

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 8(3), 2026

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 8, № 3 (2026)

Астана 2026

**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» (Казахстан), PhD по геологии
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК (Казахстан), докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Эксперт (дисциплинарный) ТОО «КМГ Инжиниринг» (Казахстан), докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Абилхасимов Хайырлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК (Казахстан), докт. геол.-мин. наук
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Башкортостан (Россия), докт. техн. наук
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	Ректор (председатель Правления) АО «Казахстанско-Британский технический университет» (Казахстан), профессор, канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR, Азербайджан), PhD в области технических наук
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Председатель совета директоров Евразийского Национального университета им. Л. Гумилева Советник председателя правления АО НК «КазМунайГаз» (Казахстан), профессор, канд. экон. наук
Мунара Аскар	Независимый эксперт (Казахстан), PhD по геологии
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий специалист ТОО «КМГ Инжиниринг» (Казахстан), канд. хим. наук, докт. пед. наук
Пурафшари Пейман	Профессор Назарбаев Университета, Школа горного дела и наук о Земле (Казахстан), PhD
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 (Россия), канд. техн. наук
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», Почетный академик Национальной академии РК, академик Национальной академии естественных наук РК (Казахстан), докт. хим. наук
Султанов Шамиль Ханифович	Заведующий кафедрой геофизических методов исследований скважин, ФГБОУ УВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Россия), профессор, докт. техн. наук
Тома Антуан	Независимый эксперт (Франция)
Умедов Шерали Халлокович	Директор компании «Imkonneft» при Ташкентском Государственном Техническом Университете им. И. Каримова (Узбекистан), профессор, докт. техн. наук
Умралиев Бауржан Тажикинович	Эксперт управления технической оценки Upstream ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук

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 (Kazakhstan), PhD (Geology)
Deputies of the Editor-in-chief	
Karabalin Uzakbai Suleimenovich	Deputy Chairman of the KAZENERGY, Academician of the International Engineering Academy and the National Engineering Academy of the RoK (Kazakhstan), D. Sc. (Engineering)
Ogai Evgeny Kiponiyeovich	Disciplinary expert of KMG Engineering (Kazakhstan), D. Sc. (Engineering)
Members of the editorial board	
Abilkhasimov Khairly Babashevich	Academician of the Academy of Mineral Resources of the RoK (Kazakhstan), D. Sc. (Geology and Mineralogy)
Agzamov Farit Akramovich	Professor of the Oil and gas drilling Department of Ufa State Petroleum Technical University, Bashkortostan (Russia), D. Sc. (Engineering)
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Rector (Chairman of the Board), Kazakh-British Technical University, C. Sc. (Physics and Mathematics) (Kazakhstan), Professor, PhD (Plasma Physics)
Ismailov Fakhraddin Sattarovich	"Oil Gas Scientific Research Project" Institute (SOCAR, Azerbaijan), PhD (Technical Sciences)
Kulekeyev Zhaksybek Abdrakhmetovich	Disciplinary expert of KMG Engineering (Kazakhstan), C. Sc. (Economy), Professor
Munara Askar	Independent Expert (Kazakhstan), PhD (Geology)
Nurtayeva Gulnara Kamidollayena	Lead Specialist of KMG Engineering, C. Sc. (Chemistry), D. Sc. (Pedagogy)
Pourafshary Peyman	School of Mining and Geosciences, Department of Petroleum Engineering, Nazarbayev University (Kazakhstan), Professor, PhD (Petroleum Engineering)
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) (Russia), C. Sc. (Engineering)
Sarmurzina Raushan Gaisiyevna	Advisor to the Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Honorary Academician of the National Academy of the RoK, Academician of the National Academy of Natural Sciences of the RoK (Kazakhstan), D. Sc. (Chemistry)
Sultanov Shamil Khanifovch	Head of the Department of geophysical methods of well research, Ufa State Petroleum Technological University (Russia), Professor, D. Sc. (Engineering)
Thomas Antoine	Independent Expert (France)
Umedov Sherali Khallokovich	Director of «Imkonneft» at the Tashkent State Technical University (Uzbekistan), Professor, D. Sc. (Engineering)
Umraliyev Baurzhan Tazhikenovich	Expert of the technical assessment service Upstream of KMG Engineering (Kazakhstan), D. Sc. (Engineering)

**«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) (Қазақстан), PhD (гелогия)
Бас редактордың орынбасарлары	
Қарабалин Ұзақбай Сүлейменұлы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасының орынбасары, Халықаралық инженерлік академиясының және ҚР Ұлттық инженерлік академиясының академигі (Қазақстан), техн. ғылым. докт.
Огай Евгений Кипониевич	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы (Қазақстан), техн. ғылым. докт.
Редакциялық алқа мүшелері	
Ағзамов Фарит Акрамұлы	Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің «Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау» кафедрасының профессоры, Уфа, Башқұртстан (Ресей), техн. ғылым. докт.
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректор, «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., PhD (плазма физикасы) (Қазақстан), профессор
Әбілхасымов Қайырлы Бабашұлы	ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі (Қазақстан), геол.-мин. ғылым. докт.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы (Өзірбайжан), PhD (техн. ғылым.)
Құлекеев Жақсыбек Әбдірахметұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы (Қазақстан), экон. ғылым. канд., профессор
Мунара Асқар	Тәуелсіз зерттеуші (Қазақстан), PhD (геология)
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші маманы (Қазақстан), хим. ғылым. канд., пед. ғылым. канд.
Өміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Upstream Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы (Қазақстан), техн. ғылым. докт.
Пурафшари Пейман	Назарбаев Университетінің Тау-кен ісі және геология ғылымдары мектебінің профессоры (Қазақстан), PhD
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 (Ресей), техн. ғылым. канд.
Сармурзина Раушан Гайсықызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі (Қазақстан), хим. ғылым. докт.
Сұлтанов Шамиль Ханифұлы	Уфа мемлекеттік мұнай технологиялық университетінің ұңғымаларды зерттеудің геофизикалық әдістері кафедрасының меңгерушісі (Ресей), профессор, техн. ғылым. докт.
Тома Антуан	Тәуелсіз зерттеуші (Франция)
Умедов Шерали Халлоқұлы	И. Каримов атындағы Ташкент мемлекеттік техникалық университетінің «Имконнефть» компаниясының директоры (Өзбекстан), профессор, техн. ғылым. докт.
Өміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Upstream Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 8, № 3 (2026)

Научно-практический журнал
Журнал зарегистрирован
в Министерстве информации
и общественного развития РК
Свидетельство № 18609-Ж

Учредитель

ОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Утеев Рахим Нагагалиулы,
Генеральный директор
ОО «КМГ Инжиниринг», PhD
по геологии (Казахстан)

Члены редколлегии

Абилхасимов Х.Б., докт.
геол.-мин. наук (Казахстан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, PhD (Казахстан)
Исмаилов Ф.С., PhD
(Азербайджан)
Карабалин У.С., докт. техн.
наук, зам. главного редактора
(Казахстан)
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
(Казахстан)
Мунара А., PhD (Казахстан)
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук (Казахстан)
Огай Е.К., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
(Казахстан)
Пурафшари П., PhD
(Казахстан)
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)
Сармурзина Р.Г., докт. хим.
наук (Казахстан)
Султанов Ш.Х., докт. техн.
наук (Россия)
Тома А. (Франция)
Умедов Ш.Х., докт. техн. наук
(Узбекистан)
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
(Казахстан)

