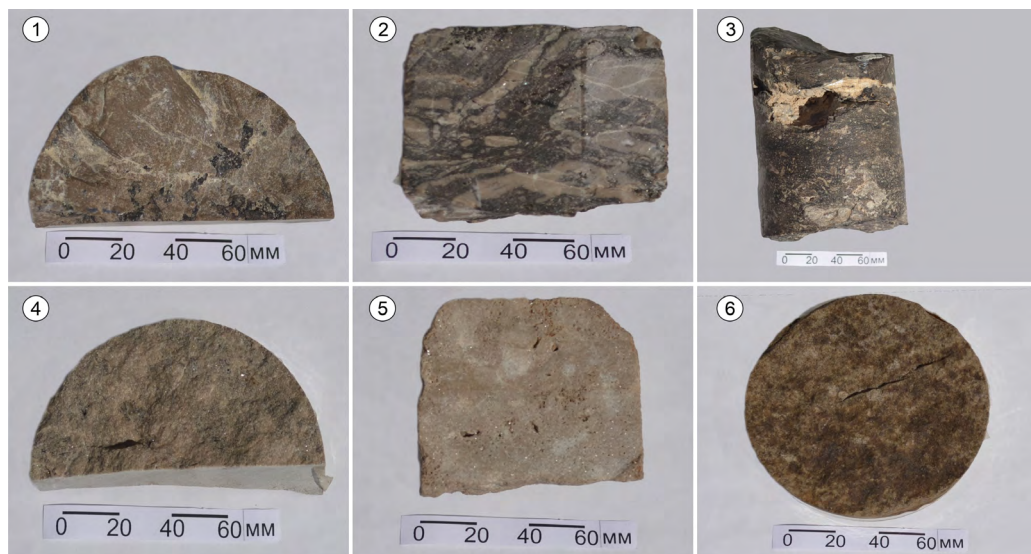


Рисунок 1. Карбонатные фаменско-карбоновые породы-коллекторы керна скважин Лободинско-Тепловской зоны поднятий Северо-Западной Прибортовой зоны Прикаспийской впадины
Figure 1. Famennian-Carboniferous carbonate reservoir rocks of the well core samples in the Lobodino-Teplov Uplift Zone, Northwestern Margin of the Pre-Caspian Basin

1 – известняк, глубина 4390 м / limestone, depth 4390 m; 2 – доломит, глубина 5083–5090 м / dolomite, depth 5083–5090 m; 3 – известняк доломитизированный с признаками углеводородов, глубина 4943–4952 м / dolomitized limestone with traces of hydrocarbons, depth 4943–4952 m; 4 – известняк, глубина 4367 м / limestone, depth 4367 m; 5 – доломит, глубина 4616–4621 м / dolomite, depth 4616–4621 m; 6 – известняк, глубина 2802 м / limestone, depth 2802 m

Материалы и методы

При изучении карбонатных пород керна скважин Лободинско-Тепловской зоны поднятий Северо-Западной Прибортовой зоны Прикаспийской впадины было привлечено

порядка четырёх десятков образцов (проб) керна фамен-турнейских карбонатных пород (рис. 1–2), в которых определялась вещественная спецификация породообразующих и вторичных минералов.

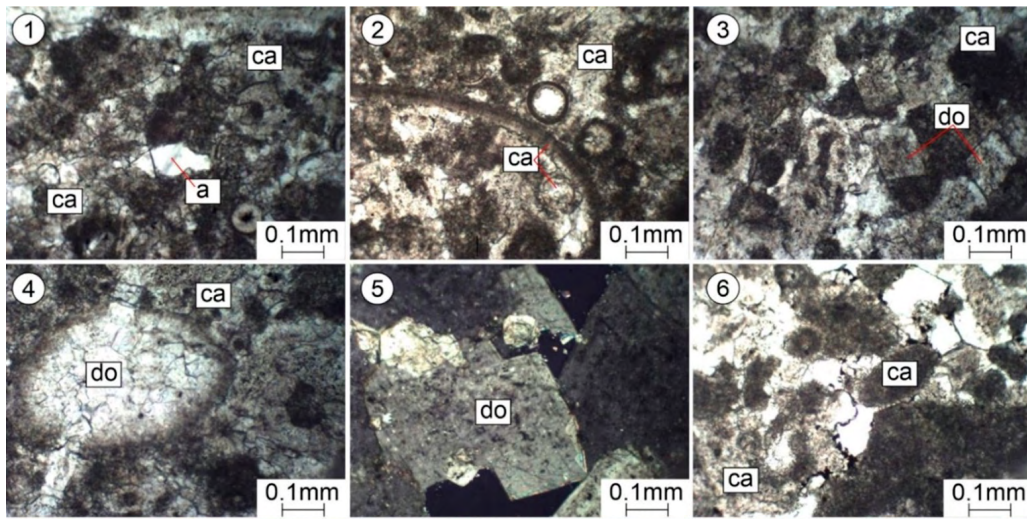


Рисунок 2. Фотографии шлифов. Эпигенетические изменения в фамен-турнейских карбонатных породах

Figure 2. Photomicrographs of thin sections. Epigenetic alterations in Famennian-Tournaisian carbonate rocks

1, 2, 3, 4 – известняки органогенно-комковатые, частично перекристаллизованные и доломитизированные, глубина 4390 м. Николь один / organogenic-lumpy limestones, partially recrystallized and dolomitized, depth 4390 m. Nicols I; 5 – доломит кристаллический зернистый, глубина 4616–4621 м. Николь + / crystalline granular dolomite, depth 4616–4621 m. Nicols +; 6 – известняк органогенно-комковатый, глубина 4380 м. Николь один / organogenic-lumpy limestone, depth 4380 m. Nicols I ca – кальцит / calcite; do – доломит / dolomite; a – ангидрит / anhydrite

В исследуемом кальцит-доломитовом образовании термическая кривая отмечает явно выраженные признаки деструкции доломита (два эндотермических эффекта в пределах 730–880°C (рис. 3), а термогравиметрическая кривая (далее – TG-кривая, от *англ.* thermogravimetry – термогравиметрия) в указанном диапазоне температур образует две неравные ступени потери веса – Δm_1 и Δm_2 (m – масса), при этом $\Delta m_2 > \Delta m_1$ на величину потери веса $d(m)$. Данная разница потери веса свидетельствует о том, что, наряду с доломитом, в образце присутствует кальцит. Интерес к этому типу минерального образования продиктован особенностью его физических свойств заполнять свободные поровые пространства карбонатных пород, что снижает фильтрационно-ёмкостные характеристики (далее – ФЕС) нефтегазовых коллекторов. Учёт указанных структурных свойств осадочных пород при поисках продуктивных месторождений углеводородов может существенно повысить качество геологоразведочных работ.

В предложенной методике также была выполнена серия DTA- и DTG-анализов (дифференциальный термоаналитический и дифференциальный термогравиметрический анализ, от *англ.* differential thermal analysis и differential

thermogravimetric соответственно) минеральных смесей, включающих в себя в разных пропорциях доломит-кальцитовых минеральных ассоциаций и примесей кальцитов. Результаты обжига подобных смесей показали, что даже малые примеси сторонних кальцитов в навеске приводят к потере веса второй ступени TG-кривой и нарушению линейности отрезка $d(m)$. Из этого следует, что траектории термогравиметрических кривых кальцевой составляющей доломита совпадают между собой при соблюдении прямолинейности наклонной линии потери веса (Δm_2), и количество выявленного кальцита в составе испытываемого образца относится к типу вторичного минерала.

Методом термического анализа диагностируется происхождение кальцитов, а также выделение последующих вторичных его модификаций. Подобная информация указывает на генетическую природу кальцита, что имеет важное значение при оценке пористости и проницаемости нефтегазоносных коллекторов. От количества указанного вторичного кальцита в составе доломит-кальцитовых образований зависит пропускная способность коллекторов на путях транспортировки углеводородной массы и скопления её в нефтяных резервуарах. Чем ниже содержание вновь образованного (вторичного) кальцита в со-

стве карбонатов, тем выше вероятность накопления в коллекторах углеводородных соединений и тем интенсивнее миграция нефти в места их скопления. Из этого следует, что информация о наличии в карбонатных коллекторах концентраций вторичных кальцитов, которые способны закупоривать пористые и трещиноватые породы, может быть использована в качестве минералогического параметра при подсчёте запасов углеводородного сырья в местах их скопления.

В работах [11, 12] изложена методика определения физических свойств карбонатных пород (пористость и проницаемость) по температуре выделения молекулярной и свободной воды. Указанная вода (преимущественно гигроскопическая – капиллярная) заполняет поры, каналы, межслоевые пространства и трещины пород. При динамическом нагревании она выделяется в разных интервалах температур. По температурам дегидратации и количеству выбросов из системы воды с учётом структурных данных эталонных коллекторов были построены диаграммы, по которым идентифицировались пористость и проницаемость исходных пород. Поскольку пористость и проницаемость систем зависят от температуры их обезвоживания, по этим физическим параметрам были установлены типы исследуемых пород [13]. Из четырёх случаев термического определения пористости и проницаемости карбонатных пород по температурам их дегидратации было обнаружено, что в двух из них указанные физические параметры характерны для коллекторов нефтегазовых месторождений. В двух других случаях установлено, что определения пористости и проницаемости не принадлежат к нефтегазовым коллекторам.

В нашем случае реакции термического разложения указанных минералов в магнезит-доломит-кальцитовых породах описываются DTA-, DTG- и, собственно, TG-кривыми. Для реализации методики определения генетического типа кальцита в составе доломит-кальцитовой породы предварительно был осуществлён поиск физико-технических условий проведения съёмки термического анализа, с помощью которой наиболее точно можно определить термоаналитические признаки вторичности кальцита.

Для выполнения этих условий были проведены работы по выбору габаритов применяемых тиглей, подбору их массы и объёмов для заполнения шихты. Также выбирался материал, из которого были изготовлены эти высокотемпературные сосуды. В первый алундовый тигель помещается порошок в количестве 500 мг измельчённой породы (размером частиц 0,05–0,1 мм). Во второй тигель насыпалось эталонное вещество, которое состоит из прокалённого тонкодисперсного диоксида алюминия (Al_2O_3) в количестве, соответствующем массе испытываемого образца. Эти подготовительные процедуры должны были усилить эндотермический эффект разложения вторичного кальцита и в явном виде оформить морфологию

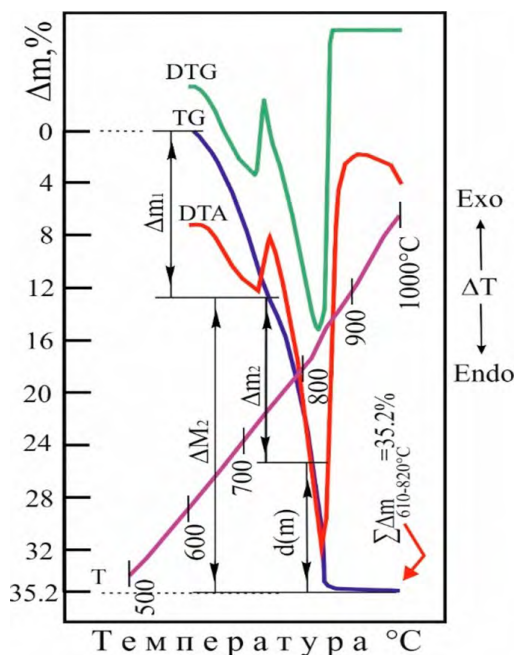


Рисунок 3. Пример графического построения термической деструкции образца 1 при температуре 600–900°C магнезит-доломит-кальцитовой ассоциации

Figure 3. Example of graphical representation of thermal decomposition of sample 1 at 600–900°C of the magnesite-dolomite-calcite association

Δm – потеря веса, % / weight loss, %; Δm_1 , Δm_2 – первая и вторая ступень потери веса соответственно, % / first and second stage of weight loss, respectively, %; Δm_2 – сумма потери веса образца при диссоциации кальцитовой составляющей доломита и собственного кальцита / total weight loss of the sample due to dissociation of the calcite component in dolomite and native calcite; $d(m)$ – разница потери веса доломитовой составляющей кальцита и собственного кальцита в образце / difference in weight loss between the dolomite component of calcite and native calcite in the sample; T – температура, °C / temperature, °C; ΔT – изменение температуры, °C / temperature change, °C.

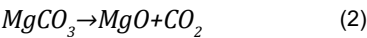
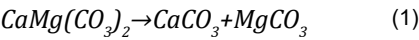
TG-кривой за верхними пределами температур деструкции доломита. Изучаемый генетический тип кальцита по комплексу литолого-петрографических и геохимических результатов исследования образовался в доломитовых толщах, а именно при благоприятной физико-химической обстановке. Полученное новообразование ($CaCO_3$) повторяет все сценарии термической деструкции кальциевого компонента доломита. В связи с этим эндотермический пик на DTA-кривой деструкции новообразованного кальцита вписывается в контур термического пика, связанного с разложением кальциевого компонента доломита. Данное обстоятельство затрудняет диагностику вторичного кальцита по DTA-кривой; оно связано с термическими помехами, образо-

ванными в результате одновременной диссоциации двух минеральных объектов (кальциевого компонента доломита и, собственно, кальцита), происходившей в одном диапазоне температур, а реконструкция DTA-пиков двух составляющих пробы по их суммарному DTA-проявлению – также трудно решаемая задача.

Результаты аналитических исследований

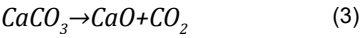
Учёт генетической эволюции кальцита в карбонатных породах может быть использован в качестве признака определения пористости и проницаемости нефтегазовых залежей. В предлагаемом аналитическом методе использованы показатели DTG- и DTA-кривых процессов, поэтапно протекающих при нагревании карбонатных пород.

Первый этап разложения доломитовой части породы проходит в интервале 610–725°C (рис. 3) с предварительным распадом доломита на составные части (1) и непосредственным разложением $MgCO_3$ на оксид магния и углекислый газ (2):



Следующий этап деструкции происходит в температурном диапазоне 705–825°C (рис. 3),

в котором кальциевая составляющая доломита ($CaCO_3$) разлагается на оксид кальция и CO_2 :



В этом же промежутке температур одновременно протекает термическая диссоциация кальцита, механизм распада которой совпадает с деструкцией кальциевой составляющей доломита (3), что приводит к выделению из минеральной системы CO_2 , согласно рис. 3.

При динамическом нагревании доломита в каждой стадии его разложения в атмосферу выносится равное количество CO_2 . При этом в указанных промежутках температур его деструкция оставляет на DTA- и DTG-кривых по два чётко выраженных нисходящих пика, а на TG-кривой она формирует две равные ступени потери веса – Δm_1 и Δm_2 (рис. 3). Для беспримесных доломитов характерно равенство (4):

$\Delta m_1 = \Delta m_2$ (4)

Используя стехиометрическую формулу указанного минерала $CaMg(CO_3)_2$ (1) и количество выброшенного CO_2 при его термическом разложении, можно получить процентное содержание доломита в пробе (5):

$Доломит = 100\% * (\frac{\Delta m_1 + \Delta m_2}{47,7})$ (5)

где величина 47,7 – содержание CO_2 в 100 г чистого доломита $CaMg(CO_3)_2$.

Таблица 1. Результаты полученных анализов образцов 1–4
Table 1. Analytical results for samples 1–4

№ образца Sample Number	Ступени потери веса Weight Loss Stages	Потери веса, % Weight Loss, %	Летучие компоненты Volatile Components	Интервал температур этапа разложения, °C Decomposition Temperature Range, °C
Образец 1 Sample 1	Δm_1	1,0	H_2O	20–200
	Δm_2	7,6	CO_{opr}	200–485
	Δm_3	1,6	CO_2	485–550
	Δm_4	6,2	CO_2	550–640
	Δm_5	12,9	CO_2	640–740
	Δm_6	22,7	CO_2	740–845
	$\Sigma \Delta m_{1000-^{\circ}C}$	52,0	H_2O, CO_{opr}, CO_2	20–1000
Образец 2 Sample 2	Δm_1	1,5	H_2O	20–200
	Δm_2	11,375	$10CO_{opr} + 1,375(CO_2)$	200–585
	Δm_3	2,75	CO_2	585–645
	Δm_4	12,75	CO_2	645–705
	Δm_5	23,875	CO_2	705–825
	$\Delta m_{1000-^{\circ}C}$	52,25	H_2O, CO_{opr}, CO_2	20–1000
Образец 3 Sample 3	Δm_1	0,5	H_2O	20–200
	Δm_2	0,6	CO_{opr}	200–585
	Δm_3	3,0	CO_2	585–645
	Δm_4	2,1	CO_2	645–705
	Δm_5	39,0	CO_2	705–825
	$\Sigma \Delta m_{1000-^{\circ}C}$	45,2	H_2O, CO_{opr}, CO_2	20–1000
Образец 4 Sample 4	Δm_1	0,2	H_2O	20–200
	Δm_2	2,2	CO_{opr}	200–485
	Δm_3	1,6	CO_2	485–550
	Δm_4	2,5	CO_2	550–640
	Δm_5	13,8	CO_2	640–740
	Δm_6	25,9	CO_2	740–845
	$\Sigma \Delta m_{1000-^{\circ}C}$	46,2	H_2O, CO_{opr}, CO_2	20–1000