Ответственный секретарь

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
проспект Кабанбай батыра, 17
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
ГЕОЛОГИЯ	
Хасенов А.Г., Утеев Р.Н., Иманбаев Б.А., Басарбай А.Е., Алексеева Е.В., Морозов В.Н. Концептуальная модель формирования юрских отложений месторождения Жетыбай Восточный на основе седиментологического анализа керна	8
БУРЕНИЕ	
Хасенов А.Г., Марданов А.С., Абдрахманов Д.Р., Сабиров Б.Ф., Шагильбаев А.Ж., Умралиев Б.Т. Повышение качества цементирования скважин с применением нанокмпозитов: анализ промысловых данных и оценка их влияния на свойства цементного раствора	20
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Жетпіс Ә.А., Рындін В.В., Кенжанова М.М., Омарбекова И.К., Айгожина Д.Г., Абдуллина Г.Г. Прогнозирование эффективности полимерного заводнения в неоднородных карбонатных коллекторах Прикаспийского бассейна с использованием машинного обучения: подход на основе градиентного бустинга и физически-информированных моделей	31
Жантурин Ж.К., Абишев М.Н., Арстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К., Медетов Ш.М. Анализ и оценка влияния геолого-физических и технологических характеристик месторождения на показатели эффективности геолого-технических мероприятий	42
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	
Тлеугалиева Ж.А., Аяпбергенов Е.О., Огай Е.К., Туркменбаева М.Б., Аккенжеева А.Ш., Шакирова А.К. Исследование композиционных составов для удаления асфальтосмолапарафиновых отложений	50
Бейсенбаева А., Сарсенбекұлы Б., Тикебаев Т., Кан В., Акимбекұлы Е. Эффективность вытеснения нефти солеустойчивыми полимерами: обзор	60
ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	
Әбдіманап Ғ.С., Алимova А.Н., Бостанбеков К.А., Абдрахманов Р.Е., Өренқызы Д., Нурсейтов Д.Б. Цифровой мониторинг использования средств индивидуальной защиты на промышленных объектах на основе применения нейросетевых архитектур	76
Калауов Н.С., Кошқаров Е.Ж. Формирование цифровой системы мониторинга мобилизационной готовности в энергетической сфере Республики Казахстан	90
НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА	
Абдигали А., Айкенова Н.Е., Жаханшаева Ж. Разработка комбинированной установки изомеризации-каталитического риформинга для повышения октанового числа бензина с использованием модели прогнозирования качества на основе искусственного интеллекта	106
ЭКОНОМИКА	
Сатенов К.Г., Сулеймен Е.М., Кыныртай М.С., Салимгереев А.М. Определение эффективности CAPEX / OPEX, связанных с модернизацией технологических сооружений в рамках разработки месторождения X	119
ЭКОЛОГИЯ	
Салимгереев М.Ж., Идрисова Э.К., Басенова М.Б. Особенности моделирования рассеивания загрязняющих веществ на производственных площадках нефтегазодобывающих предприятий	129
Кудайкулов А.А., Аманжолов Т.Е., Алиулы А., Сейтов А.Н., Асилбеков Б.К., Кульджабеков А.Б., Шабиллов С.М., Баимбетов Д.Б., Сырлыбекқызы С., Калтаев А.Ж. Параллельное вычисление ветровых морских течений на GPU для задач прогнозирования нефтяных разлизов	141
Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»	153

Kazakhstan journal for oil & gas industry

2026;8(3)

Scientific and Practical Journal

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

Certificate No. 18609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

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

Members of the editorial board

Abilkhasimov Kh.B.,
D. Sc. (Geology and Mineralogy),
Kazakhstan
Agzamov F.A.,
D. Sc. (Engineering), Russia
Gabbullin M.T., Cand. Sc.
(Physics and Mathematics), Ph.D.
of Plasma Physics, Kazakhstan
Ismailov F.S., Ph.D. of
Engineering Sciences, Azerbaijan
Karabalin U.S., D. Sc.
(Engineering), Deputy Chief
Editor, Kazakhstan
Kulekeyev Zh.A., Cand. Sc.
(Economics), Kazakhstan
Munara A., Ph.D. of Geological
Sciences, Kazakhstan
Nurtayeva G.K., D. Sc.
(Pedagogy), Cand. Sc.
(Chemistry), Kazakhstan
Ogay E.K., D. Sc. (Engineering),
Deputy Chief Editor Kazakhstan
Pourafshary P., PhD
(Petroleum Engineering),
Kazakhstan
Pyatibratov P.V., Cand. Sc.
(Engineering), Russia
Sarmurzina R.G., D. Sc.
(Chemistry), Kazakhstan
Sultanov Sh.Kh., D. Sc.
(Engineering), Russia
Thomas A. (France)
Umedov Sh.Kh., D. Sc.
(Engineering), Uzbekistan
Umrallyev B.T., D. Sc.
(Engineering), Kazakhstan

Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

Kabanbai Batyr Ave., 17, Astana
tel. +7-7172-60-90-26
e-mail: vestnik@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Contents

Editorial board members of the Kazakhstan journal
of oil and gas industry 2

GEOLOGY

Khasenov A.G., Uteyev R.N., Imanbayev B.A., Bassarbay A.Ye.,
Alexeyeva Ye.V., Morozov V.N.
Conceptual Model for The Formation of Jurassic Deposits of the Zhetysay
East Field Based on Sedimentological Core Analysis 8

DRILLING

Khasenov A.G., Mardanov A.S., Abdrakhmanov D.R., Sabirov B.F.,
Shagilbayev A.Zh., Umrallyev B.T.
Improving the Quality of Well Cementing through
the Use of Nanocomposites: Field Data Analysis and Evaluation
of their Effect on Cement Slurry Properties 20

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Zhetpis A.A., Ryndin V.V., Kenzhanova M.M., Omarbekova I.K.,
Aigozhina D.G., Abdullina G.G.
Machine Learning-Assisted Prediction of Polymer Flooding Performance
in Heterogeneous Carbonate Reservoirs of the Pre-Caspian Basin:
A Gradient Boosting and Physics-Informed Approach 31
Zhanturin Zh.K., Abishev M.N., Arystanaliyev Ye.U., Zaidemova
Zh.K., Medetov Sh.M.
Analysis and Evaluation of the Influence of Geological, Physical,
and Technological Reservoir Characteristics on the Performance Indicators
of Geological and Technical Measures 42

PHYSICO-CHEMICAL AND MICROBIOLOGICAL STUDIES

Tleugaliyeva Zh.A., Ayapbergenov Ye.O., Ogay Ye.K.,
Turkmenbayeva M.B., Akkenzheyeva A.Sh., Shakirova A.K.
Investigation of Chemical Formulations for The Removal
of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits 50
Beisenbayeva A., Sarsenbekuly B., Tikebayev T., Kang W.,
Akimbekuly Ye.
Oil Displacement Efficiency of Salt-Tolerant Polymers: A review 60

DIGITAL TECHNOLOGIES

Abdimanap G.S., Alimova A.N., Bostanbekov K.A., Abdrakhmanov
R.Ye., Orenkyzy D., Nurseitov D.B.
Digital Monitoring of The Use of Personal Protective Equipment at Industrial
Facilities Using Neural Network Architectures 76
Kalafov N.S., Koshkarov Ye.Zh.
Formation of a Digital Monitoring System for Mobilization Readiness
in the Energy Sector of the Republic of Kazakhstan 90

PETROCHEMISTRY & OIL REFINING

Abdigali A., Aikenova N.Ye., Zhakhanshayeva Zh.
Design of a Combined Isomerization-Catalytic Reforming Unit
for Increasing Gasoline Octane Number Using an AI-Based Quality
Prediction Model 106

ECONOMY

Satenov K.G., Suleimen Ye.M., Kynrytay M.S., Salimgereyev A.M.
Assessment of the Effectiveness of Capex/Opex Associated
with the Modernization of Process Facilities Within the Framework
of the Development of Field X 119

ECOLOGY

Salimgereyev M.Zh., Idrissova, E.K., Bassenova M.B.
Specific Features of Air Pollutant Dispersion Modeling at Oil and Gas
Production Facilities 129
Kudaikulov A.A., Amanzholov T.Ye., Aliuly A., Seitov A.N.,
Assilbekov B.K., Kuldzhabekov A.B., Shabilov S.M., Baimbetov D.B.,
Syrlybekkyzy S., Kaltayev A.Zh.
GPU-Based Parallel Simulation of Wind-Driven Sea Currents for Oil Spill
Forecasting 141

Requirements for submitting articles for the publication
in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal
of Research and Practice 153

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

8 том, № 3 (2026)