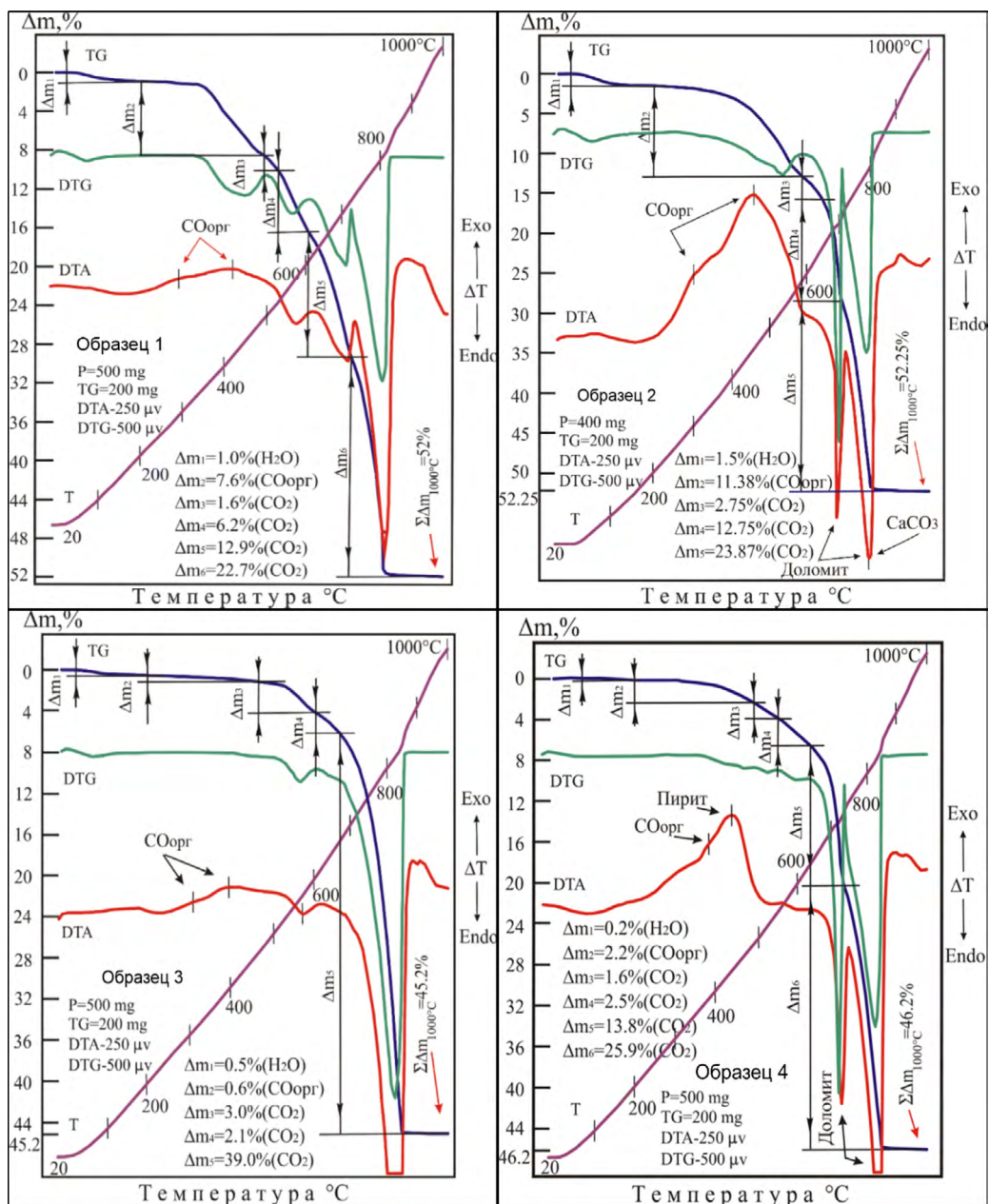


Рисунок 4. Дериватограммы образцов 1–4

Figure 4. Derivatograms of samples 1–4

а) образец 1 / sample 1; б) образец 2 / sample 2; в) образец 3 / sample 3; г) образец 4 / sample 4

COopr – органическое вещество в породе / organic matter in the rock; P – вес пробы / sample weight; $\Delta m_1 \dots \Delta m_6$ – ступени потери веса от первой до шестой соответственно, % / weight loss stages from the first to the sixth, respectively, %

Температурно-хронологические параметры второго этапа разложения доломита совпадают с параметрами деструкции кальцита (минерала). Следует отметить также, что присутствие в составе доломит-кальцитовый породы карбоната кальция приводит не только к изменению величины Δm_2 – второй ступени

кривой потери веса, но и к приросту величин вторых пиков, выполненных на DTA- и DTG-кривых. При этом TG-кривая отмечает увеличение ступени потери веса на величину $d(m)$. Согласно этой величине, содержание кальцита в составе образца определяется следующим образом (6):

$$\text{Кальцит} = 100\% * \left(\frac{dm}{44}\right) \quad (6)$$

где число, стоящее в знаменателе, соответствует молярной массе CO_2 (3).

По динамике деструкции и кинетике выброса из системы карбонатного диоксида углерода статус данного минерального включения (CaCO_3), обнаруженного в составе изучаемого образования, соответствует статусу вторичного кальцита, кристаллизация которого в природных условиях протекала в результате обмена в решетке доломита положительных ионов магния на катионы кальция.

Прямолинейный характер потери веса $d(m)$ отмеченный на TG-кривой, является явным признаком вторичности кальцита, образование которого в благоприятных геохимических обстановках протекало в результате замещения в структуре доломита иона магния на катион кальция.

Указанные здесь температурно-хронологические параметры разложения карбонатных минералов были установлены дериватографом Q-1000D. Следует отметить, что термические характеристики процессов деструкции этих образований могут отличаться от термовесовых параметров, полученных на приборах других производителей. В частности, на температурный режим разложения магнезита, доломита и кальцита, входящих в состав пробы, могут повлиять не только конструктивные особенности используемого термического устройства, но и весовые соотношения этих минералов в породе. Так, образцы 3 и 4 (рис. 4), включающие в себя разное количество указанных карбонатов, разлагаются в температурных пределах, несколько отличающихся от температур, установленных при нагревании образца 1 (рис. 4, табл. 1).

Дериватограммы этих образцов выявили серию карбонатных минералов, а также примеси пирита и органического вещества. Контрольные данные рентгенофазового анализа (далее – РФА) указанных пород подтвердили наличие в них тех же минералов, которые были обнаружены методом термического анализа.

В РФА изучаемых образцов приведены характерные дифракционные рефлексы, позволившие провести идентификацию присутствующих фаз.

Рентгенометрические данные образцов 1 и 2 показали, что исследуемые породы состоят преимущественно из доломита (~90%) (табл. 1). Подобное расхождение состава указанных образцов с результатами термического анализа объясняется наличием в пробах слабо развитого кальцита. Регистрация такого карбоната методом РФА затруднена.

В отличие от результатов рентгенометрического измерения, термический анализ обна-

ружил в образце 1 не только доломит, но также в заметных количествах кальцит, магнезит и сидерит (табл. 1). Таким образом, отсутствие на рентгенограммах образцов 1 и 2 явно выраженных дифракционных рефлексов кальцита, магнезита и сидерита не означает полное отсутствие их в данных образцах. Эти карбонаты даже при существенных дефектах своих структур сохраняют присущие им термохимические свойства, которые диагностируются методами DTA.

Обсуждение

Указанный метод диагностики карбонатов может использоваться при геологоразведочных работах нефтегазовых месторождений. В процессе проведения термического анализа потеря веса, определяемая величиной $d(m)$ (рис. 3), выполнена по дериватограмме образца 1. Из серии изученных образцов 1–4 было выявлено, что главным признаком наличия в карбонатной породе вторичного кальцита является постоянство скорости потери веса Δm_2 и $d(m)$, т.е. прямолинейность TG-линии, отражающей сумму этих потерь (Δm_2) (рис. 4). Количество указанного типа минерала в составе исследуемой породы определяется традиционным способом (6), где числитель – модуль параметра $d(m)$, а знаменатель – количество CO_2 в структуре беспримесного вторичного кальцита.

Предлагаемая методика позволяет проводить определение состава карбонатного образования, а также получить данные о состоянии пористости и проницаемости нефтегазового карбонатного коллектора. В процессе проведения термического анализа потеря веса $d(m)$ не подвержена влиянию выбросов CO_2 от этапа термической диссоциации доломита в составе образца (рис. 3). Прямолинейный графический аналог значения $d(m)$ на TG-линии является главным признаком наличия в карбонатной породе вторичного кальцита.

В данной работе подробно рассмотрены вопросы эпигенетических преобразований и формирования коллекторского резервуара в Северо-Западной Прибортовой зоне Прикаспийского бассейна. Следует отметить, что указанный метод изучения термического состояния смешанных карбонатно-терригенных отложений применялся при изучении коллекторских свойств девоно-карбоновых коллекторов Шу-Сарысуйского и ряда других бассейнов Южного Казахстана. Результаты этих работ опубликованы в ряде статей [20–24]. В данных работах указано, что термический и рентгенодифрактометрический анализы с микронзондовым определением минерального состава карбонатно-терригенных коллекторов дают хорошие результаты для оценки вещественного состава и порового пространства коллекторов.

Закключение

Метод количественного определения вторичного кальцита, включающий термическую деструкцию карбонатов магнезит-доломит-кальцитовой минеральной ассоциации, применяют при порошковой пробе, измельчённой до уровня фракции 0,05–0,1 мм, навеске пробы 500 мг. Затем алундовый тигель с порошком помещают в термический анализатор, который нагревает его до температуры разложения пробы 730–820°C путём динамического нагревания.

Предложенный метод определения даёт дополнительную информацию о минеральном составе коллектора и ФЕС карбонатных минералов, а также о степени кристалличности их компонентов, свойствах кристаллических решеток и физических свойствах магния, кальция и других примесей. Поскольку вторичный кальцит отрицательно влияет на ФЕС коллекторов, затрудняя перемещение карбонатов в пласте, знания о его наличии в карбонатных коллекторах существенно корректируются геологическими результатами.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Исследование выполнено в рамках Программы целевого финансирования №BR21882301 Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Коробкин В.В. – написание аннотации и всех разделов статьи, редакция статьи; Тулемисова Ж.С. – макро- и микроскопическое описание пород, редакция статьи; Саматов И.Б. – проведение и описание результатов термического и рентгеноструктурного анализов; Чакликов А.Е. – написание всех разделов статьи, подготовка графических приложений.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was supported by the Targeted Funding Program No. BR21882301 of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Valeriy V. Korobkin – drafting the abstract and all sections of the paper, and editing the manuscript; Zhamal S. Tulemissova – macroscopic and microscopic description of rock samples, and manuscript editing; Iskander B. Samatov – conducting and describing the results of thermal and X-ray structural analysis; Akhan Ye. Chaklikov – drafting all sections of the paper and preparing graphic materials.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абилхасимов Х.Б. Типизация разрезов палеозойского комплекса восточного борта Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2021. №1(121). С. 6–24. doi: [10.37878/2708-0080/2021-1.01](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1.01).
2. Акчулаков У., Жолтаев Г., Исказиев К.О., и др. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан. Алматы : АО НК «КазМунайГаз», 2015. 97 с.
3. Багринцева К., Дмитриевский А., Бочко Р. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Москва : Наука, 2003. 264 с.
4. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана: Нефть и газ. Т. 3 / под ред. С.Ж. Даукеева, Б.С. Ужкенова, А.А. Абдулина, и др. Алматы : Информационно-аналитический центр геологии и минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2002. 248 с.
5. Fortunatova N.K., Varlamov A.I., Kanev A.S., et al. Structure and Assessment of the Oil Potential of Carbonaceous Carbonate-Siliceous Domanik Deposits in the Volga-Ural Oil and Gas Province // Russian Geology and Geophysics. 2021. Vol. 62. N 8. P. 929–946. doi: [10.2113/RGGG20214351](https://doi.org/10.2113/RGGG20214351).
6. Воцалевский Э.С., Булбаев З.Е., Искужиев Б.А., и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник, издание 3. Алматы : Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева, 2016. 409 с.
7. Жолтаев Г.Ж., Никитина О.И., Жаймина В.Я., и др. Модернизация стратиграфических схем фанерозоя Казахстана на основе Международной хроностратиграфической шкалы – 2016–2021. Алматы : ТОО «378», 2021. 139 с.
8. Исказиев К.О., Хафизов С.Ф., Танинская Н.В. Концептуальная седиментологическая модель франских терригенно-карбонатных отложений Чинаревского месторождения (Казахстан) // Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 14–18. doi: [10.24887/0028-2448-2019-10-14-18](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-10-14-18).
9. Coats A.P., Redfern J.P. Kinetic parameters of thermogravimetric data // Nature. 1964. Vol. 201. P. 68–69. doi: [10.1038/201068a0](https://doi.org/10.1038/201068a0).

10. Цветков А.И., Вальяшихина Е.П., Пилоян Г.О. Дифференциальный термический анализ карбонатных минералов. Москва : Наука, 1964. 167 с.
11. Иванова В.П., Касатов Б.К., Красавина Т.Н., Розинев Е.Л. Термический анализ минералов и горных пород. Ленинград : Недра, Ленинградское отделение, 1974. 399 с.
12. Putnis A., McConnell J.D.C. Principles of Mineral Behaviour. Oxford : Blackwell, 1980.
13. Paulik J., Paulik F., Arnold M. Simultaneous TG, DTG, DTA and EGA technique for the determination of carbonate, sulphate, pyrite and organic material in minerals, soils and rocks // Journal of Thermal Analysis. 1982. Vol. 25. P. 327–340. doi: [10.1007/BF01912957](https://doi.org/10.1007/BF01912957).
14. El Zokm G., Safaa A., Ghani A., et al. IR Spectroscopic Investigation, X-Ray Structural Characterization, Thermal Analysis Decomposition and Metal Content of Sediment Samples along Egyptian Mediterranean Coast // World Applied Sciences Journal. 2013. Vol. 23, N 6. P. 823–836. doi: [10.5829/idosi.wasj.2013.23.06.7480](https://doi.org/10.5829/idosi.wasj.2013.23.06.7480).
15. Panna W., Wyszomirski P., Myska R. Charakterystyka surowcowa kopaliny ilasto-krzemionkowej ze złoża Dylągówka-Zapady (polskie Karpaty fliszowe) // Gospodarka Surowcami Mineralnymi. 2014. T. 30, z. 2. S. 85–102. doi: [10.2478/gospo-2014-0012](https://doi.org/10.2478/gospo-2014-0012).
16. Kaljuvee T., Tonsuaadu K., Marve E., et al. Thermal Behavior of Estonian Graptolite–Argillite from Different Deposits // Processes. 2022. Vol. 10, N 10. doi: [10.3390/pr10101986](https://doi.org/10.3390/pr10101986).
17. Xianzhe D., Nan L., Yuyuan W., Zhenping T. Systematical Study on the Influencing Factors of Synchronous Thermal Analyses of Samples-Taking the Chalcantite as an Example // Frontiers in Chemistry. 2022. Vol. 10. doi: [10.3389/fchem.2022.863083](https://doi.org/10.3389/fchem.2022.863083).
18. Саматов И.Б., Урумбаев Б.У. Термохимические особенности кальцит-доломитовых образований (на примере Центрального Казахстана) // Геология Казахстана. Серия геологическая. 1997. №2. С. 49–56.
19. Патент РК на полезную модель №8623 / 10.11.2023. Бюл. № 2023/0359.2. Коробкин В.В., Саматов И.Б., Тулемисова Ж.С., и др. Способ количественного определения вторичного кальцита. Режим доступа: <https://gazpatent.kz>. Дата обращения: 17.01.2025.
20. Коробкин В.В., Саматов И.Б., Тулемисова Ж.С. Изучение вещественного состава пород каменноугольно-пермского разреза юго-западной части Шу Сарысуйского нефтегазоносного бассейна // Воздействие внешних полей на сейсмический режим и мониторинг их проявлений: тезисы докладов международной юбилейной научной конференции, посвященной 40-летию НС РАН; Июль 3–7, 2018; Бишкек, Кыргызстан. С. 194–198.
21. Tulemissova Zh.S., Buslov M.M., Bekmukhametova Z.A. Data of studying the content of organic matter in deposits of the stone-perm separation of the southwestern part of the Shu-Sarysu basin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 319, Iss.1. doi: [10.1088/1755-1315/319/1/012020](https://doi.org/10.1088/1755-1315/319/1/012020).
22. Tulemissova Zh.S., Korobkin V.V. Features of the Material Composition of the Main Oil and Gas Complex of the Shu-Sarysu Basin // International Journal of Engineering Research and Technology. 2020. Vol. 13, N 5. P. 1045–1056. doi: [10.37624/IJERT/13.5.2020.1045-1056](https://doi.org/10.37624/IJERT/13.5.2020.1045-1056).
23. Тулемисова Ж.С., Коробкин В.В., Саматов И.Б. Данные изучения вещественного состава перспективного нефтематеринского комплекса пород мезозой-кайнозойского чехла Илийского бассейна // IV международная научная конференция «Корреляция Алтаид и Уралид: глубинное строение литосферы, стратиграфия, магматизм, метаморфизм, геодинамика и металлогения»; Апрель 2–6, 2018; Новосибирск, Россия. С. 156–158.
24. Тулемисова Ж.С., Коробкин В.В., Буслов М.М. Корреляция стратиграфического разреза с оценкой прогнозных ресурсов углеводородного сырья осадочных бассейнов Южного Казахстана (Шу-Сарысуйского, Илийского и Прибалхашского) // Вестник КБТУ. 2019. № 4(51). С. 177–185.

REFERENCES

1. Abilhasimov KB. Type designs of the paleozoic complex sections of the East Edge of the Peri-Caspian Depression. *Oil&Gas*. 2021;1(121):6–24. doi: [10.37878/2708-0080/2021-1-01](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1-01).
2. Akchulakov U, Zholtaev G, Iskaziev KO, et al. *Atlas neftegazonosnykh i perspektivnykh osadochnykh basseynov Respubliki Kazahstan*. Almaty: JSC NC “KazMunayGas”; 2015. 97 p. (In Russ).
3. Bagrintseva K, Dmitrievsky A, Bochko R. *Atlas of Carbonate Reservoir Rocks of the Oil and Gas Fields*. Moscow: Nauka; 2003. 264 p.
4. Daukeyeva SZ, Uzhkenova BS, Abdulina AA, et al., editors. *Glubinnoe stroeniye i mineralnye resursy Kazakhstana: Neft' i gaz*. V. 3. Almaty: Informatsionno-analiticheskiy tsentr geologii i mineralnykh resursov Respubliki Kazakhstan; 2002. 248 p. (In Russ).
5. Fortunatova NK, Varlamov AI, Kanev AS, et al. Structure and Assessment of the Oil Potential of Carbonaceous Carbonate-Siliceous Domanik Deposits in the Volga–Ural Oil and Gas Province. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(8):929–946. doi: [10.2113/RGG20214351](https://doi.org/10.2113/RGG20214351).
6. Votsalevskiy ES, Bulekbayev ZY, Iskuzhiyev BA, et al. *Oil&Gas Fields of Kazakhstan*. Reference book. Issue 3. Almaty: K.I. Satpayev Institute of Geological Sciences; 2016. 409 p.
7. Zholtaev GZ, Nikitina OI, Zhaimina VY, et al. *Modernization of the Phanerozoic Stratigraphic Schemes of Kazakhstan Based on the International Chronostratigraphic Scale – 2016–2021*. Almaty: “378” LPP; 2021. 139 p. (In Russ).
8. Iskaziye KO, Khafizov SF, Taninskaya NV. Conceptual sedimentological model of clastic-carbonate Frasnian section on Chinarevskoye field (Kazakhstan). *Oil Industry*. 2019;10:14–18. doi: [10.24887/0028-2448-2019-10-14-18](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-10-14-18).
9. Coats AP, Redfern JP. Kinetic parameters of thermogravimetric data. *Nature*. 1964;201:68–69. doi: [10.1038/201068a0](https://doi.org/10.1038/201068a0).
10. Cvetkov AI, Valyashikhina YP, Piloyan GO. *Differentsialnyy termicheskiy analiz karbonatnykh mineralov*. Moscow: Nauka; 1964. 167 p. (In Russ).
11. Ivanova VP, Kasatov BK, Krasavina TN, Rozinov YL. *Termicheskiy analiz mineralov i gornykh porod*. Leningrad: Nedra, Leningrad branch; 1974. 399 p. (In Russ).
12. Putnis A, McConnell JDC. *Principles of Mineral Behaviour*. Oxford: Blackwell; 1980.
13. Paulik J, Paulik F, Arnold M. Simultaneous TG, DTG, DTA and EGA technique for the determination of carbonate, sulphate, pyrite and organic material in minerals, soils and rocks. *Journal of Thermal Analysis*. 1982;25:327–340. doi: [10.1007/BF01912957](https://doi.org/10.1007/BF01912957).

14. El Zokm G, Safaa A, Ghani A, et al. IR Spectroscopic Investigation, X-Ray Structural Characterization, Thermal Analysis Decomposition and Metal Content of Sediment Samples along Egyptian Mediterranean Coast. *World Applied Sciences Journal*. 2013;23(6):823–836. doi: [10.5829/idosi.wasj.2013.23.06.7480](https://doi.org/10.5829/idosi.wasj.2013.23.06.7480).
15. Panna W, Wyszymirski P, Myska R. Characteristics of the clayey-siliceous rock from the Dylągówka–Zapady deposit (Polish Flysch Carpathians) as a mineral raw material. *Mineral Resources Management*. 2014;30(2):85–102. doi: [10.2478/gospo-2014-0012](https://doi.org/10.2478/gospo-2014-0012).
16. Kaljuvee T, Tonsuaadu K, Marve E, et al. Thermal Behavior of Estonian Graptolite–Argillite from Different Deposits. *Processes*. 2022;10(10):1986. doi: [10.3390/pr10101986](https://doi.org/10.3390/pr10101986).
17. Xianzhe D, Nan L, Yuyuan W, Zhenping T. Systematical Study on the Influencing Factors of Synchronous Thermal Analyses of Samples-Taking the Chalcantite as an Example. *Frontiers in Chemistry*. 2022;10:863083. doi: [10.3389/fchem.2022.863083](https://doi.org/10.3389/fchem.2022.863083).
18. Samatov IB, Urumbaev BU. Termokhimicheskiye osobennosti kaltsit-dolomitovykh obrazovaniy (na primere Tsentralnogo Kazakhstana). *Geology of Kazakhstan. The geological series*. 1997;2:49–56. (In Russ).
19. Patent RoK №8623 / 10 Nov 2023. Byul. № 2023/0359.2. Korobkin VV, Samatov IB, Tulemissova ZS, et al. *Method of quantitative determining of secondary calcite*. Available from: <https://qazpatent.kz>. (In Russ).
20. Korobkin VV, Samatov IB, Tulemissova ZS. *Izucheniye veshchestvennogo sostava porod kamennougol'no-permskogo razreza yugo-zapadnoy chasti Shu-Sarysuyskogo neftegazonosnogo basseyna*. The impact of external fields on the seismic regime and monitoring of their manifestations: report summary. Int. Jubilee Scientific Conf. dedicated to the 40th anniversary of the RAS; 2018 July 3–7; Bishkek, Kyrgyzstan. P. 194–198. (In Russ).
21. Tulemissova ZS, Buslov MM, Bekmukhametova ZA. Data of studying the content of organic matter in deposits of the stone-perm separation of the southwestern part of the Shu-Sarysu basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019;319(1):171. doi: [10.1088/1755-1315/319/1/012020](https://doi.org/10.1088/1755-1315/319/1/012020).
22. Tulemissova ZS, Korobkin VV. Features of the Material Composition of the Main Oil and Gas Complex of the Shu-Sarysu Basin. *International Journal of Engineering Research and Technology*. 2020;13(5):1045–1056. doi: [10.37624/IJERT/13.5.2020.1045-1056](https://doi.org/10.37624/IJERT/13.5.2020.1045-1056).
23. Tulemissova ZS, Korobkin VV, Samatov IB. Dannye izucheniya veshchestvennogo sostava perspektivnogo neftematerinskogo kompleksa porod mezozoy-kaynozoyanskogo chehla Iliyskogo basseyna. The 4rd International scientific conference “Correlation of the altaides and uralides: deep structure of lithosphere, stratigraphy, magmatism, metamorphism, geodynamics and metallogeny”; 2018 Apr 2–6; Novosibirsk, Russia. P. 156–158. (In Russ).
24. Tulemissova ZS, Korobkin VV, Buslov MM. Correlation of a Stratigraphic Section with the Estimation of Forecast Resources of Hydrocarbon Potential of Sedimentary Basins of South Kazakhstan (Shu-Sarysu, Ili and Pribalkhash). *Herald of the Kazakh-British technical university*. 2019;4(51):177–185. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Коробкин Валерий Васильевич

PhD, профессор

ORCID [0000-0002-1562-759X](https://orcid.org/0000-0002-1562-759X)

e-mail: korobkin_vv@mail.ru.

***Тулемисова Жамал Сериковна**

PhD, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1803-4535](https://orcid.org/0000-0003-1803-4535)

e-mail: ztulemissova@gmail.com.

Саматов Искандер Бакиевич

канд. геол.-мин. наук

ORCID [0000-0002-5912-2091](https://orcid.org/0000-0002-5912-2091)

e-mail: samatov.40@mail.ru.

Чакликов Ахан Едигеулы

PhD

ORCID [0000-0001-8316-6599](https://orcid.org/0000-0001-8316-6599)

e-mail: a96chaklikov@gmail.com.

AUTHORS' INFO

Valeriy V. Korobkin

PhD, Professor

ORCID [0000-0002-1562-759X](https://orcid.org/0000-0002-1562-759X)

e-mail: korobkin_vv@mail.ru.

***Zhamal S. Tulemissova**

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0003-1803-4535](https://orcid.org/0000-0003-1803-4535)

e-mail: ztulemissova@gmail.com.

Iskander B. Samatov

Cand. Sc. (Geology & Mineralogy)

ORCID [0000-0002-5912-2091](https://orcid.org/0000-0002-5912-2091)

e-mail: samatov.40@mail.ru.

Akhan Ye. Chaklikov

PhD

ORCID [0000-0001-8316-6599](https://orcid.org/0000-0001-8316-6599)

e-mail: a96chaklikov@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 665.521.7: 66.092.89

МРНТИ 61.51.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108825>

Получена: 26.02.2025.

Одобрена: 17.04.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Анализ и прогнозирование процесса коксования нефтяных остатков Атырауского нефтеперерабатывающего завода

Н.А. Карабасова, Ф.Б. Кайрлиева

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Проблема глубокой переработки углеводородного сырья является одной из важных задач нефтепереработки. В настоящее время в мире существуют различные технологии переработки тяжёлых нефтяных остатков, позволяющие увеличить выход светлых нефтепродуктов. Одним из наиболее перспективных направлений переработки остатков нефти считается замедленное коксование.

Цель. С целью изучения влияния свойств перерабатываемого сырья на изменение количественных и качественных показателей продуктов коксования нами были опробованы в качестве сырья образцы мазута Атырауского нефтеперерабатывающего завода, полугудрона и гудрона, полученные вакуумной перегонкой с последующим коксованием на пилотной установке.

Материалы и методы. Для переработки тяжёлых нефтяных остатков была использована пилотная установка коксования. Также использована математическая обработка результатов проведённых экспериментов, позволяющая спрогнозировать изучаемый процесс.

Результаты. В статье представлены результаты исследований коксования мазута, полугудрона и гудрона Атырауского нефтеперерабатывающего завода: значение показателя выхода летучих веществ для «сырого» кокса, полученного из гудрона, снижается до 7,1%, а для «сырых» коксов, полученных из мазута и полугудрона, составляет 7,8% и 7,4%. Зольность кокса, полученного из гудрона, составляет 0,29%, а для образцов, полученных из мазута и полугудрона, имеет значение 0,23% и 0,26%. Полученные значения зольности, выхода летучих веществ, а также массовая доля кремния, железа, ванадия для кокса, полученного из гудрона, удовлетворяют техническим требованиям на кокс. Выполнено математическое прогнозирование процесса путём экспресс-определения качественных и количественных показателей продуктов коксования.

Заключение. На основании экспериментальных данных установки замедленного коксования Атырауского нефтеперерабатывающего завода при переработке гудрона получается кокс лучшего качества, чем при переработке мазута и полугудрона. Предлагаемую модель можно применять для прогнозирования процесса коксования путём экспресс-определения качественных и количественных показателей полученных продуктов. Разработанная модель может быть использована для обучения персонала в области моделирования технологических процессов, не требует углубленных знаний в программировании, что делает её подходящей для начальной подготовки специалистов.

Ключевые слова: нефтяные остатки, мазут, полугудрон, гудрон, кокс, замедленное коксование, математическое моделирование.

Как цитировать:

Карабасова Н.А., Кайрлиева Ф.Б. Анализ и прогнозирование процесса коксования нефтяных остатков Атырауского нефтеперерабатывающего завода // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 96–105. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108825>.

UDC 665.521.7: 66.092.89

CSCSTI 61.51.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108825>

Received: 26.02.2025.

Accepted: 17.04.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Analysis and Forecasting of the Coking Process of Oil Residues of the Atyrau Oil Refinery

Nagima A. Karabassova, Fazilat B. Kayrliyeva

Atyrau Oil and Gas University named after Safi Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The deep processing of hydrocarbon raw materials represents the most significant challenge in the oil refining. Nowadays, there are various technologies available worldwide to process heavy oil residues, which enhance the yield of light petroleum products. Among these, delayed coking is regarded as one of the most promising approaches.

Aim: To investigate how the properties of processed raw materials affect the quantitative and qualitative indicators of coking products, we conducted tests using fuel oil samples from the Atyrau Oil Refinery, as well as flux and tar obtained through vacuum distillation followed by subsequent coking at the pilot unit.

Materials and methods: A pilot delayed coking unit was employed for the systematic processing of heavy oil residues. Additionally, mathematical modelling and analysis of the experimental results have been performed to predict the behaviour and outcomes of the coking process under investigation.

Results: The article presents the findings from studies conducted on the coking processes of fuel oil, flux and tar sourced from the Atyrau Oil Refinery. The volatile matter yield index for “crude” coke derived from tar decreases is observed to decrease to 7.1%, while for “crude” coke from fuel oil and flux are 7.8% and 7.4%, respectively. The ash content of coke obtained from tar is measured at 0.29%, whereas samples from fuel oil and flux yield ash contents of 0.23% and 0.26%. These measured values of ash content, volatile matter yield, and the mass fraction of silicon, iron, and vanadium for coke obtained from tar, meet the technical requirements for coke. Additionally, a mathematical prediction of the process was conducted, employing express determination to assess both qualitative and quantitative indicators of the resulting products.

Conclusion: Based on experimental data of the delayed coking unit of Atyrau oil refinery, better quality coke was obtained at the processing of tar compared to the processing of fuel oil and flux. The proposed model can be used to predict the coking process by express-determination of qualitative and quantitative indicators of the obtained products. The developed model can be used for personnel training in the field of modelling technological processes, since it does not require in-depth knowledge of programming, which makes it suitable for the initial training of specialists.

Keywords: oil residues; heavy fuel oil; flux; tar; coke; delayed coking; mathematical modelling.

To cite this article:

Karabassova NA, Kayrliyeva FB. Analysis and Forecasting of the Coking Process of Oil Residues of the Atyrau Oil Refinery. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):96–105.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108825>.

ӨОЖ 665.521.7: 66.092.89

FTAXP 61.51.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108825>

Қабылданды: 26.02.2025.

Мақұлданды: 17.04.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Атырау мұнай өңдеу зауытының мұнай қалдықтарын кокстеу процесін талдау және болжау

Н.А. Қарабасова, Ф.Б. Қайырлиева

Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Көмірсутек шикізатын терең қайта өңдеу мәселесі мұнай өңдеудің маңызды міндеттерінің бірі болып табылады. Қазіргі уақытта әлемде жеңіл мұнай өнімдерінің шығымдылығын арттыруға мүмкіндік беретін ауыр мұнай қалдықтарын қайта өңдеудің әртүрлі технологиялары бар. Мұнай қалдықтарын қайта өңдеудің ең перспективалы бағыттарының бірі баяу кокстеу болып саналады.

Мақсаты. Қайта өңделетін шикізат қасиеттерінің кокстеу өнімдерінің сандық және сапалық көрсеткіштерінің өзгеруіне әсерін зерделеу мақсатында біз шикізат ретінде Атырау мұнай қайта өңдеу зауытының мазутының, жартылай гудрон мен гудронның үлгілерін сынап көрдік, олар кейіннен пилоттық қондырғыда кокстеудің көмегімен вакуумдық айдау арқылы алынды.

Материалдар мен әдістер. Ауыр мұнай қалдықтарын қайта өңдеу үшін кокстеу пилоттық қондырғысы қолданылды. Зерттелетін процесті болжауға мүмкіндік беретін жүргізілген эксперименттердің нәтижелеріне математикалық өңдеу де қолданылды.

Нәтижелері. Мақалада Атырау мұнай өңдеу зауытының мазут, жартылай гудрон және гудронды кокстеу зерттеулерінің нәтижелері келтірілген: гудроннан алынған «шикі» кокс үшін ұшатын заттардың шығу көрсеткішінің мәні 7,1%-ға дейін төмендейді, ал мазут пен жартылай гудроннан алынған «шикі» кокстар үшін 7,8% және 7,4% құрайды. Гудроннан алынған кокстың күлі 0,29% құрайды, ал мазут пен жартылай гудроннан алынған үлгілер үшін 0,23% және 0,26% мәнге ие. Алынған күлдің мөңдері, ұшатын заттардың шығымы, сондай-ақ гудроннан алынған кокс үшін кремний, темір, ванадийдің массалық үлесі кокстың техникалық талаптарын қанағаттандырады. Кокстеу өнімдерінің сапалық және сандық көрсеткіштерін экспресс-анықтау арқылы процестің математикалық болжауы орындалды.

Қорытынды. Зерттеудің негізгі тұжырымдары мыналар Атырау мұнай өңдеу зауытындағы баяу кокстеу қондырғысының тәжірибелік деректеріне сүйенсек мазут пен жартылай гудронды қайта өңдеуден гөрі гудронды қайта өңдеу кезінде ең жақсы сапалы кокс алынады. Ұсынылған модельді алынған өнімдердің сапалық және сандық көрсеткіштерін экспресс-анықтау арқылы кокстеу процесін болжау үшін пайдалануға болады. Өзірленген модель технологиялық процестерді модельдеу саласында қызметкерлерді дайындау үшін пайдаланылуы мүмкін және бағдарламалауда терең білімді қажет етпейді, бұл оны мамандарды бастапқы дайындау үшін қолайлы етеді.

Негізгі сөздер: мұнай қалдықтары, мазут, жартылай гудрон, гудрон, кокс, баяу кокстеу, математикалық модельдеу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қарабасова Н.А., Қайырлиева Ф.Б. Атырау мұнай өңдеу зауытының мұнай қалдықтарын кокстеу процесін талдау және болжау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 96–105 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108825>.

Введение

Нефтеперерабатывающие предприятия заинтересованы в увеличении глубины переработки нефти с выработкой максимального количества дистиллятных продуктов – бензина и дизельного топлива – с минимальными капитальными затратами.

В развитых промышленных странах, наряду с процессами гидрооблагораживания сырья, вторичных дистиллятов и остатков, продолжают углублять переработку нефти с помощью процесса коксования. Примерно треть мировых мощностей глубокой переработки нефтяных остатков приходится на замедленное коксование, из них около 50% мощностей сконцентрировано в США [1].

В схемах современных нефтеперерабатывающих предприятий коксование занимает важное значение не только как углубляющий процесс [2], но и как источник важного продукта – кокса, необходимого для цветной и чёрной металлургии. В отличие от каменноугольного кокса, нефтяной кокс обладает уникальными свойствами, обусловленными его происхождением. Он имеет более низкое содержание примесей, в т.ч. серы, что делает его особенно ценным в металлургической и химической промышленности. Нефтяной кокс используется для производства электродов, в качестве топлива, а также в различных технологических процессах, требующих высококачественного углеродного материала. Его плотная структура и высокая теплотворная способность делают нефтяной кокс незаменимым компонентом в производстве алюминия и других металлов, а также в энергетике [3].

Нефтеперерабатывающие заводы, имеющие в своей схеме замедленное коксование, могут использовать его как процесс вторичной переработки нефти, который при комбинировании с другими термическими, каталитическими и гидрогенизационными процессами может повысить глубину переработки нефти до 90–95% [4].

Популярность процесса замедленного коксования связана с тем, что в этом процессе, наряду с выработкой нефтяного кокса, можно получить газы, бензиновую фракцию и коксовые (газоиловые) дистилляты, а выход дистиллятных продуктов в зависимости от свойств исходного сырья и условий проведения процесса может достигать величины порядка 60% [2].

На нефтеперерабатывающих заводах АО НК «КазМунайГаз» имеются установки замедленного коксования (далее – УЗК). Например, на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (далее – АНПЗ) такая установка была введена в эксплуатацию в 1980 г. и с тех пор неоднократно модернизировалась. В настоящее время её мощность составляет 1 млн т/г. сырья, что позволяет производить до 170 тыс. т кокса ежегодно. На Павлодарском нефтехимическом заводе УЗК была введена в эксплуатацию

в декабре 1986 г.; она перерабатывает тяжёлые остатки, такие как гудрон и мазут, в кокс, который используется в энергетике [5].

Материалы и методы

В рамках данной работы были исследованы нефтяные остатки переработки нефти на АНПЗ, основные показатели которых представлены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика остатков нефти АНПЗ

Table 1. Characteristics of oil residues of the Atyrau Oil Refinery

Показатели Indicators	Мазут Fuel oil	Полугудрон Flux	Гудрон Tar
Выход на нефть, %масс. Yield to oil, % mass	49,5	34,4	28,2
Качество остатков Quality of residuals			
плотность, кг/м³ density, kg/m³	906,8	937,7	944,5
коксуемость, % coking behavior, %	5,9	8,9	10,3
вязкость при 80°С, сСт viscosity at 80°С, cSt	28,9	163	360,2
содержание серы, % sulfur content, %	0,52	0,56	0,63
групповой химический состав, %масс. hydrocarbon type content, % mass.			
парафино-нафтеновые УВ paraffin naphthenic HCs	56,8	46,7	45,9
лёгкие ароматические УВ light aromatic HCs	6	12	10,9
средние ароматические УВ medium aromatic HCs	3,2	4,1	3,8
тяжёлые ароматические УВ heavy aromatic HCs	20,8	20,5	18,6
смолы tars	11	14	16,8
асфальтены asphaltenes	2,2	2,7	4
выкипает до 500°С, %об. boils off up to 500°С, % vol.	52	27	5

УВ / HCs – углеводороды / hydrocarbons

Для изучения продуктов процесса коксования сырьё – мазут, полугудрон и гудрон – коксовали на пилотной лабораторной установке, способной воспроизводить режим работы заводских установок. Схема пилотной установки коксования приведена на рис. 1.