Ғылыми-практикалық журнал
Журнал ҚР Ақпарат және
қоғамдық даму Министрлігінде
тіркелген
Күелік № 18609-Ж

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

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

Редакциялық алқа мүшелері
Әбілхасымов Қ.Б., геол.-мин.
ғыл. докт. (Қазақстан) Ағзамов
Ф.А., техн. ғылым. докт.
(Ресей)
Ғабдуллин М.Т., физ.-мат.
ғылым. канд., плазма физикасы
жөніндегі PhD (Қазақстан)
Исмаилов Ф.С., техн. ғылым.
жөніндегі PhD (Әзірбайжан)
Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.
докт., бас редактордың орынб.
(Қазақстан)
Күлекеев Ж.Ө., экон. ғылым.
канд. (Қазақстан)
Мұнара А., геология жөніндегі
PhD (Қазақстан)
Нұртаева Г.Қ., пед. ғыл. докт.
хим. ғылым. канд. (Қазақстан)
Огай Е.К., техн. ғылым. докт.,
бас редактордың орынб.
(Қазақстан)
Пурафшари П., PhD
(Қазақстан)
Пятибратов П.В., техн. ғылым.
канд. (Ресей)
Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.
докт. (Қазақстан)
Сұлтанов Ш.Х., техн. ғылым.
докт. (Ресей)
Тома А. (Франция)
Умедов Ш.Х., техн. ғылым.
докт. (Өзбекстан)
Өміралиев Б.Т., техн. ғылым.
докт. (Қазақстан)

Атқарушы хатшы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

Почталық мекенжайы:
Астана қ-сы,
Қабанбай батыр даңғылы, 17

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 құрамы2

ГЕОЛОГИЯ

Хасенов А.Ғ., Өтеев Р.Н., Иманбаев Б.А., Басарбай А.Е.,
Алексеева Е.В., Морозов В.Н.
Керн материалдарын седиментологиялық талдаудың негізінде
Шығыс Жетыбай кен орнының юра шөгінділерінің қалыптасуының
концептуалдық моделі8

БҰРҒЫЛАУ

Хасенов А.Ғ., Марданов А.С., Абдрахманов Д.Р., Сабилов Б.Ф.,
Шағылбаев Ә.Ж., Өмірәлиев Б.Т.
Нанокөмірлерді қолдану арқылы ұңғыманы цементтеу сапасын
жақсарту: тампонаждық ерітінді қасиеттеріне әсерін бағалау20

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Жетпіс Ә.А., Рындин В.В., Кенжанова М.М., Омарбекова И.Қ.,
Айгожина Д.Ф., Абдуллина Г.Г.
Машиналық оқытуды пайдалана отырып, Каспий маңы бассейнінің
гетерогенді карбонатты коллекторларында полимерлі суландырудың
тиімділігін болжау: градиенттік күшейткіш және физикалық
ақпараттандырылған модельдерге негізделген тәсіл31

Жантурин Ж.К., Әбішев М.Н., Арстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К.,
Медетов Ш.М.
Геологиялық-техникалық шаралар тиімділігінің көрсеткіштеріне кен
орнының геологиялық-физикалық және технологиялық сипаттамалары
әсерін талдау және бағалау42

ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИКРОБИОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

Тілеуғалиева Ж.А., Аялбергенов Е.О., Огай Е.К., Түркіменбаева
М.Б., Аккенжеева А.Ш., Шакирова А.К.
Асфальт-шайыр-парафин шөгінділерін кетіруге арналған
композициялық құрамдарды зерттеу50

Бейсенбаева А., Сарсенбекұлы Б., Тікебаев Т., Кан В., Акимбекұлы Е.
Тұзға төзімді полимерлермен мұнайды ығыстыру тиімділігі: шолу60

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Әбдіманап Ғ.С., Әлімова Ә.Н., Бостанбеков Қ.А., Әбдірахманов Р.Е.,
Өренқызы Д., Нұрсейітов Д.Б.
Нейрондық желі архитектураларын қолдану негізінде өнеркәсіптік
объектілерде жеке қорғаныс құралдарын пайдалануды сандық
мониторингтеу76

Қалауов Н.С., Қошқаров Е.Ж.
Қазақстан Республикасының энергетика саласында жұмылдыру
дайындығын мониторингтеудің цифрлық жүйесін қалыптастыру90

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДЕУ

Абдигали А., Айкенова Н.Е., Жаханшаева Ж.
Жасанды интеллект негізіндегі сапаны болжау моделін пайдалана
отырып, бензиннің октан санын арттыруға арналған изомеризация-
катализикалық риформингтің біріктірілген қондырғысын әзірлеу106

ЭКОНОМИКА

Сатенов Қ.Ғ., Сүлеймен Е.М., Қыныртай М.С., Сәлімгереев Ә.М.
Х кен орнын игеру шеңберінде технологиялық қондырғыларды
жаңғыртумен байланысты CAPEX / OPEX тиімділігін анықтау 119

ЭКОЛОГИЯ

Сәлімгереев М.Ж., Идрисова Э.К., Басенова М.Б.
Мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының өндірістік алаңдарында ластаушы
заттардың таралуын модельдеу ерекшеліктері129

Құдайқұлов А.А., Аманжолов Т.Е., Әліұлы А., Сейтов А.Н.,
Асылбеков Б.К., Құлжабеков Ә.Б., Шабиров С.М., Байымбетов Д.Б.,
Сырлыбекқызы С., Қалтаев А.Ж.
Мұнай тегінділерін болжау міндеттеріне арналған жел әсерінен
туындайтын теңіз ағыстарын GPU көмегімен параллель есептеу141

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар.. 153

УДК 552.5
МРНТИ 38.15.19

DOI: [10.54859/kjogi108953](https://doi.org/10.54859/kjogi108953)

Получена: 16.02.2026.
Одобрена: 17.06.2026.
Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Концептуальная модель формирования юрских отложений месторождения Жетыбай Восточный на основе седиментологического анализа керна

А.Г. Хасенов¹, Р.Н. Утеев², Б.А. Иманбаев³, А.Е. Басарбай³, Е.В. Алексеева³,
В.Н. Морозов⁴

¹КазМунайГаз, г. Астана, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

³Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

⁴Advantage Energy International – FZCO, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Геологическое строение юрских отложений месторождения Восточный Жетыбай характеризуется значительной фациальной неоднородностью и сложной пространственной изменчивостью коллекторских свойств, обусловленных сменой условий осадконакопления. Недостаточная изученность закономерностей формирования и распределения фациальных тел ограничивает точность геологического моделирования и прогноза продуктивных зон. Изучение и интерпретация фациальных обстановок позволяют детально охарактеризовать геологические условия осадконакопления, параметры гидродинамического режима и особенности палеосреды, что является основой для стратиграфической корреляции, палеогеографических реконструкций и прикладных геологических прогнозов. В связи с этим возникает необходимость детального седиментологического анализа кернового материала с последующей интеграцией полученных результатов с данными геофизических исследований и сейсморазведки для повышения достоверности интерпретации и уточнения геологической модели.

Цель. Определение фациальных обстановок месторождения Жетыбай Восточный по результатам изучения керна.

Материалы и методы. В качестве основных источников информации использованы исторические данные по каждой скважине месторождения, результаты лабораторных исследований кернового материала. Интерпретация керна выполнена с применением седиментологического подхода, включающего анализ литологического состава, текстурно-структурных особенностей и диагностических осадочных признаков. На основе комплексной интерпретации керновых и скважинных данных проведена фациальная интерпретация с выделением генетических типов отложений и реконструкцией условий их формирования.

Результаты. В результате седиментологического анализа кернового материала выполнена фациальная интерпретация юрских продуктивных отложений месторождения Жетыбай Восточный. По результатам исследования определены основные обстановки осадконакопления и разработана концептуальная седиментологическая модель продуктивной части разреза.

Заключение. Полученные результаты позволяют уточнить геологическую модель и прогноз распределения продуктивных горизонтов. Кроме того, они способствуют повышению надёжности стратиграфической корреляции. В целом данные могут быть использованы для обоснования направлений дальнейших геологоразведочных и опытно-промышленных работ.

Ключевые слова: *фация, керн, интерпретация, дельтовая равнина, аллювиальная равнина, фронт дельты.*

Как цитировать:

Хасенов А.Г., Утеев Р.Н., Иманбаев Б.А., Басарбай А.Е., Алексеева Е.В., Морозов В.Н., 2026. Концептуальная модель формирования юрских отложений месторождения Жетыбай Восточный на основе седиментологического анализа керна // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 8–19. DOI: [10.54859/kjogi108953](https://doi.org/10.54859/kjogi108953).

UDC 552.5
CSCSTI 38.15.19

DOI: [10.54859/kjogi108953](https://doi.org/10.54859/kjogi108953)

Received: 16.02.2026.

Accepted: 17.06.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Conceptual Model for The Formation of Jurassic Deposits of the Zhetybay East Field Based on Sedimentological Core Analysis

Askhat G. Khassenov¹, Rakhim N. Uteyev², Bakhyt A. Imanbayev³, Akbota Ye. Bassarbay³, Yekaterina V. Alexeyeva³, Vitaliy N. Morozov⁴

¹KazMunayGas, Astana, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

³Branch of KMG Engineering «KazNIPImunaigaz», Aktau, Kazakhstan

⁴Advantage Energy International – FZCO, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The geological structure of the Jurassic deposits in the Zhetybay East field is characterized by pronounced facies heterogeneity and complex spatial variability of reservoir properties driven by changes in depositional environments. The insufficient understanding of formation patterns and spatial distribution of facies bodies limits the accuracy of geological modeling and the prediction of productive zones. The study and interpretation of facies settings enable a detailed characterization of depositional environments, hydrodynamic regime parameters, and paleoenvironmental conditions, which form the basis for stratigraphic correlation, paleogeographic reconstructions, and applied geological predictions. In this context, there is a need for detailed sedimentological analysis of core material followed by integration of the obtained results with well log data and seismic survey data in order to improve the reliability of interpretation and refine the geological model of the field.

Aim: The aim of this study is to determine the facies environments of the Zhetybay East field based on core analysis results.

Materials and Methods: Historical data for each well in the field and laboratory results of core material analysis were used as the main sources of information. Core interpretation was performed using a sedimentological approach, including the analysis of lithological composition, textural and structural features, and diagnostic sedimentary structures. Based on the integrated interpretation of core and well data, facies analysis was carried out with the identification of genetic types of deposits and the reconstruction of their formation conditions.

Results: As a result of the sedimentological analysis of core material, a facies interpretation of the Jurassic productive deposits of the Zhetybay East field was performed. Based on the study results, the main depositional environments were identified and a conceptual sedimentological model of the productive interval of the section was developed.

Conclusion: The obtained results allow refinement of the geological model and improvement of the prediction of productive horizon distribution. In addition, they contribute to increased reliability of stratigraphic correlation. Overall, the data can be used to substantiate directions for further geological exploration and pilot production studies.

Keywords: *facies, core, interpretation, delta plain, alluvial plain, delta front.*

To cite this article:

Khassenov AG, Uteyev RN, Imanbayev BA, et al. Conceptual Model for The Formation of Jurassic Deposits of the Zhetybay East Field Based on Sedimentological Core Analysis. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):8–19. DOI: [10.54859/kjogi108953](https://doi.org/10.54859/kjogi108953).

ӨОЖ 552.5

ГТАХР 38.15.19

DOI: [10.54859/kjogi108953](https://doi.org/10.54859/kjogi108953)

Қабылданды: 16.02.2026.

Мақұлданды: 17.06.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Керн материалдарын седиментологиялық талдаудың негізінде Шығыс Жетібай кен орнының юра шөгінділерінің қалыптасуының концептуалдық моделі

А.Ғ. Хасенов¹, Р.Н. Өтеев², Б.А. Иманбаев³, А.Е. Басарбай³, Е.В. Алексеева³, В.Н. Морозов⁴

¹ҚазМұнайГаз, Астана қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

³ҚМГ Инжиниринг «ҚазмұнайгазҒЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

⁴Advantage Energy International – FZCO, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Шығыс Жетібай кен орнының юра шөгінділерінің геологиялық құрылымы шөгү жағдайларының өзгеруіне байланысты коллекторлық қасиеттердің айтарлықтай фациалды гетерогенділігімен және күрделі кеңістіктік әркелкілігімен сипатталады. Фациалды денелердің қалыптасуы мен таралу заңдылықтарының жеткіліксіз зерттелуі геологиялық модельдеу мен өнімді аймақтарды болжаудың дәлдігін шектейді. Фациалдық жағдайларды зерттеу және түсіндіру стратиграфиялық корреляцияға, палеогеографиялық реконструкцияларға және қолданбалы геологиялық болжамдарға негіз болатын шөгінділердің геологиялық жағдайларын, гидродинамикалық режимнің параметрлерін және палео ортаның ерекшеліктерін егжей-тегжейлі сипаттауға мүмкіндік береді. Осыған байланысты геологиялық модельді түсіндіру мен нақтылаудың дұрыстығын арттыру үшін алынған нәтижелерді ҰГЗ және сейсмикалық барлау деректерімен біріктіре отырып, керн материалын егжей-тегжейлі седиментологиялық талдау қажеттілігі туындайды.

Мақсаты. Кернді зерттеу нәтижелері бойынша Шығыс Жетібай кен орнының фациалдық жағдайларын анықтау.

Материалдар мен әдістер. Негізгі ақпарат көзі ретінде кен орнындағы әрбір ұңғыма бойынша тарихи деректер, керн материалын зертханалық зерттеу нәтижелері пайдаланылды. Кернді интерпретациялау литологиялық құрамды, текстуралық-құрылымдық ерекшеліктерді және диагностикалық шөгінді белгілерді талдауды қамтитын седиментологиялық тәсілді қолдану арқылы жүзеге асырылады. Керн мен ұңғыма деректерін кешенді интерпретациялаудың негізінде шөгінділердің генетикалық түрлерін бөліп алып, олардың қалыптасу жағдайларын қалпына келтіре отырып, фациалды интерпретация жүргізілді.

Нәтижелері. Керн материалдарын седиментологиялық талдау нәтижесінде Шығыс Жетібай кен орнының юра өнімділік шөгінділерінің фациалды түсіндірмесі орындалды. Зерттеу нәтижелері бойынша шөгінділердің негізгі жағдайлары анықталып, қиманың өнімді бөлігінің тұжырымдамалық седиментологиялық моделі жасалды.

Қорытынды. Алынған нәтижелер геологиялық модельді және өнімді горизонттардың таралу болжамын нақтылауға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, олар стратиграфиялық корреляцияның сенімділігін арттыруға ықпал етеді. Жалпы алғанда, деректер одан әрі геологиялық барлау және тәжірибелік-өнеркәсіптік жұмыстардың бағыттарын негіздеу үшін пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: фация, керн, интерпретация, дельта жазығы, аллювиалды жазық, дельта фронты.

Дәйексөз келтіру үшін:

Хасенов А.Ғ., Өтеев Р.Н., Иманбаев Б.А., және б. Керн материалдарын седиментологиялық талдаудың негізінде Шығыс Жетібай кен орнының юра шөгінділерінің қалыптасуының концептуалдық моделі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 8–19 б.

DOI: [10.54859/kjogi108953](https://doi.org/10.54859/kjogi108953).

Введение

Газонефтяное месторождение Жетыбай Восточный открыто в октябре 1967 г. при получении притока нефти в скважине 1 с дебитом 0,8 м³/сут из ааленских отложений. Месторождение вскрыто глубокими скважинами, вскрывающими мезо-кайнозойские отложения мощностью до 2800 м.

Месторождение Жетыбай Восточный находится в пределах Жетыбай-Узенской тектонической ступени и расположено на восточном окончании Жетыбайской антиклинальной линии, приуроченной к Мангышлакско-Устюртской системе прогибов и поднятий.