Навеска сырья – 1 кг. Установка включает металлический кубик объёмом 2 л, помещаемый в электрическую печь. Нагрев содержимого кубика осуществляется после его опрессовки и присоединения через вентиль к системе сбора дистиллята, состоящей из воздушного холодильника и каплеотбойника.

Жидкий дистиллят улавливается в приёмнике и частично в каплеотбойнике, а газ коксования пропускается через газовые часы, где фиксируется его объём. При необходимости газ коксования отбирается в газометры для анализа

несколько раз в течение одного опыта. Давление в кубике 0,2 МПа. Время коксования, фиксируемое с момента появления паров в приемнике и до окончания опыта, составляет 2–2,5 ч.

Температура жидкой массы в кубике достигает 460–470°С. После окончания процесса коксования температуру в реакторе поднимали до 550–600°С для подсушки кокса в течение 30 мин.

После охлаждения кубика его освобождают от кокса, а дистиллят из приёмника и каплеотбойника сливают и подвергают фракционированию на аппарате АРН-2 с получением бензиновой, лёгкой и тяжёлой газойлевых фракций.

Обсуждение качества продуктов коксования

После анализа газа нами рассчитаны материальные балансы процесса коксования мазута, полугудрона и гудрона (табл. 2). Нужно отметить, что выход продуктов коксования при различном сырье практически одинаковый, за исключением выхода «сырого» кокса. При переработке мазута «сырого» кокса выход составил 9,7%масс., при переработке полугудрона и гудрона – 14,2 и 17,9%масс. соответственно.

Качественные параметры газов и дистиллятов коксования, представленные ниже, вполне соответствуют заводским данным, наблюдаемым в производственных условиях на АНПЗ.

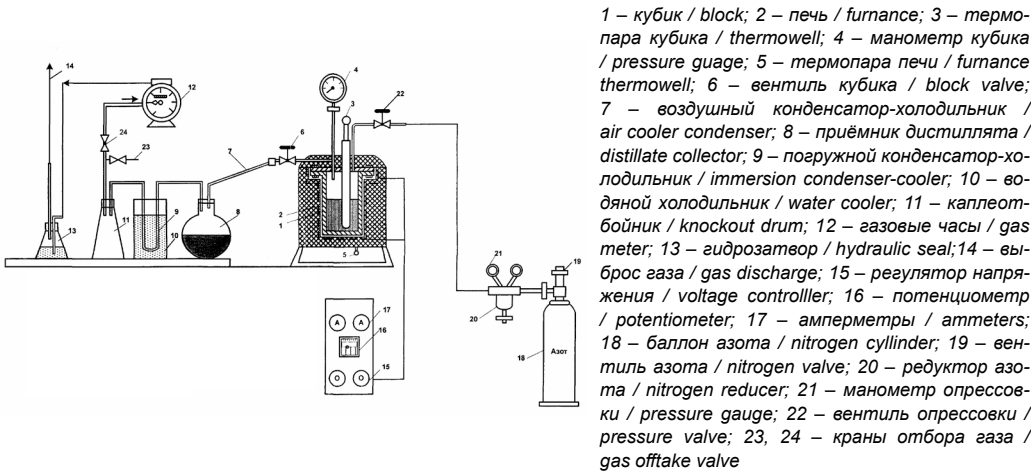


Рисунок 1. Схема установки коксования
Figure 1. Coking unit diagram

Таблица 2. Материальный баланс процесса коксования, %масс.

Table 2. Material balance of the coking process, % by mass.

Продукты коксования Coking products	Мазут АНПЗ AOR fuel oil	Полугудрон АНПЗ AOR flux	Гудрон АНПЗ AOR tar
Жирный газ Rich gas	8,9	8,7	7,9
Бензин Gasoline	15,4	14,7	13,1
ЛГ Light gas oil	39,6	37,5	38,6
ТГ Heavy gas oil	25	23,4	21,2
«Сырой» кокс Crude coke	9,7	14,2	17,9
Потери Loses	1,7	1,5	1,3
ВСЕГО TOTAL	100	100	100

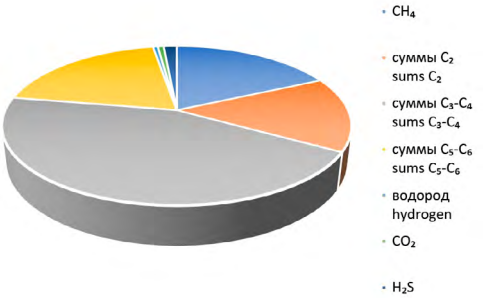


Рисунок 2. Состав газа коксования
Figure 2. Composition of coking gas

ЛГ / LGO – лёгкий газойль / Light gas oil; ТГ / HGO – тяжёлый газойль / Heavy gas oil

Таблица 3. Характеристика дистиллятов коксования
Table 3. Characteristics of coking distillates

Показатели Indicators	Из мазута From fuel oil			Из полугудрона From flux			Из гудрона From tar		
	бензин gasoline	ЛГ LGO	ТГ HGO	бензин gasoline	ЛГ LGO	ТГ HGO	бензин gasoline	ЛГ LGO	ТГ HGO
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	746,1	833,7	891,6	754,5	836,9	894,2	747,6	838,2	900,1
Содержание серы, % Sulfur content, %	0,12	0,25	0,31	0,13	0,26	0,32	0,15	0,29	0,36
Йодное число, г I ₂ /100 г Iodine value, g I ₂ /100 g	67,5	43,3	-	64,4	41,2	-	58,4	38,1	-
Фракционный состав, %об. Fractional composition, % vol.									
начало кипения, °C boiling point, °C	62	183	314	64	179	320	58	170	317
10% выкипает при, °C 10% boils off at, °C	92	222	335	90	217	339	88	206	341
50% выкипает при, °C 50% boils off at, °C	136	281	375	133	276	391	126	267	405
90% выкипает при, °C 90% boils off at, °C	182	337	458	179	333	461	172	319	466
98% выкипает при, °C (конец кипения) 98% boils off at, °C	197	346	477	196	349	480	189	343	479
Цетановый индекс Cetane index	-	55	-	-	55	-	-	52	-
Температура застывания, °C Solidification temperature, °C	-	-10	26	-	-12	28	-	-9	30
Вязкость при 20°C, сСт Viscosity at 20°C, cSt	0,7	4,6	-	0,68	4,5	-	0,66	4,2	-
Коксующесть, % coking behavior, %	-	-	0,71	-	-	0,69	-	-	0,93
Вязкость при 80°C, сСт Viscosity at 80°C, cSt	-	-	7,9	-	-	8,2	-	-	9,7

В газах коксования плотностью 1,42 кг/м³ содержится: H₂ – 0,54%, CO₂ – 0,65%, H₂S – 1,47%, CH₄ – 18,08%; суммы C₂ – 15,19%, суммы C₃–C₄ – 44,41%, суммы C₅–C₆ – 19,66% (рис. 2).

Характеристики дистиллятных продуктов (табл. 3) следующие:

– бензины коксования содержат 0,12–0,15% серы и отличаются высокими значениями йодного числа (58–67 г I₂/100 г);

– ЛГ коксования характеризуются хорошими значениями цетанового индекса (порядка 52);

– ТГ характеризуются низкими значениями вязкости при 80°C – 7,9; 8,2 и 9,7 сСт, соответственно, из мазута, полугудрона и гудрона.

По результатам (табл. 4) видно, что значение показателя выхода летучих веществ

для «сырого» кокса, полученного из гудрона, снижается до 7,1%, а для «сырых» коксов, полученных из мазута и полугудрона, составляет 7,8% и 7,4%. Зольность кокса, полученного из гудрона, составляет 0,29%, а для образцов, полученных из мазута и полугудрона, имеет значение 0,23% и 0,26%. Анализируя физико-химические свойства «сырых» коксов, можно отметить, что с утяжелением сырья коксования уменьшается выход летучих веществ и повышается зольность.

Полученные значения зольности, выхода летучих веществ, а также массовая доля кремния, железа, ванадия для кокса, полученного из гудрона «сырой» кокс, удовлетворяет требованиям ГОСТ 22898-78 «Коксы нефтяные малосернистые. Технические условия»¹ и соответствует спецификации качества АНПЗ [6].

¹ ГОСТ 22898-78 «Коксы нефтяные малосернистые. Технические условия». Дата введения 01.01.1979.
GOST 22898-78. Low-sulphur petroleum cokes. Specifications. Dated 1979 Jan 1.

Таблица 4. Характеристика «сырых» коксов
Table 4. Characteristics of “crude” cokes

Показатели Indicators	Из мазута From flux	Из полугудрона From flux	Из гудрона From tar
Выход летучих веществ, %масс. Yield of volatile substances, % w/w.	7,8	7,4	7,1
Содержание, %: Content, %:			
серы sulfur	1,02	1,07	1,11
ванадия vanadium	0,021	0,022	0,025
железа iron	0,026	0,027	0,03
кремния silicon	0,012	0,011	0,016
Зольность, % Ash content, %	0,23	0,26	0,29
Действительная плотность (после прокалки), г/см³ Actual density (after calcination), g/cm³	2,07	2,08	2,08

Математическое моделирование процесса коксования

Для выполнения математического анализа процесса были использованы характеристики остатков нефти АНПЗ (табл. 1) и значения показателя коксуемости сырья. Был применён метод однофакторного анализа по регрессионным уравнениям (1):

$$y = a_2x^2 + a_1x + a_0 \tag{1}$$

где x – величина коксуемости сырья; y – величина выходов продуктов коксования, $a_0...a_2$ – корреляционные показатели.

По уравнению (1) были выполнены расчёты материального баланса процесса коксования, плотности сырья и продуктов, выход исходного нефтяного остатка на нефть и выход летучих веществ в коксе.

Для расчёта выходов продуктов коксования использовали следующие уравнения (2–6):

$$y_1 = -0,04743x^2 + 0,64668x + 8,10485 \quad R^2 = 0,90873 \tag{2}$$

$$y_2 = -0,14419x^2 + 1,84836x + 9,44073 \quad R^2 = 0,96242 \tag{3}$$

$$y_3 = 0,05058x^2 - 1,42560x + 46,28260 \quad R^2 = 0,99458 \tag{4}$$

$$y_4 = -0,04170x^2 + 0,07064x + 26,01627 \quad R^2 = 0,99820 \tag{5}$$

$$y_5 = 0,18274x^2 - 1,14009x + 10,15555 \quad R^2 = 0,99524 \tag{6}$$

где y_1 – выход газа и потерь, %; y_2 – выход бензина, %; y_3 – выход легкого газойля, %; y_4 – выход тяжёлого газойля, %; y_5 – выход сырого кокса, %; R^2 – коэффициент детерминации.

В табл. 5 сведены данные по выходу продуктов коксования, определённых по уравнениям регрессии (2–6):

Таблица 5. Расчётный выход продуктов коксования, %масс.
Table 5. Estimated yield of coking products, % by weight

Показатели Indicators	Обозначение Symbol	Мазут Fuel oil	Полугудрон Flux	Гудрон Tar
Газ + потери Gas+losses	y_1	10,269	10,104	9,734
Бензин Gasoline	y_2	15,327	14,470	13,181
ЛГ LGO	y_3	39,632	37,601	36,964
ТГ HGO	y_4	24,982	23,342	22,320
Сырой кокс Crude coke	y_5	9,790	14,484	17,800
ИТОГО TOTAL		100	100	100

Путём сравнения расчётных (табл. 5) и экспериментальных (табл. 1) данных определили процентные значения ошибки расчёта (табл. 6).

Таблица 6. Процентные значения ошибки по сравнению с экспериментом, %
Table 6. Percentage error values compared to experiment, %

Показатели Indicators	Мазут Fuel oil	Полугудрон Flux	Гудрон Tar
Газ + потери Gas+losses	0,29799	0,945712	0,351
Бензин Gasoline	0,4762	1,567883	0,62
ЛГ LGO	0,08101	0,268856	0,096
ТГ HGO	0,0735	0,246781	0,091
Сырой кокс Crude coke	0,93115	1,999066	0,559

По следующим уравнениям (6–9), полученным тем же методом, можно рассчитать плотность сырья и продуктов коксования:

$$y_6 = -1,05420x^2 + 25,93701x + 789,20380 \quad R^2 = 0,994 \tag{6}$$

$$y_7 = 0,06294x^2 - 0,57833x + 747,24903 \quad R^2 = 0,993 \tag{7}$$

$$y_8 = 0,12587x^2 - 1,15666x + 836,49805 \quad R^2 = 0,993 \tag{8}$$

$$y_9 = 0,54283x^2 + 6,86309x + 912,83536 \quad R^2 = 0,974 \tag{9}$$

где y_6 – плотность сырья, кг/м³, y_7 – плотность бензина, кг/м³, y_8 – плотность легкого газойля, кг/м³, y_9 – плотность тяжёлого газойля, кг/м³.

В табл. 7 сведены данные по плотности сырья и продуктов коксования, полученные расчётным путём:

Таблица 7. Расчётные данные показателей плотности сырья и продуктов коксования, кг/м³
Table 7. Calculated data of raw material and coking product density indicators, kg/m³

Показатели Indicators	Обозначение Symbol	Мазут Fuel oil	Полугудрон Flux	Гудрон Tar
Сырьё Raw materials	Y_6	905,535	936,540	944,515
Бензин Gasoline	Y_7	746,028	747,087	747,969
ЛГ LGO	Y_8	834,055	836,174	837,939
ТГ HGO	Y_9	891,239	894,752	899,735

Сравнение этих расчётных плотностей с экспериментальными значениями плотности показывает их хорошее совпадение.

По следующим уравнениям (10–11) в зависимости от коксуемости сырья определили выход исходного сырья (остатка) на нефть и выход летучих веществ в сыром коксе. Полученные результаты приведены в табл. 8.

$$y_{10} = 0,09384x^2 - 6,38570x + 83,96005 \quad R^2 = 0,99978 \quad (10)$$

$$y_{11} = -0,01337x^2 + 0,06039x + 7,90333 \quad R^2 = 0,997 \quad (11)$$

где y_{10} – выход исходного сырья на нефть, %; y_{11} – выход летучих веществ в сыром коксе, %.

Таблица 8. Выход исходного сырья на нефть и выход летучих веществ в коксе, %масс.
Table 8. Yield of feedstock in oil and yield of volatile substances in coke, % by weight

Показатели Indicators	Обозначение Symbol	Метод Technique	Мазут Fuel oil	Полугудрон Flux	Гудрон Tar
Выход сырья на нефть Yield of raw materials to oil	Y_{10}	эксперимент test	49,500	34,400	28,200
		расчёт calculation	49,551	34,561	28,143
Выход летучих в коксе Volatile yield in coke	Y_{11}	эксперимент test	7,8	7,4	7,1
		расчёт calculation	7,794	7,381	7,107

При составлении математической модели для расчёта содержания серы в продуктах коксования применим тот же метод описания (12–16):

$$z_1 = 0,27455x - 0,02318 \quad R^2 = 0,99895 \quad (12)$$

$$z_2 = 0,37273x + 0,05409 \quad R^2 = 0,98592 \quad (13)$$

$$z_3 = 0,47091x + 0,06136 \quad R^2 = 0,97184 \quad (14)$$

$$z_4 = 0,78364x + 0,62045 \quad R^2 = 0,95544 \quad (15)$$

$$z_5 = 0,03527x + 0,00291 \quad R^2 = 0,97756 \quad (16)$$

где x – содержание серы в исходном сырье, %; z_1 – содержание серы в бензине, %; z_2 – содержание серы в легком газойле, %;

z_3 – содержание серы в тяжёлом газойле, %; z_4 – содержание серы в сыром коксе, %; z_5 – содержание ванадия в коксе, %.

Сравнение полученных расчётных данных с экспериментальными представлено в табл. 9:

Таблица 9. Данные по содержанию серы в нефтепродуктах и ванадия в коксе, %масс.
Table 9. Data on the content of sulfur in petroleum products and vanadium in coke, % by weight

Показатели Indicators	Обозначение Symbol	Метод Technique	Мазут Fuel oil	Полугудрон Flux	Гудрон Tar
Бензин Gasoline	z_1	эксперимент test	0,120	0,130	0,150
		эксперимент test	0,120	0,131	0,150
ЛГ LGO	z_2	эксперимент test	0,250	0,260	0,290
		эксперимент test	0,248	0,263	0,289
ТГ HGO	z_3	эксперимент test	0,310	0,320	0,360
		эксперимент test	0,306	0,325	0,358
Сырой кокс Crude coke	z_4	эксперимент test	1,020	1,070	1,110
		эксперимент test	1,028	1,059	1,114
Ванадий Vanadium	z_5	эксперимент test	0,021	0,023	0,025
		эксперимент test	0,0213	0,0227	0,0251

Результаты и обсуждение

На основании экспериментальных данных и возможности работы УЗК АНПЗ было определено, что при переработке гудрона получается кокс лучшего качества, чем при переработке мазута и полугудрона.

Точность расчётов по разработанной модели оценивалась по значениям коэффициента детерминации (R^2). Известно, что если значение коэффициента детерминации близко к единице, то модель является вполне адекватной. Поскольку в расчётах значение этого коэффициента варьирует в пределах 0,95544–0,99895, можно сказать, что данную модель можно использовать для прогноза процесса коксования путём экспресс-определения качественных и количественных показателей продуктов коксования.

Заключение

Экспериментально показано, что с углублением отбора вакуумного газойля из мазута и доведением коксуемости сырья коксования до 10% существенно увеличивается выход сырого кокса – с 9–10% до 17–18% – при одновременном сохранении его качества.

Разработана математическая модель для прогнозирования материального баланса процесса коксования и основных параметров

качества получаемых дистиллятных продуктов и сырого кокса по значениям показателей «коксуемость» и «содержание серы» в исходном сырье коксования.

Данная модель может быть эффективно использована для обучения персонала в области моделирования и прогнозирования качества выпускаемых коксов.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Карабасова Н.А. – проведение опытов, анализ полученных продуктов, написание текста, иллюстрации; Кайрлиева Ф.Б. – концепция исследования, математическое моделирование, расчёт по полученным экспериментальным данным.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nagima A. Karabassova – conducting experiments, analyzing the obtained products, writing, graphics; Fazilat B. Kayrliyeva – research concept, mathematical modeling, calculation based on experimental data obtained.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ковальчук Р.С., Климов Д.С., Морозкин Ю.Г., Слепокуров И.И. Цели и задачи реконструкции и развития коксового производства ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка». Технико-экономический анализ // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2018. №7. С. 11–15.
2. Aubakirov Y.A., Sassykova L.R., Buzayev N.A., et al. Investigation of obtaining low-sulfur coke from heavy oil residues in the presence of a recycling agent // Materials Today: Proceedings. 2020. Vol. 31, Part 3. P. 514–517. doi: [10.1016/j.matpr.2020.06.060](https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.06.060).
3. Теляшев Э., Хайрудинов И. Нефтепереработка: новые-старые разработки // Химический журнал. 2004. №10–11. С. 68–71.
4. Шигапов Р.И., Нуриева Э.Н., Сигдеева Г.С. Оптимизация работы установок переработки тяжёлых нефтяных остатков в процессах замедленного коксования // Бюллетень науки и практики. 2024. Т. 10, №6. С. 446–453. doi: [10.33619/2414-2948/103/47](https://doi.org/10.33619/2414-2948/103/47).
5. Ахметов М.М., Карпинская Н.Н., Теляшев Э.Г. Нефтяной кокс: получение, качество, прокаливание, области использования. Уфа: АО «ИНХП», 2018. 584 с.
6. anpz.kz [интернет]. Кокс нефтяной прокаленный КП-1, КП-2 анодный для алюминиевой промышленности по ТУ 38.1011341-90 «Коксы нефтяные прокаленные. Технические условия». Доступ по ссылке: <https://www.anpz.kz/product/>. Дата обращения: 12.07.2024.

REFERENCES

1. Kovalchuk RS, Klimov DS, Moroshkin YG, Slepokurov II. Goals and tasks at reconstruction and development of coke production department in Lukoil-Volgogradneftepererabotka OC. Technical and economic analysis. *World of oil products. The Oil Companies' Bulletin*. 2018;7:11–15.
2. Aubakirov YA, Sassykova LR, Buzayev NA, et al. Investigation of obtaining low-sulfur coke from heavy oil residues in the presence of a recycling agent. *Materials Today: Proceedings*. 2020;31(3):514–517. doi: [10.1016/j.matpr.2020.06.060](https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.06.060).
3. Telyashev Y, Khayrudinov I. Neftepererabotka: novye-starye razrabotki. *The Chemical Journal*. 2004;10–11:68–71. (In Russ).
4. Shigapov R, Nurieva E, Sagdeeva G. Optimization of operation of heavy oil residue processing units in delayed coking processes. *Bulletin of Science and Practice*. 2024;10(6):446–453. doi: [10.33619/2414-2948/103/47](https://doi.org/10.33619/2414-2948/103/47).
5. Akhmetov MM, Karpinskaya NN, Telyashev EG. Neftyany koks: polucheniye, kachestvo, prokalivaniye, oblasti ispolzovaniya. Ufa: INHP; 2018. 584 p. (In Russ).
6. anpz.kz [Internet]. Koks neftyany prokalenny KP-1, KP-2 anodnyy dlya alyuminiyevoy promyshlennosti po TU 38.1011341-90 «Koksy neftyanye prokalennyye. Tekhnicheskkiye usloviya» [cited 2024 Jul 12]. Available from: <https://www.anpz.kz/product/>. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Карабасова Нагима Асылбековна**ORCID [0000-0001-6121-1125](#)e-mail: nagima@inbox.ru.**Кайрлиева Фазилат Басаровна**

канд. техн. наук

ORCID [0000-0001-5323-0916](#)e-mail: kairliyeva.fazi@mail.ru.**AUTHORS' INFO*****Nagima A. Karabassova**ORCID [0000-0001-6121-1125](#)e-mail: nagima@inbox.ru.**Fazilat B. Kayrliyeva**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0001-5323-0916](#)e-mail: kairliyeva.fazi@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 553.98

FTAXP 31.15.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108817>

Қабылданды: 30.01.2025.

Мақұлданды: 13.03.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Ғылыми шолу

Табиғи сутегі: шығу тегі, геологиялық таралуы және анықтау әдістеріне қысқаша шолу

С. Опахай, Қ.А. Күтербеков, К.Ж. Бекмырза, Ә.М. Қабышев, М.М. Кубенова,
Н.К. Айдарбеков, Ж. Жұмаділова, Ж.С. Зейнулла

Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Табиғи сутегі – төмен көміртекті экономикада маңызды рөл атқара алатын, экологиялық таза және болашағы зор энергия көзі. Бұл мақалада табиғи сутегінің пайда болу тегі, геологиялық таралуы және оны анықтау әдістері қарастырылған. Әдеби деректерді талдау негізінде оның негізгі түзілу көздері: серпентинизация, судың радиолизі, тау жыныстарының механикалық бұзылуы, магманың дегазациясы және жер қыртысының үгілуі болып табылады. Олардың ішінде серпентинизация су мен екі валентті темірдің әрекеттесуінен сутегінің түзілуіне алып келетін орта мұхит жоталары мен субдукция аймақтарында жүретін ең маңызды процесс ретінде ерекшеленеді. Табиғи сутегінің географиялық таралуы мұхиттық спрединг орталықтарын, пассивті шеттерді, субдукция аймақтарын, жарылымдар мен плиталар арасындағы аумақтарды қамтиды. Сутегінің жоғары концентрациялары Сан-Андреас жарылымы және Таудени бассейні сияқты тектоникалық белсенді аймақтарда жиі байқалады. Табиғи сутегіні анықтау изотоптық талдау және H_2/CH_4 қатынастары арқылы жүзеге асырылады, бұл мантиялық текті қыртыстық тектен ажыратуға мүмкіндік береді. Табиғи сутегі кен орындарын зерттеу мен барлау шектеулі болғанына қарамастан, оны өндіру сутегі энергетикасының құнын айтарлықтай төмендетіп, тұрақты энергия көздеріне көшу үдерісін жеделдетуі мүмкін. Зерттеу сутегінің түзілу, жинақталу және миграция механизмдерін, сондай-ақ оны өндіру технологияларын одан әрі зерттеудің маңыздылығын атап көрсетеді. Ұсынылған шолу табиғи сутегі туралы қазіргі білімдерді жүйелеп, осы салада болашақтағы ғылыми және практикалық жұмыстарға негіз болады.

Негізгі сөздер: табиғи сутегі, көміртектік бейтарап, серпентинизация, сутегінің таралуы, сутегі резервуарларын барлау, радиолиз, магманың дегазациясы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Опахай С., Күтербеков Қ.А., Бекмырза К.Ж., және т.б. Табиғи сутегі: шығу тегі, геологиялық таралуы және анықтау әдістеріне қысқаша шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 106–118 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108817>.

UDC 553.98

CSCSTI 31.15.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108817>

Received: 30.01.2025.

Accepted: 13.03.2025.

Published: 30.06.2025.

Review article

Natural Hydrogen: Origin, Geological Distribution, and Detection Methods – A Brief Overview

Serikzhan Opakhai, Kairat A. Kuterbekov, Kenzhebatyr Zh. Bekmyrza, Asset M. Kabyshev, Marzhan M. Kubenova, Nursultan K. Aidarbekov, Zhuldyz Zhumadilova, Zhassulan S. Zeinulla

Gumilyov Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Natural hydrogen represents a sustainable and promising energy source that holds the potential to significantly contribute to a low-carbon economy. This article discusses origins, geological distribution, and methods used for detection of natural hydrogen. Through a review of existing literature, the primary sources of natural hydrogen formation have been identified. These include serpentinization, water radiolysis, disaggregation of rock, magma degassing, and weathering of the Earth's crust. Among these processes, serpentinization is particularly significant as a key phenomenon occurring in mid-ocean ridges and subduction zones. This process involves the interaction of water with divalent iron resulting in the formation of hydrogen. The geographical distribution of natural hydrogen includes oceanic spreading centers, passive margins, subduction zones, faults, and intraplate regions. High concentrations of H₂ are frequently found in tectonically active areas, such as the San Andreas Fault and the Taoudeni Basin. Natural hydrogen can be detected using isotopic analysis and H₂/CH₄ ratios, which help to differentiate between mantle-derived and crustal origins. Despite current limitations in the research and exploration of natural hydrogen deposits, its production could significantly reduce the cost of hydrogen energy and accelerate the transition to sustainable energy. The study emphasizes the necessity for further investigation into the mechanisms of hydrogen generation, accumulation, and migration, as well as the development of extraction technologies. This overview organizes the current understanding of natural hydrogen and serves as a foundation for future scientific and practical advancements in this field.

Keywords: *natural hydrogen; carbon-neutral; serpentinization; hydrogen diffusion; exploration of hydrogen reservoirs; radiolysis; magma degassing.*

To cite this article:

Opakhai S, Kuterbekov KA, Bekmyrza KZ, et al. Natural Hydrogen: Origin, Geological Distribution, and Detection Methods – A Brief Overview. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):106–118. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108817>.

УДК 553.98
МРНТИ 31.15.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108817>

Получена: 30.01.2025.
Одобрена: 13.03.2025.
Опубликована: 30.06.2025.

Научный обзор

Природный водород: происхождение, геологическое распространение и методы обнаружения – краткий обзор

С. Опахай, К.А. Кутербеков, К.Ж. Бекмырза, А.М. Кабышев, М.М. Кубенова,
Н.К. Айдарбеков, Ж. Жумадилова, Ж.С. Зейнулла

Евразийский национальный университет имени Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Природный водород является экологически чистым и перспективным источником энергии, который может сыграть значительную роль в низкоуглеродной экономике. В данной статье рассматриваются происхождение, геологическое распределение и методы идентификации природного водорода. На основе анализа литературных данных выделены основные источники его образования: серпентинизация, радиолиз воды, механическое разрушение пород, дегазация магмы и выветривание земной коры. Среди них серпентинизация выделяется как наиболее значимый процесс, происходящий в зонах срединно-океанических хребтов и субдукции, где взаимодействие воды с двухвалентным железом приводит к образованию водорода. Географическое распределение природного водорода охватывает океанические спрединговые центры, пассивные окраины, зоны субдукции, разломы и внутриплитные области. Высокие концентрации H_2 часто наблюдаются в тектонически активных зонах, таких как разлом Сан-Андреас и бассейн Таудени. Идентификация природного водорода проводится с использованием изотопного анализа и соотношений H_2/CH_4 , что позволяет отличить мантийное происхождение от корового. Несмотря на текущие ограничения в исследованиях и разведке месторождений природного водорода, его добыча может значительно снизить стоимость водородной энергетики и ускорить переход к устойчивым источникам энергии. Исследование подчеркивает необходимость дальнейшего изучения механизмов генерации, накопления и миграции водорода, а также разработки технологий его извлечения. Представленный обзор систематизирует текущие знания о природном водороде и служит основой для дальнейших научных и практических разработок в этой области.

Ключевые слова: природный водород, углеродно-нейтральный, серпентинизация, диффузия водорода, разведка водородных резервуаров, радиолиз, дегазация магмы.

Как цитировать:

Опахай С., Кутербеков К.А., Бекмырза К.Ж., и др. Природный водород: происхождение, геологическое распространение и методы обнаружения – краткий обзор // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 106–118. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108817>.

Кіріспе

Өсіп келе жатқан әлемдік энергия тұтынуы, қазба отындарына тәуелділік және климаттың өзгеруі мен экологиялық мәселелер жаңартылатын энергия көздерін дамытуға деген қызығушылықты арттырды. Осы тәуелділікті алмастыру үшін күн, жел, толқындық, геотермалдық, биомасса және сутегі энергиясы сияқты перспективті баламалы энергия көздері әзірленді. Сутегі – жоғары сапалы отын, оның жану өнімі – су, көміртек шығарындылары нөлге тең болып табылады. Сондықтан сутегі таза және тұрақты энергия көзі ретінде қарастырылады. Бұдан басқа, сутегіні отын элементтері арқылы электр энергиясына айналдыруға болады. Химиялық шикізат ретінде ол аммиак, метанол өндіруде және мұнай өңдеу процестерінде маңызды рөл атқарады [1].

Таза сутегі үлкен мөлшерде жасыл энергияны ұзақ уақыт сақтауға (сығылған сұйық сутегі (CGH_2), сұйық сутегі (LH_2), Металлгидридтер (MgH_2 , LaNi_5H_6 , TiFeH_2), сұйық органикалық сутегі тасымалдаушылары (ЛОНС, мысалы, бензилтолуол) сияқты технологияларды қолдана отырып) мүмкіндік береді, ал оның жасыл туындылары (метанол және аммиак) қымбат ұзақ қашықтықтағы электр желілерінің қажеттілігінен құтқарады. Сонымен қатар, ол су шаруашылығы жүйелері үшін тұрақты электр энергиясының сұранысын қамтамасыз ете алады және мұнай өңдеу процестерінің шикізаты ретінде қолданылады. Сутегі сонымен қатар кеме қозғалтқыштарында, сүңгуір қайықтарда және басқа да суда жүзетін құралдарда қолданылады [2].

Таза сутегі кең қызығушылық тудырды, ал электролиттік су – сутегіні өндірудің ең тиімді әдістерінің бірі. Қазіргі уақытта төрт негізгі технология бар. Біріншісі – сілтілік электролиттік ұяшық (АВЕ) технологиясы, оның технологиялық жетілуі жоғары және қызмет ету мерзімі ұзақ болады. Екінші технология – протон алмасу мембранасы (РЕМ), ол жоғары ток тығыздығымен, жоғары жұмыс қысымымен, экологиялық тазалық деңгейімен, ұяшықтың шағын өлшемімен және қуат реттеуінің кең диапазонымен ерекшеленеді, бірақ платина мен иридий сияқты бағалы металдарды пайдалану РЕМ-нің құнын АВЕ-ге қарағанда 3–5 есе арттырады [3]. Қатты оксидті электролиттік ұяшық (SOEC) жоғары температурада (500–900°C) жұмыс істейді және сұйық судың орнына буды пайдаланады. Қазіргі зерттеулер оны коммерциаландыруға, модернизациялауға, қызмет ету мерзімін ұзартуға және шығындарды азайтуға бағытталған. Ол негізінен жылу энергиясына бай аймақтарда қолданылады. АВЕ – салыстырмалы түрде алдыңғы қатарлы технология, ол тезірек жауап береді және ток тығыздығы жоғары, бірақ мембраналық материалдар мен құрылғыларды құрастыру негізінен зертханалық деңгейде қалып отыр [3, 4].

Сутегіні сақтау сутегі энергетикасын дамытудағы басты мәселе болып табылады, сондықтан бұл тақырып бойынша көптеген зерттеулер жүргізілуде. Сутегіні сақтау фазалық күйіне байланысты газ тәрізді сутегіні сақтау болып бөлінеді. Газ тәрізді сутегіні сақтау – сутегіні жоғары қысымды, бакта сығымдау және сақтау болып табылады. Бұл ауқымды және алыс қашықтықтағы қолдану жағдайларына байланысты тұрақты қысымды сақтай отырып қолданылады. Оның артықшылықтарына сутегіні сақтау жылдамдығының жоғары болуы, технологияның салыстырмалы түрде жетілуі, қалыпты температурада жұмыс істеуі және төмен шығындары жатады, алайда сутегі тез таралуға бейім болып табылады. Сондай-ақ, газ тәрізді сутегіні ауқымды сақтау үшін қолайлы, мысалы, пайдаланылмайтын мұнай кен орындарын қолдану арқылы жер асты сақтауы бойынша көптеген зерттеулер бар [5].

Болашақ энергетикалық құрылымдар сутегіні өндірудің неғұрлым экономикалық және қолжетімді төмен көміртекті немесе көміртексіз әдістерін әзірлеуі тиіс. Жер асты табиғи сутегі алдағы энергетикалық өзгерістердің негізгі тірегіне айналуы мүмкін. Қазіргі уақытта сутегі туралы шолулар негізінен оның өндірісі, сақталуы және тасымалдануына бағытталған, ал табиғи сутегі туралы мәліметтер салыстырмалы түрде аз. Алайда, табиғи сутегі қорларын барлау және игеру сутегінің құнын төмендетуге ықпал етуі мүмкін. Сондықтан табиғи сутегінің сипаттамаларын, оның ішінде таралуы, пайда болуы және басқа да мәселелерін түсіну қажет [6].

Соңғы шолулар табиғи сутегінің түзілу механизмдеріне (генезисіне) көбірек бағытталған, ал табиғи сутегінің таралуы бойынша деректер жеткіліксіз. Сондықтан әдебиеттерді кеңінен зерттеу негізінде табиғи сутегінің таралуы, пайда болуы сияқты мәселелер осы шолу мақалада кеңінен қарастырылады. Бұл шолу мақала табиғи сутегіні барлау және игеру саласындағы прогресті жинақтай отырып, табиғи сутегі қорларын барлау үшін нұсқаулық ретінде қызмет етеді.

Негізгі бөлім

Сутегінің таралуы

Абиотикалық сутегі (биологиялық белсенділік нәтижесінде түзілмеген табиғи сутегі газы) субаэралды және суасты орталарында, соның ішінде мұхиттық спрединг орталықтарында, трансформалық жарылымдарда, пассивті шеттерде, конвергенттік шеттерде және плиталар ішіндегі жағдайларда табылды. Табиғи сутегінің бар екендігіне сенімді дәлелдер алғаш рет 1970-жылдары алынған [7]. Бұл ашылулар үшін қолданылған зондтар 1997 жылы Францияның Теңізді Даму Институты жетілдірген, олардың суасты роботтары Атлантика жотасының оңтүстігінде, Азор аралдарының маңында 2300 м тереңдіктегі қара түтіктерді зерттеген. Роботтар

мұхит түбіндегі гидротермалдық көздерді анықтау үшін метан көзін іздеу барысында сутегіге бай гидротермалдық сұйықтықтарды тапқан. Осы жылдар ішінде француздық зерттеушілер Атлантика жотасы бойында табиғи сутегінің жеті шығу нүктесін анықтады.

Америкалық, ресейлік және жапондық ғалымдар басқа аймақтарда ұқсас ашулар жасаған [8]. Сутегінің мұхиттық ультранегізді жыныстармен судың әрекеттесуінен түзілетіні анықталды. Бұл гидротермалдық сұйықтықтар ерте тіршіліктің дамуы үшін ықтимал триггер болуы мүмкін. Мұхит литосферасының көп бөлігі теңіз суымен оңай тотығатын темірге бай минералдарды қамтитын жыныстардан тұрады. Бұл тотығу процесі өте күрделі, себебі гидротермалдық өзгеріс кезіндегі темірдің таралуы $Mg-Fe$ минералдарының бірнеше түрін қамтиды, олардың құрамы температураға, протолитогендік құрамға және су-жыныс арақатынасына байланысты өзгереді.