Целью данного исследования является определение фациальных обстановок данного месторождения по результатам седиментологического изучения керна.

Интерпретация фациальных обстановок позволяет детально охарактеризовать геологические условия осадконакопления, параметры гидродинамического режима и особенности палеосреды, что является основой для стратиграфической корреляции, палеогеографических реконструкций и прикладных геологических прогнозов.

Материалы и методы

В качестве исходной информационной базы в настоящей работе использованы исторические

геолого-геофизические и промысловые данные по скважинам месторождения Жетыбай Восточный. Дополнительно привлечены результаты лабораторных исследований керна по скважинам 8, 444 и 452 с общим метражом 434,2 м (рис. 1, табл. 1), включающие стандартный комплекс литолого-петрофизических анализов: макроскопическое и микроскопическое литологическое описание образцов, определение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости.

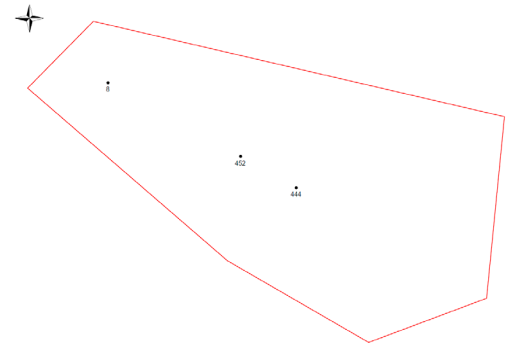


Рисунок 1. Схема расположения скважин 8, 444, 452

Figure 1. Well location scheme of wells 8, 444, and 452

Таблица 1. Толщины юрских продуктивных горизонтов и характеристики керна охвата и освещённости разреза

Table 1. Thicknesses of Jurassic productive horizons and characteristics of core coverage and core representation

Скважина Well	Горизонт Horizon	Толщина продуктивных пластов, м Thickness of productive beds, m	Охват керном, % Core coverage, %	Освещённость керном, % Core representation, %
444	Ю-VIII / J-VIII	36,7	80,9	96,9
444	Ю-IX / J-IX	6,1	11,3	100
444	Ю-X / J-X	21,5	18,4	95
444	Ю-XI / J-XI	12,6	35,0	100
8	Ю-VIII / J-VIII	26,4	55,5	100
8	Ю-XI / J-XI	6,1	33,9	100
452	Ю-VIII / J-VIII	9,0	11,1	11,1
452	Ю-X / J-X	26,0	100	100
452	Ю-XI / J-XI	9,0	100	100

Интерпретация керна материала выполнялась с применением седиментологического подхода, предусматривающего детальное изучение текстурно-структурных особенностей пород, гранулометрического состава, характера слоистости и диагностических осадочных признаков. На основе комплексного анализа керна скважинных данных проводилась фациальная интерпретация с выделением генетических типов

отложений и реконструкцией условий их формирования. Полученные результаты сопоставлялись с данными по разрезам соседних скважин для уточнения пространственной изменчивости продуктивных горизонтов.

Экспериментальная часть

Определение фаций по результатам изучения керна – это комплексный анализ литологичес-

ского состава, гранулометрии, седиментационных текстур, включений, ихнофосиллий, направленный на установление условий осадконакопления и реконструкцию обстановок седиментации. Интерпретация фаций выполнена в соответствии с общепринятыми положениями фациального анализа, разработанными в трудах [1–4].

В пределах месторождения Жетыбай Восточный по результатам проведённых исследований выделены четыре основные обстановки осадконакопления в юрской части разреза.

Результаты

Фация проксимального фронта дельты представлена средне- и мелкозернистыми слабоглинистыми песчаниками с пологоволнистой и горизонтальной слоистостью. Отмечаются элементы бугорчатой слоистости, ряби течения и волнения, глинистые намывы и рассеянный углефицированный детрит. Зафиксированы вертикальные ходы илоедов (*Diplocraterion*, *Skolithos*, *Arenicolites*), характерные для прибрежно-морских обстановок. Осадконакопление происходило в проксимальной части подводной дельты при замедлении речного потока, что приводило к формированию мощных устьевых баров авандельты.

Фация дистального фронта дельты представлена переслаиванием тонко- и мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин с волнистой и горизонтально-слоистой, местами прерывистой текстурой. В песчаниках фиксируются элементы бугорчатой слоистости, ряби течения и прослои темпеститов, отражающие влияние штормовой и волновой динамики. Биотурбация варьируется от слабой до интенсивной, отмечены ходы илоедов. *Thalassinoides*, *Planolites* характерны для прибрежно-морских и морских обстановок [5].

Осадконакопление происходило в дистальной части фронта дельты и связано с формированием маломощных устьевых баров авандельты при замедлении речного стока.

Фация продельты сложена серыми и тёмно-серыми глинами с прослоями песчаных алевролитов и редкими тонкозернистыми песчаниками (рис. 2) [6]. Для данной фации характерна горизонтально-слоистая текстура в алевролитах и тонких песчаниках, отмечаются элементы бугорчатой и градационной слоистости, связанные с эпизодическим штормовым воздействием. Биотурбация варьируется от слабой до умеренной; зафиксированы ихнофоссилии *Thalassinoides*, *Planolites* и скопления *Phycosiphon*, характерные

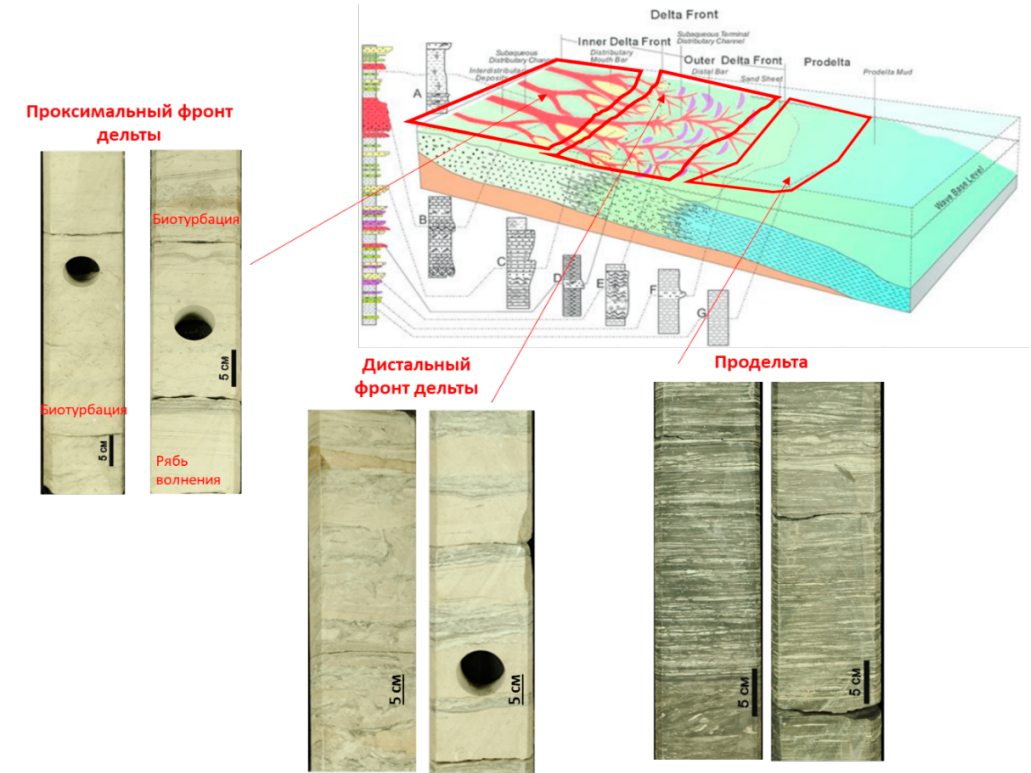


Рисунок 2. Схема фаций фронта дельты
Figure 2. Facies scheme of the delta front

Концептуальная модель по материалам [8]
Conceptual model based on materials [8]