Серпентинизацияланған перидотит баяу және өте баяу кеңею аймақтарындағы орта-атлантикалық жоталарда магманың шектеулі берілуі жағдайында ең көп таралған гидротермалдық циклді жыныс түрі болып табылады. Серпентинизация нәтижесінде айналып жүретін гидротермалдық сұйықтықтармен байланысты сутегінің жүздеген табиғи ағындары, мысалы, Рейнбоу гидротермалдық көздері (Орта Атлантика жотасы), сондай-ақ мұхит түбіндегі ультрамафикалық жыныстар мен континенттердегі офиолиттерде [9] анықталған.

Сутегінің аномалды концентрациялары жиі жарылым аймақтарынан табылып жатады. Жарылым аймақтары жер қыртысындағы сұйықтықтардың миграциясы үшін қолайлы жолдар болып табылады, себебі жарылым бойында көптеген өзара байланысқан және ашық жарықшақтар орналасқан. Осылайша, жарылымдар сутегінің тереңдегі көздерін жер бетімен байланыстыруы мүмкін. Кейбір зерттеулер сутегіні жердің маңызды геологиялық жарылымдары маңындағы топырақта бақылауға бағытталған, мысалы, Жапонияда [10] және Калифорниядағы Сан-Андреас жарылымы маңында [11]. Ваquita және т.б. зерттеушілер Япониядағы Яманкаси жарылымының маңында топырақ газдарынан сутегіні (3%-ға дейін) анықтады [12]. Бұл ашылу сутегінің ерекше жоғары концентрациялары жер сілкінісі алдындағы белсенді жарылымдардағы топырақтарда анықталғанын растайтын кейінгі зерттеулерге себеп болды.

АҚШ-тың Канзас штатындағы топырақ газындағы сутегі бойынша жүздеген өлшеу нәтижелері жарылымдардың сутегінің транзиттік жолдары ретінде басымдыққа ие екенін көрсетеді. Маккарти және әріптестері Канзастағы топырақ газын зерттеу барысында жарылымдар

мен сутегінің құрамының оң корреляциясын анықтады [13]. Украина мен Беларусьте жүргізілген зерттеулер Солтүстік Припять жарылымы аймағында сутегінің ең жоғары концентрациялары байқалғанын көрсетті [14]. Басқа зерттеу жер асты суларындағы сутегі сынамаларын талдаған. Зерттеушілер жер асты суларында, әсіресе терең жарылымдармен байланысты аймақтарда сутегінің концентрациясы қоршаған аудандардағы суға қарағанда екі есе жоғары болғанын анықтады.

Зерттеушілер сутегіні шөгінді бассейндердегі тақтатас пен көмір қабаттарынан тапты. Авторлар тақтатас пен көмірді пиролиздеу бойынша эксперименттер жүргізіп, сутегі мен органикалық зат арасындағы байланысты дәлелдеді [15]. Шөгінді органикалық зат сутегінің маңызды көзі болуы мүмкін. Алайда, шөгінді органикалық заттардағы $C-H$ байланыстарын диссоциациялау арқылы сутегіні алуға қатысты мәліметтер аз. Мальштедт және әріптестері [15] тақтатастар мен супердетриттерді әртүрлі термиялық жетілу және метаморфизм дәрежелерінде ұсақтау кезінде бөлінетін газдың концентрациялары (CO_2 , H_2 және CH_4) қалай өзгередінін зерттеді. Сондай-ақ, олар газ компоненттерінің өзара байланысын түсіну үшін тақтатас пен супердетриттегі CH_4 және H_2 изотоптық құрамдарын талдады. Тақтатас пен метапелиттегі қалдық газдың негізгі компоненттері CO_2 , CH_4 және H_2 болып табылады, бұл шөгінді органикалық заттардың бөліну ретілігімен сәйкес келеді. δ^2H H_2 мәндерінің едәуір төмен болуы сутегінің көміртектес-сутегі байланыстарынан бөлінуімен байланысты изотоптық фракциялану ретінде түсіндірілуі мүмкін. Бұл нәтижелер сутегінің үлкен көлемі шөгінді органикалық заттардан түзілетінін көрсетеді.

Табиғи сутектің шығу тегі және идентификациясы

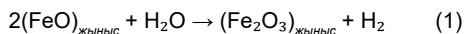
Шығу тегі

Табиғи сутегі соңғы онжылдықтарда, әсіресе орта-теңіз жоталарындағы сутегіге бай флюидтердің ашылуынан кейін кеңінен зерттелді. Бұл аймақтардағы сутегінің негізгі көздеріне мыналар жатады: $Fe(II)$ қамтитын жыныстардың өзгеруі, уран, торий және калийдің радиоактивті ыдырауы нәтижесінде судың радиолізі, дегазацияланған магма, сонымен қатар кремнийді қамтитын жыныстардың механикалық бұзылуы кезінде су мен беткі өркін радикалдардың реакциясы [16].

Серпентинизация

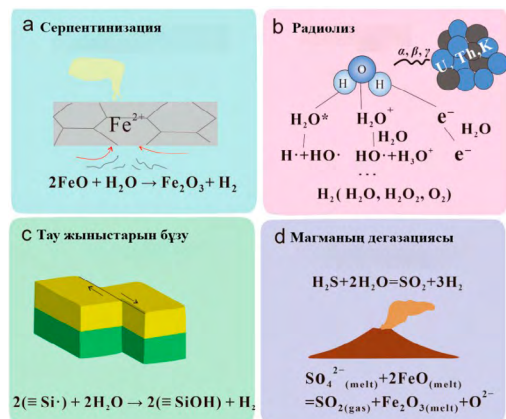
Перидотит баяу және өте баяу кеңейетін мұхитаралық жоталарда магманың берілуі шектеулі болған кезде гидротермиялық айналымдар орналасатын ең кең таралған тау жынысы болып табылады. Перидотиттің гидротермиялық өзгеруі (серпентинизация)

еріту-тұну, тотығу-тотықсыздану реакцияларының және сутегінің түзілуінің өзара байланысты процестеріне әкеледі (сурет 1а). Оливин мен плагиотрофил перидотиттің ең кең таралған минералдары болып табылады, олар гидротермиялық жағдайларда тұрақсыз. Бұл күрделі процестің жалпы сипаттамасы келесідей (1):



мұндағы (FeO) жыныс пиросиликаттардың эквивалентті темірі (Fe^{2+}) компонентін білдіреді. (Fe_2O_3) жыныс өзгерген минералдардан тұрады, олардың құрамында темір (Fe^{3+}) бар.

Серпентиннің құрамындағы басқа да темірге бай екінші реттік минералдар (мысалы, хлорит, феррохромит) сутегі түзілуінде екінші рөл атқарады, бірақ белгілі бір геохимиялық жағдайларда шешуші болуы мүмкін [17].



Сурет 1. Сутегінің негізгі пайда болу көздерін көрсететін сызбанұсқа [17]

Figure 1. Schematic diagram of the primary sources of hydrogen formation [17]

a) серпентинизация / serpentinization; b) радиолиз / radiolysis; c) тау жыныстарын бұзу / disaggregation of rock; d) магманың дегазациясы / magma degassing

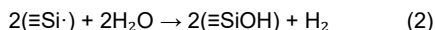
Радиолиз

Радиоактивті элементтердің, мысалы, уранның (^{238}U және ^{235}U), торийдің (^{232}Th) және калийдің (^{40}K), мұхит жыныстарында ыдырауы нәтижесінде бөлінетін сәулелену α -, β - және γ -сәулелерін шығарып, суды қоздырып және иондап, еркін радикалдар түзіп, сутегі өндіреді (сурет 1b). Осылайша, судың H–O байланысы ыдырайды, нәтижесінде сутегі мен гидроксидті радикалдар түзіледі. Кейін екі сутегіден тұратын радикал өзара әрекеттесіп, сутегі молекуласын түзеді: $2\text{H} \cdot \rightarrow \text{H}_2$ [18]. Радиолиз арқылы сутегі өндірісі үшін Жерде және Күн жүйесінің басқа аймақтарында кең таралған қарапайым геохимиялық компоненттер (су мен радионуклидтер) қажет. Сонымен қатар,

радиолиз судың тұрақты күйінде болатын кез келген температура мен қысым жағдайында тіпті су мұз, бу немесе гидратталған тұздар түрінде болса да жүреді [19].

Тау жыныстарының бұзылуы

Тау жыныстарының жарылуы химиялық байланыстарды бұзып, еркін радикалдар түзеді, олар сумен әрекеттесіп сутегі түзеді (2) (сурет 1, c):

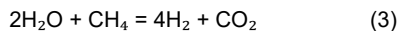


Тектоникалық жарылымдарға байланысты топырақ газдарындағы сутегінің ерекше жоғары концентрациясы жарылымдар қозғалысы кезінде тау жыныстарының ұсақталуымен және соған байланысты еркін радикалдардың түзілуімен түсіндіріледі. Механикалық күштер силикат минералдарындағы Si–O коваленттік байланыстарын бұзып, беткі еркін радикалдарды $\equiv\text{Si}\cdot$ және $\equiv\text{SiO}\cdot$ (гомолиттік), сондай-ақ зарядталған беткі радикалдарды $\equiv\text{Si}^+$ және $-\text{O}-\text{Si}^-$ (гетеролиттік) түзеді. Бұл беттер анықталғаннан кейін олар немесе рекомбинацияланып силиксандық байланыстарды (Si–O–Si) түзеді, немесе сумен әрекеттесіп, келесідей реакцияға түседі: $\text{Si}\cdot + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{SiOH} + \text{H}\cdot$. Мұнда сутегі келесі жанама өнім ретінде бөлінеді: $\text{H}\cdot + \text{H}\cdot \rightarrow \text{H}_2$. Бұл процесс, механикалық немесе медициндік сутегі өндірісі деп аталады, жарылым аймақтарында кең таралуы мүмкін [20].

Жарылымдар орогендік белдеулерде, субдукция аймақтарында, континенттік рифттерде, пассивті шеттерде, спрединг орталықтарында, трансформациялық жарылымдар мен жарылым аймақтарында стандартты геологиялық ерекшеліктер болып табылады. Сутегі бұл жарылымдар белсенді болған кезде түзіледі. Жылжымалы жарылымдарда сутегі өндірісі тұрақты жүруі мүмкін, ал бұғатталған жарылымдарда сутегі өндірісі эпизодтық сипатқа ие болып, жылжу оқиғаларымен шектелуі мүмкін [21].

Магманың дегазациясы

Сутегі сондай-ақ көміртек-оттегі-сутегі (COH) магмалық жүйелерінде кездеседі (3) (сурет 1, d):

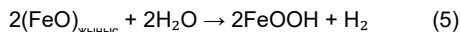
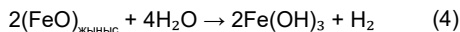


Магмалық температураларда ($\sim 1200^\circ\text{C}$) бұл тепе-теңдік оңға қарай қатты ығысады, бұл сутегінің магманың құрамдас бөлігі болуы мүмкін екенін көрсетеді. Тау жыныстарының атқылауы орта мұхит жоталарынан (MORB) алынған базальттарды қамтиды, олардың газ мөлшері ерекше жоғары, және олар ешқандай дегазация тарихы болмаған лавалар деп есептеледі. Орта Атлант жотасының (MAR) ерте алынған үлгілерінде, драгалау арқылы көтерілгеннен кейін, талдау жасалмай тұрып, кеме палубасына

шашылған фрагменттер болды. Бұл фрагменттер 0,881 мл/г еріген газды қамтыған, оның 26,7%-ы сутегі болды [22].

Қыртыстың үгілуі

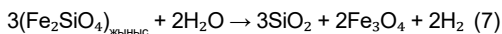
Су салқындап, уақыт өте келе ескірген сайын, мұхиттық қыртыс өзгереді, және төмен температураларда (<250°C) келесі реакциялар жүреді (4–6):



Терең теңіз және мұхиттық бұрғылау жобаларынан алынған үлгілер көрсеткендей, қыртыстың үгілуі субтропикалық аймақтарда басталып, қыртыстың жасы шамамен 10–20 млн жылға жеткенге дейін жалғасады. Бұл өзгерістер, әдетте, жарықшақтар мен олардың шеттерімен шектеледі, ал мұхиттық қыртыстың ортаңғы және төменгі қабаттары үгілуге аз дәрежеде ұшырайды. Мысалы, тез кеңейетін жоталардан алынған белсенді тектоникалық жарқабақтардың габбро үлгілері жас болып, әдетте, тотығу дәрежесі 10%-дан төмен. Ал баяу кеңейетін жоталардан және мұхиттық қыртыстың ортаңғы және төменгі қабаттарынан алынған жыныс үлгілері ескі болып, көбірек тотығады (50%) [23].

Базальттың жоғары температурадағы өзгеруі

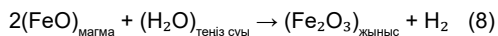
Мұхиттық қыртыстың теңіз суымен жоғары температурада (350–400 °C) өзгеруі темірлі силикаттардың көпшілігін темірлі минералдарға айналдырады. Алайда, олардың аз бөлігі сутегі түзіле отырып, темір құрамындағы минералдарға айналады (7):



Гидротермалдық сұйықтықтардың мұхиттық қыртысқа қаншалықты терең енетіні белгісіз болғанымен, шектеулі үлгілерді зерттеу жоғарғы қыртыстың өзгеріске ұшырайтынын, ал төменгі қыртыстың өзгеріссіз қалатынын көрсетеді [24]. Паске және әріптестері Джибути Рифт аңғарында (Шығыс Африка) табиғи сутегі газын тапқан [25]. Олар аймақтағы өзгерген/жаңа базальтты және газды in situ жағдайында сынама алып зерттеген. Зерттеу орнының бетінде сутегінің аз ғана мөлшері анықталған. Олардың деректері табиғи сутегінің базальттағы темірлі минералдар арқылы және жарық аймақтарында жер қыртысындағы терең сұйықтықтармен жоғары температурада (шамамен 270°C) тасымалданатынын көрсетеді.

Лава мен теңіз суының әрекеттесуі

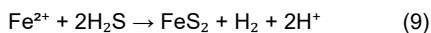
Теңіз суы мен атқылаған лаваның өзара әрекеттесуі сутегін келесі реакция арқылы түзеді (8):



Лаваның теңіз сумен өзара әрекеттесу дәрежесін анықтау қиын міндет болып табылады. Алайда теңіз суының лаваның ағынының бетімен белсенді әрекеттесетіні, фрагменттелген және қатайған қабықтың болуымен расталады [26].

Кристалдану

Кейінгі кристалдану процесінде сутегі келесі реакция арқылы түзіледі: магмадағы еріген су екі валентті темір түрінде тотығады (9–10) [27]:



Идентификациялау

Сутегінің генезисін зерттеуде H₂-мен бірге түзілетін басқа газдардың (мысалы, CH₄ және He) компоненттік құрамы мен изотоптық сипаттамалары кешенді зерттеулер үшін белсенді түрде пайдаланылды. 1980-жылдардың басынан бастап Канзас штатындағы Мидконтинент Рифт жүйесінің жанындағы ұңғымаларда сутегі газы анықталған [29]. 1982–1985 жылдар аралығында екі ұңғыма (CFA Oil Scott #1 және CFA Oil Heins #1) 29–37 молярлық % сутегі берген. 2008 жылы бұрғыланған жаңа ұңғыма (CFA Oil Sue Duroche #2) Пенсильван су қоймасының газдары мен тұзды суының үлгілерін алған. Бұл ұңғыманы 2017 жылы Комбодон және әріптестері зерттеген. Олар негізгі газдар мен инертті газдардың молекулалық және изотоптық құрамын талдап, сутегінің пайда болуы туралы жаңа көзқарастар ұсынды [30].

Ньюэлл және әріптестері Канзас штатындағы Форест-Сити бассейніндегі WTW Operating Wilson #1 ұңғымасында табылған газ туралы хабарлады [29]. Газдың химиялық құрамы Scott #1 және Heins #1 ұңғымаларына ұқсас болды. Құрамы: 17,2% H₂, 34,6% N₂, 45,1% CH₄ және аз мөлшерде гелий мен аргон. Сутегінің δD мәні (орташа -789‰) CET #1 және Scott #1 ұңғымаларындағы төмен δD мәндерімен салыстырмалы болды. CH₄ сипаттамалары (δ¹³C орташа -57‰, δD 362‰) биогендік шығу тегі бар екенін көрсетті. R/Ra (үлгі ³He/⁴He/атмосфералық ³He/⁴He) 0,035 мәні сутегінің негізінен континенттік қыртыс жыныстарынан шыққанын көрсетеді.

Бұл нәтижелер Канзастан алынған сутегінің көздері туралы түпкілікті қорытындылар жасау үшін жеткіліксіз, бірақ ықтимал көздер талқыланды [29]. Авторлар осы газдардың негізгі құрамы офиолиттік ортада анықталғанға ұқсас деген қорытындыға келді, ал ультранегізгі жыныстардың болуы Fe(II)-нің ұзақ мерзімді тотығуымен сутегінің түзілгенін болжауға мүмкіндік береді. Бұл орта континенттік серпентинизация жүретін басқа аймақтарға ұқсас болуы мүмкін. Кимберлитте серпентин құрылымы

және магнетиттің бай шөгінділері бар, бұл Fe(II)-ні қамтамасыз ете алады.

Sue Duroche #2 ұңғымасындағы сутегінің δD мәні қазіргі заманғы болып, -717‰ мен -799‰ аралығында, орташа мәні -760‰ . Scott #1 және Heins #1 ұңғымалары үшін орташа мәндер тиісінше -793‰ және -781‰ құрайды. Heins #1 және Scott #1 ұңғымаларындағы 2008 жылы өлшенген δD H_2 мәндері 1987 жылы өлшенген мәндермен ұқсас болды [31]. $^3\text{He}/^4\text{He}$ қатынасы негізінде ^3He -нің жер қыртысының классикалық мәндерімен салыстырғанда байытылуы мантияның сутегі жинақталуына айтарлықтай үлес қосатынын болжайды. Алайда кейбір сутегі бар табиғи газдарда He мөлшері өте төмен болғандықтан, оның құрамын және изотоптық сипаттамаларын анықтау қиын, бұл сутегінің генезисін анықтауды күрделендіреді. Геологиялық құрылымдардағы табиғи газдағы метан, сутегі және сутегінің изотоптық құрамы дәл өлшенуі мүмкін. Осылайша, әртүрлі геологиялық құрылымдардағы сутегінің изотоптық құрамы жүйелі түрде талданды [32].

Аррувель және әріптестері сутегінің генезисін анықтау үшін H_2-CH_4 арақатынасы мен сутегінің изотоптық құрамына негізделген әдісті ұсынды [33]. Егер сутегі негізінен қыртыстық шығу тегі бар болса, онда су-жыныс реакциясына қатысатын жыныстар мен су түгелдей қыртыстан келеді. Бұл, әсіресе, шөгінді жыныстардағы радиоактивті заттардың суды энергетикалық ыдыратуымен байланысты болуы мүмкін. Қыртыстық шығу тегі бар сутегінің бастапқы геохимиялық сипаттамалары: сутегінің изотоптық құрамы -700‰ -дан жоғары, ал $\ln(CH_4/H_2)$ мәні -8 -ден аз.

Мантиядан алынған сутегінің сипаттамалары мүлдем өзгеше. Мұнда су-жыныс реакцияларына қатысатын минералдар негізінен Fe^{2+} бар терең минералдардан алынады, ал су терең геологиялық жағдайлардан келеді. Мантиялық сутегінің бастапқы геохимиялық сипаттамалары: изотоптық құрамы -700‰ -дан төмен, ал $\ln(CH_4/H_2)$ мәні -4 -тен үлкен. CO_2 -ге бай сұйықтықтың бетінде тотығуы нәтижесінде түзілген қалдық сутегі газында сутегі мөлшері аз болады, бірақ метанның тотығуға дейінгі және кейінгі мөлшерінің айырмашылығы мардымсыз. Бұл жағдайда бастапқы геохимиялық сипаттамалар сутегінің изотоптық құрамының δD мәні -700‰ -дан жоғары және $\ln(CH_4/H_2)$ мәні -8 -ден жоғары болатынын көрсетеді. Терең көзден алынған сутегіге бай сұйықтық бетінде тотығуға ұшырағаннан кейін де, сутегі терең көздің сипаттамаларын сақтайды. Алайда сутегінің бір бөлігі тотығып кеткеннен кейін метан мөлшері азаяды, және $\ln(CH_4/H_2)$ мәні төмендейді. Қалған сутегінің δD мәні -700‰ -дан төмен, ал $\ln(CH_4/H_2)$ мәні -4 -тен төмен болады [34].

Талдау және талқылау

Аталған шолу мақалада табиғи сутегінің пайда болуы, таралуы және идентификациясы

қарастырылған, бұл төмен көміртекті экономикаға көшу жағдайында перспективті энергия көзі ретінде қарастырылады. Сутегі – таза, экологиялық тұрақты және жоғары энергетикалық тығыздыққа ие отын ретінде ғалымдар мен инженерлердің ерекше назарын аударуда. Алайда, көптеген зерттеулер сутегінің судың электролизі немесе метанды қайта құру арқылы өндіруге бағытталғанымен, табиғи сутегінің игеру мен пайдалану оның құнын едәуір төмендетіп, тұрақты энергетикалық ауысымға жаңа жолдар ұсына алады.

Шолудың негізгі ерекшеліктерінің бірі – табиғи сутегінің көздерін егжей-тегжейлі талдауы. Авторлар қолда бар деректерді жүйелеп, оның түзілуінің негізгі бірнеше үдерісін атап көрсеткен: серпентинизация, судың радиолізі, тау жыныстарының механикалық бұзылуы, магманың дегазациясы және жер қыртысының үгілуі. Перидотиттің гидротермалдық өзгеруіне байланысты серпентинизация, әсіресе мұхит жоталары мен субдукция аймақтарында сутегі түзілуінің негізгі механизмі ретінде ерекшеленеді. Темірдің эквивалентті тотығуының сумен әрекеттесуі сутегінің түзілуіне әкеледі, бұл үдеріс геологиялық дәуірлер бойы белсенді болып қалады. Серпентинизацияның сутегі теңгерімі үшін маңыздылығы көптеген бақылаулармен, соның ішінде Атлант мұхитындағы «Рейнбоу» сияқты гидротермалдық жүйелердегі H_2 концентрациясының жоғары деңгейлерімен расталады.

Судың радиолізі, уран, торий және калийдің радиоактивті ыдырауының әсерінен пайда болатын үдеріс ретінде, сутегінің әмбебап түзілу механизмі болып табылады. Ол әртүрлі температура мен қысым жағдайларында мүмкін болады, бұл оны жер қыртысы мен мұхиттық литосферадағы сутегінің маңызды көзі етеді. Қызығы, радиоліз тек сутегіні ғана емес, сонымен қатар сутегі пероксиді және оттегі сияқты тотықтырғыштарды да түзе алады, бұл жер қойнауындағы күрделі химиялық әрекеттесулерге ықпал етуі мүмкін.

Тау жыныстарының механикалық бұзылуы, бос радикалдардың түзілуімен қатар жүретін үдеріс, маңызды рөл атқарады. Бұл үдеріс әсіресе тектоникалық белсенді аймақтарда, жарықшақтар мен жарықтардың сутегінің бөлінуіне ықпал ететін жерлерде айқын көрінеді. Авторлар Сан-Андреас және Яманкаси сияқты белсенді тектоникалық аймақтардағы сутегінің жоғары концентрациясы туралы мәліметтер келтіреді, бұл тектоникалық үдерістер мен сутегі түзілуінің тығыз байланысын растайды. Бұл механизм сонымен қатар жер қыртысының терең қабаттарындағы микробтық экожүйелерді қолдауы мүмкін, бұл оны энергетика ғана емес, сондай-ақ биогеохимия тұрғысынан да маңызды етеді.

Магманың дегазациясы мен кристалдану үдерістері СОН жүйесіндегі сутегінің жалпы

үлесін арттырады. Магмалық жүйелер, әсіресе жоғары температураларда, H_2 бөлінуіне ықпал етеді, ал химиялық тепе-теңдік реакциялары сутегінің түзілуіне қарай ығысады. Вулкандық жүйелерден сутегінің дегазациясы мысалдары және магмалық жыныстардың теңіз суымен әрекеттесуі вулкандық белсенділіктің сутегінің тағы бір маңызды көзі екенін дәлелдейді.

Табиғи сутегінің географиялық таралуы оның түзілуі мүмкін геологиялық жағдайлардың кең ауқымын көрсетеді. H_2 -нің мұхиттық спредингтік орталықтарда, пассивті шеттерде, субдукция аймақтарында және плиталар ішіндегі ортада анықталуы бұл құбылыстың ғаламдық сипатын айқын көрсетеді. Авторлар әсіресе Атлант мұхитының Орта жотасында, Малидағы Таудени бассейнінде және Шығыс Африкадағы риф аймақтарында сутегінің анықталуына байланысты зерттеулерді ерекше атап өтеді. Бұл деректер белсенді тектоникасы бар аймақтарда табиғи сутегінің энергия ресурсы ретіндегі елеулі әлеуетін растайды.

Табиғи сутегіні идентификациялау изотоптық құрам мен бірге түзілетін газдардың құрамын талдауды қажет ететін күрделі процесс ретінде сипатталады. Авторлар сутегінің мантиялық және қыртыстық шығу тегін ажырату үшін δD мәндерін және H_2/CH_4 қатынасын қолдануды сипаттайды. Канзастағы бұрғылау ұңғымалары мысалында көрсетілгендей, мұндай талдау әдістері сутегінің көзін анықтап қана қоймай, оның генетикалық сипаттамаларын да бағалауға мүмкіндік береді. Изотоптық талдауды қолдану табиғи H_2 қорларын дәлірек бағалауға жаңа мүмкіндіктер ашады.

Шолу мақалада табиғи сутегіні зерттеудің қазіргі жай-күйі де ерекше атап өтілген. Табиғи сутегі кен орындарын барлау бастапқы сатыда болғанымен, мақала бұл саланың елеулі әлеуетін көрсетеді. H_2 өндіру технологияларын әзірлеу, оның түзілу және жинақталу механизмдерін зерттеу, сондай-ақ қорларды сандық бағалау болашақ зерттеулердің негізгі бағыттары болып табылады. Авторлар табиғи сутегі өндіріс шығындарын төмендетіп, экологиялық таза энергия көзімен қамтамасыз ете отырып, энергетикалық революцияда маңызды рөл атқара алатынын әділ атап өтеді.

Осылайша, ұсынылған жұмыс табиғи сутегі мен оның геологиялық аспектілері туралы ауқымды ақпаратты жүйелейтін құнды ғылыми зерттеу болып табылады. Мақала H_2 табиғи көздерін барлауға және игеруге, сондай-ақ оның жаһандық геохимиялық үдерістердегі рөлін тереңірек түсінуге

бағытталған болашақ зерттеулер үшін негіз ретінде қызмет етеді.

Қорытынды

Табиғи сутегі экологиялық таза және қолжетімді энергия көзі ретінде айтарлықтай әлеуетке ие, ол болашақ төмен көміртекті экономикада маңызды рөл атқара алады. Оның өндірілуі мен пайдаланылуы сутегі энергетикасының құнын едәуір төмендетіп, энергетикалық ауысымды жеделдетуге мүмкіндік береді. Табиғи сутегінің түзілуіне жауапты негізгі үдерістерге серпентинизация, судың радиолізі, тау жыныстарының механикалық бұзылуы, магманың дегазациясы және жер қыртысының үгілуі жатады. Олардың ішінде серпентинизация мұхиттық жоталар мен субдукция аймақтарындағы геологиялық жүйелерде сутегінің ұзақ мерзімді және ауқымды өндірісін қамтамасыз ететін негізгі механизм ретінде ерекшеленеді.

Табиғи сутегінің географиялық таралуы мұхиттық спрединг орталықтарын, пассивті шеттерді, разломдарды, субдукция аймақтарын және плиталар ішіндегі өңірлерді қамтитын кең геологиялық жағдайларды көрсетеді. Тектоникалық белсенді аймақтар, соның ішінде Атлант мұхитының Орта жотасы мен Шығыс Африканың риф аймақтары, сутегінің жиналуы мен бөлінуінің негізгі орындары болып табылады. Бұл мәліметтер табиғи сутегінің ғаламдық таралу сипатын және оның қолжетімділігін айқындайды.

Табиғи сутегіні анықтау заманауи талдау әдістерін қолдануды талап етеді, оның ішінде изотоптық зерттеулер мен метан және гелий сияқты қосымша газдарды зерттеу. δD мәндерін және H_2/CH_4 қатынасын қолдану арқылы сутегінің мантиялық немесе қыртыстық шығу тегін ажыратуға болады, бұл оның генезисін түсіну және қорларды бағалау үшін маңызды. Перспективалық мүмкіндіктеріне қарамастан, табиғи сутегіні зерттеу бастапқы кезеңде тұр, ал кен орындарын барлау мен өндіріс технологияларын әзірлеу қосымша күш-жігерді қажет етеді.

Аталған шолу мақалада табиғи сутегі жаһандық энергетикалық жүйеде маңызды рөл атқара алатыны атап көрсетілген, ол арзан әрі экологиялық таза ресурс болып табылады. Дегенмен, оны тиімді игеру үшін түзілу, жиналу және көшу үдерістерін тереңірек зерттеу, сондай-ақ оны өндіру мен сақтауға арналған технологияларды әзірлеу қажет. Ұсынылған шолу мақала табиғи сутегі туралы білімді жүйелеуге елеулі үлес қосады және осы саладағы ғылыми және технологиялық әзірлемелер үшін негіз ретінде септігін тигізеді.

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Зерттеу жұмысы Қазақстан Республикасы Ғылым және жоғары білім министрлігі, Ғылым комитетінің қолдауымен бағдарламалы-нысаналы қаржыландыру жобасы аясында жүзеге асырылды (грант № BR21882359).

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The research work was supported by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan within the framework of the program funding project (grant number BR21882359).

Мүдделер қайшылығы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қайшылығының жоқтығын жариялайды.

Авторлардың қосқан үлесі. Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Опахай С. – мәтін жазу, аналитика, дереккөздермен жұмыс, қолжазбаны редакциялау; Кутербеков К.А. – дайындыққа жалпы басшылық жасау, мәтінді құрылымдау; Бекмырза К.Ж. – дереккөздермен жұмыс, әдеби шолуды дайындау; Кабышев А.М. – мәтінді өңдеу; Кубенова М.М. – талдау, әдебиеттер тізімі; Айдарбеков Н.К. – ғылыми мақалаларды талдау; Жумадилова Ж. – мәтінді теру, талдау және қорытынды; Зейнулла Ж.С. – жалпы талдау және әдебиеттерді өңдеу.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Serikzhan Opakhai – writing texts, analytics, working with sources, editing manuscripts; Kairat A. Kuterbekov – general guidance on preparation and structuring of the article; Kenzhebatyr Zh. Bekmyrza – working with literature sources, preparing a literature review; Asset M. Kabyshev – text editing; Marzhan M. Kubenova – analysis, bibliography; Nursultan K. Aidarbekov – analysis of scientific articles; Zhuldyz Zhumadilova – text input, analysis and conclusion; Zhassulan S. Zeinulla – general analysis and review of literature.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Hassan Q., Algburi S., Sameen A.Z. Hydrogen as an energy carrier: properties, storage methods, challenges, and future implications // *Environment Systems and Decisions*. 2024. Vol. 44, N 2. P. 327–350. doi: [10.1007/s10669-023-09932-z](https://doi.org/10.1007/s10669-023-09932-z).
2. Zhang B., Zhang S.-X., Yao R., et al. Progress and prospects of hydrogen production: Opportunities and challenges // *Journal of Electronic Science and Technology*. 2021. Vol. 19, N 2. doi: [10.1016/j.jnlest.2021.100080](https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2021.100080).
3. Jolaoso L.A., Bello I.T., Ojelade O.A., et al. Operational and scaling-up barriers of SOEC and mitigation strategies to boost H₂ production – a comprehensive review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, N 85. P. 33017–33041. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.05.077](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.077).
4. Zheng Y., Chen Z., Zhang J. Solid oxide electrolysis of H₂O and CO₂ to produce hydrogen and low-carbon fuels // *Electrochemical Energy Reviews*. 2021. Vol. 4. P. 508–517. doi: [10.1007/s41918-021-00097-4](https://doi.org/10.1007/s41918-021-00097-4).
5. Hassan I.A., Ramadan H.S., Saleh M.A., Hissel D. Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 149. doi: [10.1016/j.rser.2021.111311](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111311).
6. Boretti A., Pollet B.G. Hydrogen economy: Paving the path to a sustainable, low-carbon future // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 93. P. 307–319. doi: [10.1016/j.ijhydene.2024.10.350](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.350).
7. Welhan J.T., Craig H. Methane and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids // *Geophysical Research Letters*. 1979. Vol. 6. P. 829–831. doi: [10.1029/GL006i011p00829](https://doi.org/10.1029/GL006i011p00829).
8. Sudarikov S., Narkevsky E., Petrov V. Identification of two new hydrothermal fields and sulfide deposits on the Mid-Atlantic Ridge as a result of the combined use of exploration methods: Methane detection, water column chemistry, ore sample analysis, and camera surveys // *Minerals*. 2021. Vol. 11, N 7. doi: [10.3390/min11070726](https://doi.org/10.3390/min11070726).
9. Liu J., Liu Q., Xu H., et al. Genesis and energy significance of natural hydrogen // *Unconventional Resources*. 2023. Vol. 3. P. 176–182. doi: [10.1016/j.uncres.2023.01.002](https://doi.org/10.1016/j.uncres.2023.01.002).
10. Sugisaki R., Ido M., Takeda H., et al. Origin of hydrogen and carbon dioxide in fault gases and its relation to fault activity // *Journal of Geology*. 1983. Vol. 91. P. 239–258. <http://www.jstor.org/stable/30062111>.
11. Mathur Y., Awosiji V., Mukerji T., et al. Soil geochemistry of hydrogen and other gases along the San Andreas fault // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 50. P. 411–419. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.09.032](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.032).
12. Wakita H., Nakamura Y., Kita I., et al. Hydrogen release: New indicator of fault activity // *Science*. 1980. Vol. 210. P. 188–190. doi: [10.1126/science.210.4466.188](https://doi.org/10.1126/science.210.4466.188).
13. McCarthy J.H.Jr., Cunningham K.I., Roberts A.A., Dietrich J.A. Soil Gas Studies around Hydrogen-Rich Natural Gas Wells in Northern Kansas. Reston, VA, USA: United States Department of The Interior Geological Survey; 1986. Open-file Report 86-4641.
14. Niviv V.A., Pukha V.V., Mokrushina O.D., Mikhailova J.A. The Molecular Weight Distribution of Occluded Hydrocarbon Gases in the Khibiny Nepheline–Syenite Massif (Kola Peninsula, NW Russia) in Relation to the Problem of Their Origin // *Geosciences*. 2022. Vol. 12, N 11. doi: [10.3390/geosciences12110416](https://doi.org/10.3390/geosciences12110416).
15. Mahlstedt N., Horsfield B., Weniger P., et al. Molecular hydrogen from organic sources in geological systems // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022. Vol. 105. doi: [10.1016/j.jngse.2022.104704](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104704).
16. Zhang T., Zhang Y., Katterbauer K., et al. Deep learning-assisted phase equilibrium analysis for producing natural hydrogen // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 50. P. 473–486. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.09.097](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.097).
17. Klein F., Bach W., McCollom T.M. Compositional controls on hydrogen generation during serpentinization of ultramafic rocks // *Lithos*. 2013. Vol. 178. P. 55–69. doi: [10.1016/j.lithos.2013.03.008](https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.03.008).
18. Macdonald D.D., Engelhardt G.R., Petrov A.A. A critical review of radiolysis issues in water-cooled fission and fusion reactors: Part I, assessment of radiolysis models // *Corrosion and Materials Degradation*. 2022. Vol. 3, N 3. P. 470–535. doi: [10.3390/cmd3030028](https://doi.org/10.3390/cmd3030028).