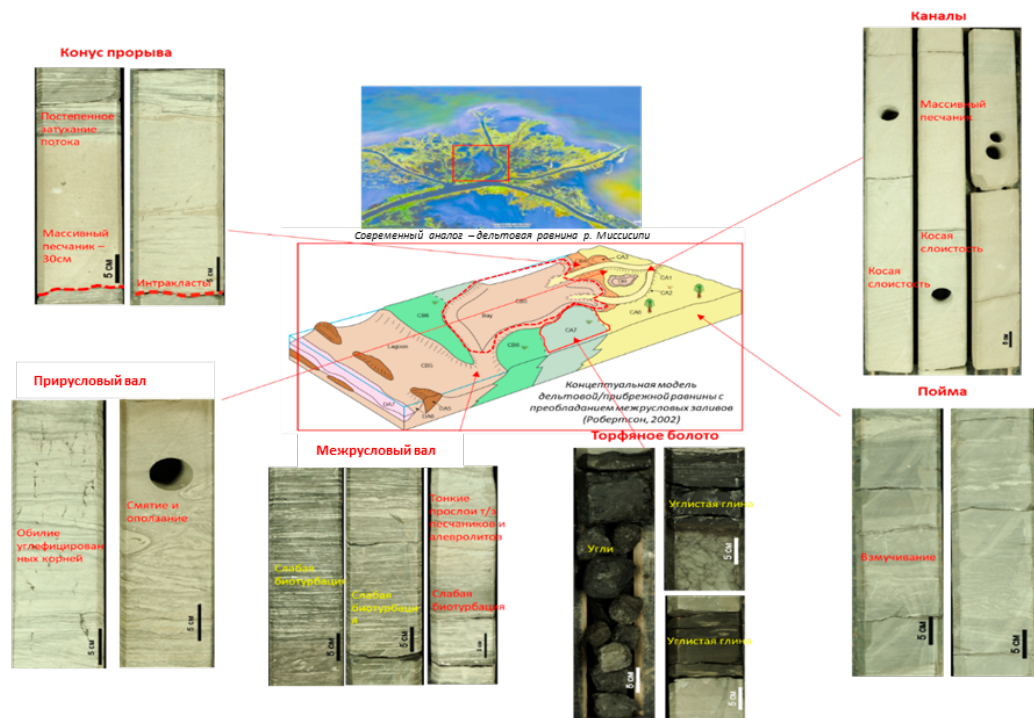


Рисунок 3. Схема фаций дельтовой равнины
Figure 3. Facies scheme of the delta plain

Концептуальная модель по материалам [9]
Conceptual model based on materials [9]

для морской ихнофаши Cruiziana. Отложения формировались в глубоководной части фронта дельты при накоплении тонкодисперсного материала с редкими темпеститовыми событиями. Выделенные фации соответствуют типовым моделям дельтовых систем, включающим проксимальные и дистальные участки фронта дельты, и продельту, описанным в работах [7, 8].

Фация дистрибутивного дельтового канала представлена средне- и мелкозернистыми слабоглинистыми песчаниками мощностью 2–6 м для которых характерна массивная текстура или однонаправленная косая слоистость, подчеркнутая скоплением углисто-растительного детрита. Нижний контакт эрозионный, нередко с обилием глинистых и углистых интракласов (рис. 3) [9]. Формирование происходило в условиях активно речного стока и высокой гидродинамики водного потока.

Фация прирусловых валов сложена мелкозернистыми алевроитовыми песчаниками с тонкими глинистыми прослоями, горизонтально-прерывистой слоистостью, которая нарушена следами и остатками корней, а также текстурами смятия и оползания. Отложения формировались при переливе паводковых вод вдоль русел и аккумуляции материала по их периферии.

Фации конусов прорыва и их каналов представлены маломощными (0,2–2 м) тонко- и мел-

козернистыми песчаниками с резкой эрозионной подошвой, восходящей рябью течения и углефицированным растительным детритом. Осадконакопление связано с прорывами прирусловых валов во время крупных паводков.

Фация поймы характеризуется тонким переслаиванием алевролитов и глин с горизонтальной слоистостью, текстурами взмучивания, продавливания, а также с остатками и следами корней. Формирование происходило на заливных участках поймы в паводковые периоды.

Фация межруслового залива сложена алевро-глинистыми породами с линзовидно-волнистой слоистостью и биотурбацией. Осадконакопление происходило в умеренно динамичных условиях межрусловых заливов и лагун под влиянием речного и, вероятно, приливного воздействия; коллекторские свойства ограничены редкими песчаными прослоями.

Фация торфяного болота представлена углями и углистыми глинами с остатками корневых систем. Формирование происходило в застойных, бескислородных болотных условиях.

Обстановка алювиальной равнины с блуждающим типом реки отражает континентальные условия с развитой системой русел и периодической сменой направлений потоков (рис. 4) [10].

Фация активного русла представлена средне- и мелкозернистыми, местами крупно-

зернистыми слабоглинистыми песчаниками с массивной и косой слоистостью и эрозионным основанием. Характерны глинистые интракласты, углефицированный детрит и уменьшение размерности зерен к кровле. Отложения формировались в условиях высокой гидродинамики активного руслового потока.

Фация наложенных и боковых баров сложена мелкозернистыми, часто глинистыми песчаниками с наклонной и горизонтальной слоистостью, рябью течения и элементами троговой слоистости. Осадконакопление происходило в менее динамичных участках русла, в стороне от основного потока.

Фация песчаной поймы характеризуется переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с горизонтальной слоистостью и локальными текстурами взмучивания. Тонкие песчаные прослои ассоциируются с эпизодическим внедрением отложений заплеска и конусов прорыва.

Фация глинистой поймы представлена алевро-глинистыми отложениями с редкими тонкими прослоями песчаников, нарушенными взмучиваниями, микросбросами и следами корней. Формирование происходило на заливных участках поймы в паводковые периоды.

Обстановки врезанной долины с аллювиальным заполнением обусловлены обширной эрозией, связанной с колебаниями уровней моря или тектоническими процессами, которые привели к образованию врезанной долины, запол-

ненной аллювиальными, речными отложениями (рис. 5) [11].

Фация обломочных потоков представлена средне- и крупнозернистым песчаным матриксом, в котором сосредоточены обилие окатанных и полуокатанных глинистых интраклавов размером от 1 до 10 см. Текстура пятнистая за счёт интраклавов.

Условия осадконакопления: высокая гидродинамика потока, эрозионное основание вреза, связанное с изменением базиса эрозии.

Отложения заполнения вреза представлены аллювиальными песчаниками, для которых характерна средне- или крупнозернистая структура и массивная или косослоистая текстура, которая подчеркнута глинистыми намывами. Присутствуют глинистые интракласты разного размера.

В ходе работ установлено, что большинство продуктивных горизонтов формировалось в условиях дельтовой равнины, в связи с чем фации, выделенные по керну, были объединены в три укрупнённые группы по генетическому признаку и качеству коллекторских свойств: дистрибутивные каналы (лучшие коллекторы), песчаная пойма (ухудшенные коллекторы) и глинистая пойма (неколлекторы). На основе керновых данных для этих групп определены граничные значения глинистости: для каналов менее 16%, для остальных фаций границы уточнены по аналогии с учётом геофизических характеристик. Дополнительно установлены пороговые значения пористости:

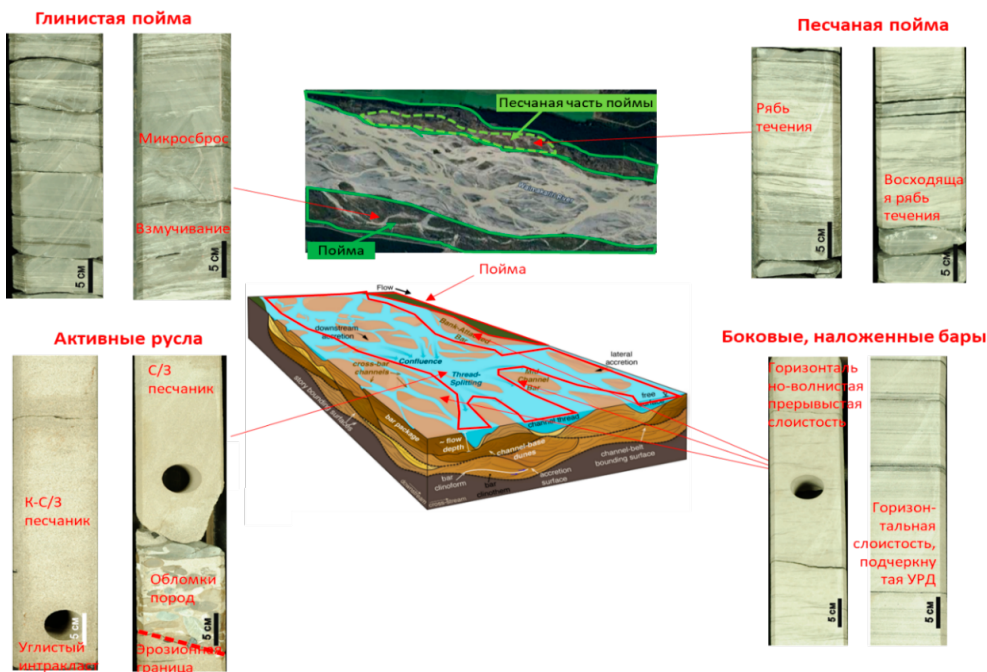


Рисунок 4. Схема фаций аллювиальной равнины с «блуждающими» типами рек
Figure 4. Facies scheme of the alluvial plain with wandering river systems

Концептуальная модель по материалам [10]

Conceptual model based on materials [10]

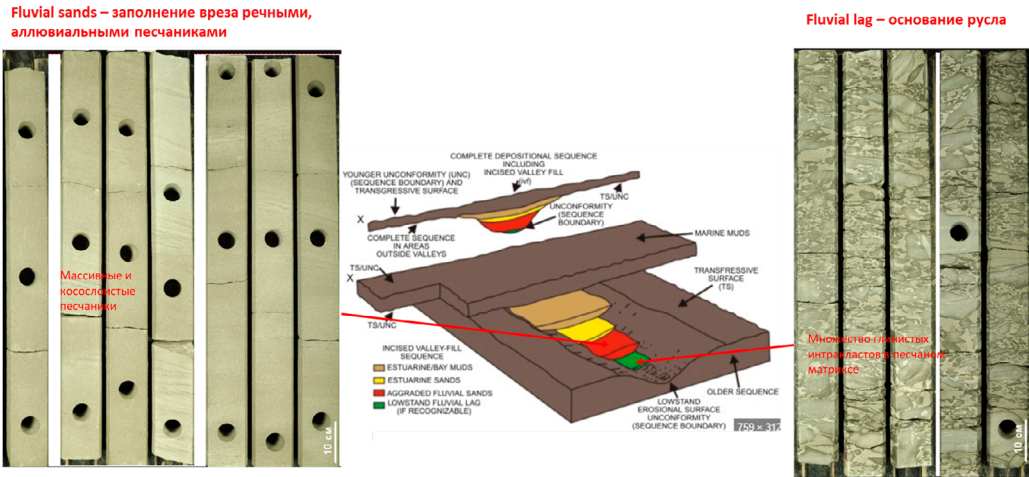


Рисунок 5. Схема фаций заполнения эрозионного вреза с аллювиальным заполнением
Figure 5. Facies scheme of an incised erosional valley with alluvial fill
Концептуальная модель по материалам [11]
Conceptual model based on materials [11]

для каналов более 18%, для песчаной поймы – 12–16%, для глинистой поймы – менее 12%. На основании указанных параметров выполнено выделение фаций геофизическими исследованиями скважин (далее – ГИС) по всему фонду месторождения (109 скважин) по кривым глини-

стости (Vsh) и эффективной пористости (PHIE) с распространением по разрезу. Для повышения достоверности интерпретации проведена ручная корректировка границ фаций с учётом данных самопроизвольной поляризации, гамма-каротаж и результатов интерпретации ГИС (табл. 2, 3).

Таблица 2. Выделенные по керну фации по обстановкам осадконакопления
Table 2. Facies identified from core data based on depositional environments

Фациальная ассоциация Facies association	Фация Facies	Код фации по керну Core facies code
Фронт дельты (подводная часть дельты – авандельта) Delta front (subaqueous part of the delta – prodelta/avandelta)	Проксимальный фронт дельты с волновым влиянием Proximal wave-influenced delta front	CD2
	Дистальный фронт дельты Distal delta front	CD3
	Продельта Prodelta	CD4
Дельтовая равнина Delta plain	Межрусловый залив/лагуна Interdistributary bay / lagoon	CB5b
	Дистрибутивный дельтовый канал Distributary channel	CA1
	Прирусловый вал Channel levee	CA2
	Фация конусов прорыва Crevasse-splay facies	CA3
	Канал конуса прорыва Crevasse splay channel	CA5
	Фация поймы Floodplain facies	CA6
	Торфяное болото Peat swamp	CA7
Аллювиальная равнина с блуждающими руслами Alluvial plain with wandering channels	Главные активные русла Main active channels	BA1a
	Наложенные бары Stacked bars	BA1b
	Песчанистая пойма Sandy floodplain	BA2a
	Глинистая пойма Muddy floodplain	BA2b
Врезанная долина с аллювиальным заполнением Incised valley with alluvial fill	Отложения обломочных потоков Debris flow deposits	DA1
	Русловые песчаники Channel sandstones	DA2

Таблица 3. Сопоставление выделенных ГИС-фаций с керном
Table 3. Correlation of identified well-log facies with core data

Код фации по керну Core facies code	Укрупненная ГИС-фация Integrated well-log facies	Vsh Volume of shale	PHE PHE	Насыщение Fluid saturation	Фация Facies		Выделенные горизонты Identified horizons
					Керн Core	ГИС Well logs	
CD2, CD3	Проксимальный фронт дельты Proximal delta front				CD2 CD3 CD4		Ю-ХА4 J-ХА4
CD4	Продельта Prodelta				CD4 CD4 CD4		
CB5b, CA1, CA2, CA3, CA4, CA5, CA6, CA7	Дельтовая равнина Delta plain				CB5b CA2 CA3 CA1 CA6 CA7		Ю- IX-ХВ J-IX-ХВ
BA1a	Активное русло блуждающей реки Active channel of a wandering river				Вода BA1a BA1a BA1a		Ю-ХI J-ХI
BA1b	Наложенные бары Stacked bars				Вода BA1a BA1a		
BA2a	Песчанистая пойма Sandy floodplain				Вода BA1a BA1a		
BA2b	Глинистая пойма Muddy floodplain				Вода BA1a Активные русла		
DA1	Отложения обломочных потоков Debris flow deposits				Вода DA2 DA2		Ю-VIIIА J-VIIIА
DA2	Русловые песчаники Channel sandstones				Вода DA2 DA2		

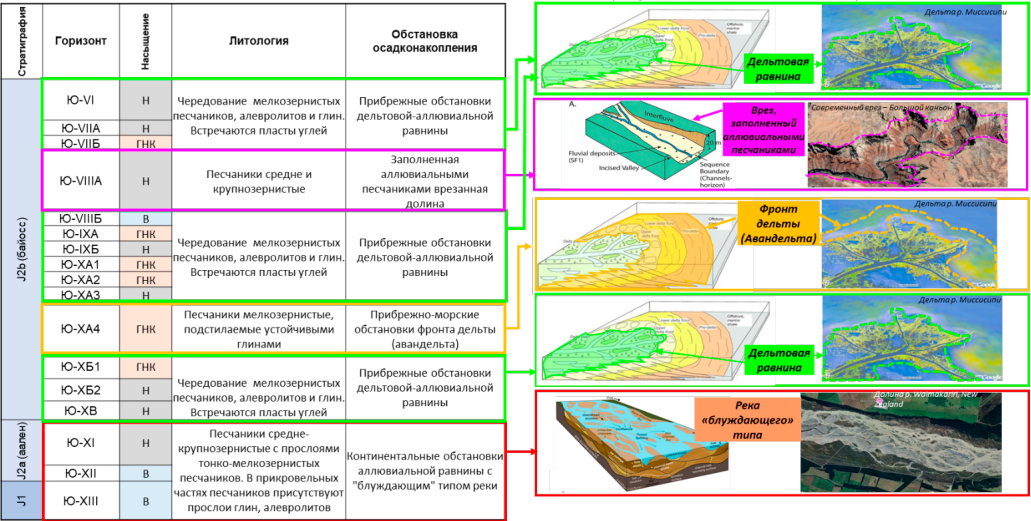


Рисунок 6. Концептуальная седиментологическая модель продуктивных горизонтов месторождения Жетыбай Восточный [10, 12, 13]