19. Binder J., Dabrowska A.K., Tokarczyk M., et al. Epitaxial hexagonal boron nitride for hydrogen generation by radiolysis of interfacial water // *Nano Letters*. 2023. Vol. 23, N 4. P. 1267–1272. doi: [10.1021/acs.nanolett.2c04434](https://doi.org/10.1021/acs.nanolett.2c04434).
20. Xu Q., Tian A., Luo X., et al. Chemical damage constitutive model establishment and the energy analysis of rocks under water–rock interaction // *Energies*. 2022. Vol. 15, N 24. doi: [10.3390/en15249386](https://doi.org/10.3390/en15249386).
21. Zhan S., Zeng L., Al-Yaseri A., et al. Geochemical modelling on the role of redox reactions during hydrogen underground storage in porous media // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 50. P. 19–35. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.06.153](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.153).
22. Combaudon V., Moretti I., Kleine B.I., Stefansson A. Hydrogen emissions from hydrothermal fields in Iceland and comparison with the Mid-Atlantic Ridge // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022. Vol. 47, N 18. P. 10217–10227. doi: [10.1016/j.ijhydene.2022.01.101](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.101).
23. Gordienko V.V. On the circulation of hydrogen in the atmosphere and the Earth's crust // *Geofizicheskiy Zhurnal*. 2021. Vol. 43, N 5. P. 35–59. doi: [10.24028/gzh.v43i5.244051](https://doi.org/10.24028/gzh.v43i5.244051).
24. Poli S., Franzolin E., Fumagalli P., Crottini A. The transport of carbon and hydrogen in subducted oceanic crust: An experimental study to 5 GPa // *Earth and Planetary Science Letters*. 2009. Vol. 278, N 3–4. P. 350–360. doi: [10.1016/j.epsl.2008.12.022](https://doi.org/10.1016/j.epsl.2008.12.022).
25. Pasquet G., Houssein H.R., Sissmann O., et al. An attempt to study natural H₂ resources across an oceanic ridge penetrating a continent: The Asal–Ghoubbet Rift (Republic of Djibouti) // *Geosciences*. 2021. Vol. 12, N 1. doi: [10.3390/geosciences12010016](https://doi.org/10.3390/geosciences12010016).
26. Worman S.L., Pratson L.F., Karson J.A., Schlesinger W.H. Abiotic hydrogen (H₂) sources and sinks near the Mid-Ocean Ridge (MOR) with implications for the seafloor biosphere // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2020. Vol. 117, N 24. P. 13283–13293. doi: [10.1073/pnas.2002619117](https://doi.org/10.1073/pnas.2002619117).
27. Charnoz S., Falco A., Trembling P., et al. The effect of a small amount of hydrogen in the atmosphere of ultrahot magma-ocean planets: Atmospheric composition and escape // *Astronomy & Astrophysics*. 2023. Vol. 674. doi: [10.1051/0004-6361/202245763](https://doi.org/10.1051/0004-6361/202245763).
28. Pokrovski G.S., Blanchard M., Saunier G., Poitras F. Mechanisms and rates of pyrite formation from hydrothermal fluid revealed by iron isotopes // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2021. Vol. 304. P. 281–304. doi: <https://doi.org/10.1016/j.gca.2021.03.006>.
29. Newell K.D., Doveton J.H., Merriam D.F., et al. H₂-rich and hydrocarbon gas recovered in a deep Precambrian well in northeastern Kansas // *Natural Resources Research*. 2007. Vol. 16. P. 277–292. doi: <https://doi.org/10.1007/s11053-007-9052-7>.
30. Combaudon V. Mechanism and quantification of natural hydrogen generation within intracratonic areas: The case of the Mid-Rift System (Kansas, USA): dissertation. Université de Pau et des Pays de l'Adour; 2023.
31. Goebel E.D., Coveney R.M.J., Angino E.E., et al. Geology, composition, isotopes of naturally occurring H₂/N₂ rich gas from wells near Junction City, Kansas // *Oil & Gas Journal*. 1984. Vol. 82, N 19. P. 215–222.
32. Quesnel B., Scheffer C., Beaudoin G. The light stable isotope (hydrogen, boron, carbon, nitrogen, oxygen, silicon, sulfur) composition of orogenic gold deposits. In: Huston D., Gutzmer J., editors. *Isotopes in Economic Geology, Metallogensis and Exploration*. Cham : Springer International Publishing, 2023. P. 283–328.
33. Arrouel C., Prinzhofer A. Genesis of natural hydrogen: New insights from thermodynamic simulations // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, N 36. P. 18780–18794. doi: [10.1016/j.ijhydene.2021.03.057](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.057).
34. Klein F., Tamas J.D., Bach W. Abiotic sources of molecular hydrogen on Earth // *Elements*. 2020. Vol. 16, N 1. P. 19–24. doi: [10.2138/gselements.16.1.19](https://doi.org/10.2138/gselements.16.1.19).

REFERENCES

1. Hassan Q, Algburi S, Sameen A.Z. Hydrogen as an energy carrier: properties, storage methods, challenges, and future implications. *Environment Systems and Decisions*. 2024;44(2):327–350. doi: [10.1007/s10669-023-09932-z](https://doi.org/10.1007/s10669-023-09932-z).
2. Zhang B, Zhang S-X, Yao R, et al. Progress and prospects of hydrogen production: Opportunities and challenges. *Journal of Electronic Science and Technology*. 2021;19(2). doi: [10.1016/j.jnlest.2021.100080](https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2021.100080).
3. Jolaoso LA, Bello IT, Ojelade OA, et al. Operational and scaling-up barriers of SOEC and mitigation strategies to boost H₂ production – a comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023;48(85):33017–33041. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.05.077](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.077).
4. Zheng Y, Chen Z, Zhang J. Solid oxide electrolysis of H₂O and CO₂ to produce hydrogen and low-carbon fuels. *Electrochemical Energy Reviews*. 2021;4:508–517. doi: [10.1007/s41918-021-00097-4](https://doi.org/10.1007/s41918-021-00097-4).
5. Hassan IA, Ramadan HS, Saleh MA, Hissel D. Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021;149. doi: [10.1016/j.rser.2021.111311](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111311).
6. Boretti A, Pollet BG. Hydrogen economy: Paving the path to a sustainable, low-carbon future. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024;93:307–319. doi: [10.1016/j.ijhydene.2024.10.350](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.350).
7. Welhan JT, Craig H. Methane and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids. *Geophysical Research Letters*. 1979;6:829–831. doi: [10.1029/GL006i011p00829](https://doi.org/10.1029/GL006i011p00829).
8. Sudarikov S, Narkevsky E, Petrov V. Identification of two new hydrothermal fields and sulfide deposits on the Mid-Atlantic Ridge as a result of the combined use of exploration methods: Methane detection, water column chemistry, ore sample analysis, and camera surveys. *Minerals*. 2021;11(7). doi: [10.3390/min11070726](https://doi.org/10.3390/min11070726).
9. Liu J, Liu Q, Xu H, et al. Genesis and energy significance of natural hydrogen. *Unconventional Resources*. 2023;3:176–182. doi: [10.1016/j.uncres.2023.01.002](https://doi.org/10.1016/j.uncres.2023.01.002).
10. Sugisaki R, Ido M, Takeda H, et al. Origin of hydrogen and carbon dioxide in fault gases and its relation to fault activity. *Journal of Geology*. 1983;91:239–258. <http://www.jstor.org/stable/30062111>.
11. Mathur Y, Awosiji V, Mukerji T, et al. Soil geochemistry of hydrogen and other gases along the San Andreas fault. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024;50:411–419. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.09.032](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.032).
12. Wakita H, Nakamura Y, Kita I, et al. Hydrogen release: New indicator of fault activity. *Science*. 1980;210:188–190. doi: [10.1126/science.210.4466.188](https://doi.org/10.1126/science.210.4466.188).

13. McCarthy JH.Jr., Cunningham KI, Roberts AA, Dietrich JA. Soil Gas Studies around Hydrogen-Rich Natural Gas Wells in Northern Kansas. Reston, VA, USA: United States Department of The Interior Geological Survey; 1986. Open-file Report 86-4641.
14. Nivin VA, Pukha VV, Mokrushina OD, Mikhailova JA. The Molecular Weight Distribution of Occluded Hydrocarbon Gases in the Khibiny Nepheline–Syenite Massif (Kola Peninsula, NW Russia) in Relation to the Problem of Their Origin. *Geosciences*. 2022;12(11):416. doi: [10.3390/geosciences12110416](https://doi.org/10.3390/geosciences12110416).
15. Mahlstedt N, Horsfield B, Weniger P, et al. Molecular hydrogen from organic sources in geological systems. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022;105:104704. doi: [10.1016/j.jngse.2022.104704](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104704).
16. Zhang T, Zhang Y, Katterbauer K, et al. Deep learning–assisted phase equilibrium analysis for producing natural hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024;50:473–486. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.09.097](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.097).
17. Klein F, Bach W, McCollom TM. Compositional controls on hydrogen generation during serpentinization of ultramafic rocks. *Lithos*. 2013;178:55–69. doi: [10.1016/j.lithos.2013.03.008](https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.03.008).
18. Macdonald DD, Engelhardt GR, Petrov AA. A critical review of radiolysis issues in water-cooled fission and fusion reactors: Part I, assessment of radiolysis models. *Corrosion and Materials Degradation*. 2022;3(3):470–535. doi: [10.3390/cmd3030028](https://doi.org/10.3390/cmd3030028).
19. Binder J, Dabrowska AK, Tokarczyk M, et al. Epitaxial hexagonal boron nitride for hydrogen generation by radiolysis of interfacial water. *Nano Letters*. 2023;23(4):1267–1272. doi: [10.1021/acs.nanolett.2c04434](https://doi.org/10.1021/acs.nanolett.2c04434).
20. Xu Q, Tian A, Luo X, et al. Chemical damage constitutive model establishment and the energy analysis of rocks under water–rock interaction. *Energies*. 2022;15(24):9386. doi: [10.3390/en15249386](https://doi.org/10.3390/en15249386).
21. Zhan S, Zeng L, Al-Yaseri A, et al. Geochemical modelling on the role of redox reactions during hydrogen underground storage in porous media. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024;50:19–35. doi: [10.1016/j.ijhydene.2023.06.153](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.153).
22. Combaudon V, Moretti I, Kleine BI, Stefansson A. Hydrogen emissions from hydrothermal fields in Iceland and comparison with the Mid-Atlantic Ridge. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022;47(18):10217–10227. doi: [10.1016/j.ijhydene.2022.01.101](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.101).
23. Gordienko VV. On the circulation of hydrogen in the atmosphere and the Earth's crust. *Geophysical Journal*. 2021;43(5):35–59. doi: [10.24028/gzh.v43i5.244051](https://doi.org/10.24028/gzh.v43i5.244051).
24. Poli S, Franzolin E, Fumagalli P, Crottini A. The transport of carbon and hydrogen in subducted oceanic crust: An experimental study to 5 GPa. *Earth and Planetary Science Letters*. 2009;278(3–4):350–360. doi: [10.1016/j.epsl.2008.12.022](https://doi.org/10.1016/j.epsl.2008.12.022).
25. Pasquet G, Houssein HR, Sissmann O, et al. An attempt to study natural H₂ resources across an oceanic ridge penetrating a continent: The Asal–Ghoubbet Rift (Republic of Djibouti). *Geosciences*. 2021;12(1):16. doi: [10.3390/geosciences12010016](https://doi.org/10.3390/geosciences12010016).
26. Worman SL, Pratson LF, Karson JA, Schlesinger WH. Abiotic hydrogen (H₂) sources and sinks near the Mid-Ocean Ridge (MOR) with implications for the seafloor biosphere. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2020;117(24):13283–13293. doi: [10.1073/pnas.2002619117](https://doi.org/10.1073/pnas.2002619117).
27. Charnoz S, Falco A, Trembling P, et al. The effect of a small amount of hydrogen in the atmosphere of ultrahot magma-ocean planets: Atmospheric composition and escape. *Astronomy & Astrophysics*. 2023;674:A224. doi: [10.1051/0004-6361/202245763](https://doi.org/10.1051/0004-6361/202245763).
28. Pokrovski GS, Blanchard M, Saunier G, Poitras F. Mechanisms and rates of pyrite formation from hydrothermal fluid revealed by iron isotopes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2021;304:281–304. doi: [10.1016/j.gca.2021.03.006](https://doi.org/10.1016/j.gca.2021.03.006).
29. Newell KD, Doveton JH, Merriam DF, et al. H₂-rich and hydrocarbon gas recovered in a deep Precambrian well in northeastern Kansas. *Natural Resources Research*. 2007;16:277–292. doi: [10.1007/s11053-007-9052-7](https://doi.org/10.1007/s11053-007-9052-7).
30. Combaudon V. *Mechanism and quantification of natural hydrogen generation within intracratonic areas: The case of the Mid-Rift System (Kansas, USA)* [dissertation]. Université de Pau et des Pays de l'Adour; 2023.
31. Goebel ED, Covey RMJ, Angino EE, et al. Geology, composition, isotopes of naturally occurring H₂/N₂ rich gas from wells near Junction City, Kansas. *Oil & Gas Journal*. 1984;82(19):215–222.
32. Quesnel B, Scheffer C, Beaudoin G. *The light stable isotope (hydrogen, boron, carbon, nitrogen, oxygen, silicon, sulfur) composition of orogenic gold deposits*. In: Huston D., Gutzmer J., editors. *Isotopes in Economic Geology, Metallogenesis and Exploration*. Cham: Springer International Publishing; 2023. P. 283–328.
33. Arrouel C, Prinzhofer A. Genesis of natural hydrogen: New insights from thermodynamic simulations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021;46(36):18780–18794. doi: [10.1016/j.ijhydene.2021.03.057](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.057).
34. Klein F, Tarnas JD, Bach W. Abiotic sources of molecular hydrogen on Earth. *Elements*. 2020. Vol. 16, N 1. P. 19–24. doi: [10.2138/gselements.16.1.19](https://doi.org/10.2138/gselements.16.1.19).

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

***Опахай Серікжан**

PhD

ORCID [0000-0001-6789-4844](https://orcid.org/0000-0001-6789-4844)

e-mail: serikjan_0707@mail.ru.

Кутербеков Қайрат Атажанұлы

физ.-мат. ғылым. докт., профессор

ORCID [0000-0001-5421-271X](https://orcid.org/0000-0001-5421-271X)

e-mail: kkuterbekov@gmail.com.

Бекмырза Кенжебатыр Жағыпарұлы

PhD, доцент

ORCID [0000-0001-8902-8736](https://orcid.org/0000-0001-8902-8736)

e-mail: kbekmyrza@yandex.kz.

Қабышев Әсет Маратұлы

PhD

ORCID [0000-0003-1472-4045](https://orcid.org/0000-0003-1472-4045)

e-mail: assetenu@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Serikzhan Opakhai**

PhD

ORCID [0000-0001-6789-4844](https://orcid.org/0000-0001-6789-4844)

e-mail: serikjan_0707@mail.ru.

Kairat A. Kuterbekov

Doct. Sc. (Physics and Mathematics), Professor

ORCID [0000-0001-5421-271X](https://orcid.org/0000-0001-5421-271X)

e-mail: kkuterbekov@gmail.com.

Kenzhebatyr Zh. Bekmyrza

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0001-8902-8736](https://orcid.org/0000-0001-8902-8736)

e-mail: kbekmyrza@yandex.kz.

Asset M. Kabyshev

PhD

ORCID [0000-0003-1472-4045](https://orcid.org/0000-0003-1472-4045)

e-mail: assetenu@gmail.com.

Кубенова Маржан Маликқызы

PhD

ORCID [0000-0003-2012-2702](https://orcid.org/0000-0003-2012-2702)e-mail: kubenova.m@yandex.kz.**Айдарбеков Нұрсұлтан Көпжасарұлы**

PhD

ORCID [0000-0002-1981-5416](https://orcid.org/0000-0002-1981-5416)e-mail: nursultan02_22.10.92@mail.ru.**Жұмаділова Жұлдыз**ORCID [0000-0002-5982-8983](https://orcid.org/0000-0002-5982-8983)e-mail: zhumadilovaz@gmail.com.**Зейнулла Жасұлан Серікұлы**ORCID [0000-0002-5339-3165](https://orcid.org/0000-0002-5339-3165)e-mail: zeizhaser@mail.ru.**Marzhan M. Kubenova**

PhD

ORCID [0000-0003-2012-2702](https://orcid.org/0000-0003-2012-2702)e-mail: kubenova.m@yandex.kz.**Nursultan K. Aidarbekov**

PhD

ORCID [0000-0002-1981-5416](https://orcid.org/0000-0002-1981-5416)e-mail: nursultan02_22.10.92@mail.ru.**Zhuldyz Zhumadilova**ORCID [0000-0002-5982-8983](https://orcid.org/0000-0002-5982-8983)e-mail: zhumadilovaz@gmail.com.**Zhassulan S. Zeinulla**ORCID [0000-0002-5339-3165](https://orcid.org/0000-0002-5339-3165)e-mail: zeizhaser@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



Памяти Куандыкова Балтабека Мухановича

Научное сообщество и профессиональная общественность с прискорбием сообщает о безвременной кончине выдающегося ученого, опытного производственника, доктора геолого-минералогических наук, заслуженного работника промышленности Республики Казахстан, лауреата государственной премии Республики Казахстан имени Аль-Фараби, президента Казахстанского общества нефтяников-геологов, члена редакционной коллегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» **Куандыкова Балтабека Мухановича**.

Балтабек Муханович посвятил свою жизнь развитию геолого-минералогической науки, внес неоценимый вклад в изучение недр Казахстана, исследование нефтегазоносных бассейнов и рациональное освоение природных ресурсов. Его научные труды и практические разработки получили широкое признание в профессиональных кругах, а опыт и знания – высокую оценку как в Казахстане, так и за его пределами.

Начав трудовую деятельность геологом Бииктальской нефтеразведочной экспедиции, он вырос до крупного государственного деятеля занимая должности заместителя министра геологии и охраны недр РК, заместителя министра энергетики и топливных ресурсов РК, президента ГК «Казахстанкаспийшельф», президента ЗАО «Казахойл».

Балтабек Муханович был человеком высокой нравственности, душевной щедрости и принципиальности. Его уход – невосполнимая утрата для отечественной науки, коллег и всех, кто имел честь работать и общаться с ним.

На протяжении многих лет он был членом редакционной коллегии «Вестника нефтегазовой отрасли Казахстана», где активно участвовал в развитии научной дискуссии, поддержке молодых исследователей и формировании актуальной повестки нефтегазовой науки.

Светлая память о Балтабеке Мухановиче Куандыкове навсегда останется в сердцах родных, друзей, учеников и коллег.

Редакция «Вестника нефтегазовой отрасли Казахстана»

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуются использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подписочными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, ГТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица

2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подписуемые и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задается шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в нередактируемом формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (эдебияттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Информация об авторах** должна содержать ФИО авторов полностью, ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и иные сведения при

необходимости. Оформляется шрифтом Arial, размер 12, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – множитель 1,15. Заголовок «ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ (-Е)» («АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-S) INFO») задаётся прописными буквами и выделяется полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «*Автор, ответственный за переписку/

Corresponding author» («*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

Поля страницы должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

Requirements for submitting articles for the publication in the “Kazakhstan journal for oil & gas industry” Journal of Research and Practice

1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected

as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have *.doc, *.docx, *.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC¹, CSCSTI², type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment –

on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name (“Fig. 1”, “Table 2”).

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver)

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading “INFORMATION ABOUT THE AUTHORS” (“ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ”, АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ” is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold.

An asterisk (“*”) to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line “*Corresponding author” (“*Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку”) is provided after the “Information about authors” section.

The page margins should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар

1. Мақалаларды жариялау ережелері

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция vestnik-ngo.kz журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың; мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр

рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін тандалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

2. Мақалаға қойылатын талаптар

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда *.doc, *.docx, *.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. **ӨОЖ¹, ФТАХР²**, басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӨОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация

мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

14. **Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Өрбір дереккөз жұмыс мәтінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда

басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтпен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтпен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтпен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІң сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Подписано в печать 30.06.2025 г.
Формат 72х104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Пчела-PV»
140000, г. Аксу, ул. Пушкина д.4. Тел.: +7 708 001 84 06. p4ela_pvl@mail.ru