Figure 6. Conceptual sedimentological model of productive horizons of the Zhetysay East field [10, 12, 13]

Обсуждение

На основании детального анализа кернового материала установлены условия осадконакопления юрских продуктивных отложений месторождения Жетыбай Восточный (рис. 6). Выделение и интерпретация фациальных ассоциаций позволили установить закономерности их вертикального и латерального распространения, а также проследить смену осадочных обстановок в разрезе. Полученные результаты послужили основой для обобщения фациальной информации и последующего построения концептуальной седиментологической модели месторождения. По результатам седиментологического анализа установлено, что на месторождении Жетыбай Восточный накопление юрских продуктивных горизонтов происходило в следующих условиях:

Нижние горизонты Ю-XIII – Ю-XI – континентальная аллювиальная равнина с доминированием рек с «блуждающим» типом; [10]

- горизонты интервала Ю-ХВ–Ю-ХБ1 – прибрежная дельтовая равнина [13];
- горизонт Ю-ХА4 – прибрежно-морские обстановки фронта дельты [13];
- горизонты интервала Ю-ХА3–Ю-IXА – прибрежная дельтовая равнина [13];
- горизонт Ю-VIIIА – эрозионный врез, заполненный аллювиальными песчаниками [12];
- самые верхние продуктивные горизонты интервала Ю-VII–Ю-VI – прибрежная дельтовая равнина [13].

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: Хасенов А.Г. – формирование научной концепции исследования, постановка цели и задач, научное руководство работой; Утеев Р.Н. – разработка методического подхода к исследованию и научное обобщение результатов; Иманбаев Б.А. – формирование и систематизация исходной геолого-геофизической базы исследования; Басарбай А.Е. – комплексный седиментологический анализ кернового материала, редактирование и написание рукописи; Алексеева Е.В. – сопоставление выделенных по керну фаций с результатами ГИС, подготовка материалов и графиков; Морозов В.Н. – разработка концептуальной седиментологической модели месторождения, анализ рукописи.

Заключение

В рамках выполненного исследования проведена фациальная интерпретация юрских отложений месторождения Жетыбай Восточный на основе комплексного анализа кернового материала. Установлено, что формирование продуктивных горизонтов происходило в условиях континентальной аллювиальной равнины, прибрежной дельтовой равнины и прибрежно-морских обстановок фронта дельты, что отражает поэтапную эволюцию условий осадконакопления в пределах изучаемой площади.

По результатам изучения керна выделены и детально охарактеризованы основные фациальные ассоциации, определены их литолого-структурные особенности. Выявлена закономерная смена фаций по разрезу и по площади, обусловленная изменениями гидродинамического режима и морфологии осадочного бассейна в юрское время.

Построена концептуальная седиментологическая модель, отражающая условия осадконакопления и размещение наиболее перспективных коллекторов.

Полученные результаты могут быть использованы для уточнения геологической модели месторождения Жетыбай Восточный, повышения надёжности стратиграфической корреляции, прогноза пространственного распределения коллекторов и обоснования направлений дальнейших геологоразведочных и опытно-промышленных работ.

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: Askhat G. Khassenov – development of the scientific concept of the study, formulation of its aims and objectives, and scientific supervision of the work; Rakhim N. Uteyev – development of the methodological approach to the study and scientific synthesis of the results; Bakhyt A. Imanbayev – compilation and systematization of the initial geological and geophysical database for the study; Akbota Ye. Bassarbay – comprehensive sedimentological analysis of core material, manuscript writing and editing; Yekaterina V. Alexeyeva – correlation of core-defined facies with well-log facies, preparation of figures and supporting materials; Vitaliy N. Morozov – development of the conceptual sedimentological model of the field and manuscript review.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары: пособие по работе с керном. Тверь : ООО «Издательство ГЕРС», 2011. 152 с.
2. Pemberton G.S., MacEachern J.A. The Sequence Stratigraphic Significance of Trace Fossils: Examples from the Cretaceous Foreland Basin of Alberta, Canada. In: Van Wagoner J.C., Bertram G.T., editors. *Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits: Outcrop and Subsurface Examples from the Cretaceous of North America*. Tulsa : American Association of Petroleum Geologists, 1995. Vol. 64. P. 429–475.
3. Allen J.R.L. Sedimentary Structures: Their Character and Physical Basis. Vol. I. In: Allen J.R.L., editor. *Developments in Sedimentology*. 30A. Amsterdam : Elsevier, 1982. 593 p.
4. Allen J.R.L. Sedimentary Structures: Their Character and Physical Basis. Vol. II. In: Allen J.R.L., editor. *Developments in Sedimentology*. 30D. Amsterdam : Elsevier, 1982. 663 p.
5. Buatois L.A., Mángano M.G. *Ichology: Organism–Substrate Interactions in Space and Time*. Cambridge University Press, 2011. 370 p.
6. Li S., Ma Y.Z., Yu X., Li Sh. Reservoir potential of deep-water lacustrine delta-front sandstones in the Upper Triassic Yanchang Formation, western Ordos Basin, China // *Journal of Petroleum Geology*. 2017. Vol. 40, Issue 1. P. 105–118. doi: [10.1111/jpg.12666](https://doi.org/10.1111/jpg.12666).
7. Bhattacharya J.P. *Deltas*. In: James N.P., Dalrymple R.W., editors. *Facies Models 4*. St. John's: Geological Association of Canada; 2010. P. 237–292.
8. Walker R.G., James N.P. *Facies Models: Response to Sea Level Change*. St. John's : Geological Association of Canada, 1992. 454 p.
9. Robertson Research International Limited. OISC Uzenmunaigas (UMG), Well: GU57-6602. Conventional core analysis report. Report No. AF713. 2002.
10. Alpheus S., Hajek E. The fate of bars in braided rivers // *The Sedimentary Record*. 2024. Vol. 22, Issue 1. doi: [10.2110/001c.117787](https://doi.org/10.2110/001c.117787).
11. Wheeler D.M., Scott A.J., Coringrato V.J., Devine P.E. Stratigraphy and depositional history of the Morrow Formation, southeast Colorado and southwest Kansas. In: Sonnenberg S.A., Shannon L.T., Rader K., et al, editors. *Morrow Sandstones of Southeast Colorado and Adjacent Areas: The Rocky Mountain Association of Geologists. Special Paper*, 1990. P. 3–35.
12. Allen G.P., Posamentier H.W. Sequence stratigraphy and facies model of an incised valley fill: the Gironde Estuary, France // *Journal of Sedimentary Petrology*. 1993. Vol. 63, No. 3. P. 378–391. doi: [10.1306/d4267b09-2b26-11d7-8648000102c1865d](https://doi.org/10.1306/d4267b09-2b26-11d7-8648000102c1865d).
13. Howell J.A., Skorstad A., MacDonald A., et al. Sedimentological parameterization of shallow-marine reservoir // *Petroleum Geoscience*. 2008. Vol. 14, No. 1. P. 17–34. doi: [10.1144/1354-079307-787](https://doi.org/10.1144/1354-079307-787).

REFERENCES

1. Baraboshkin E.Y. *Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennyye rezervuary: posobiye po rabote s kernom*. Tver: GERS Publishing; 2011. 152 p. (In Russ).
2. Pemberton GS, MacEachern JA. *The Sequence Stratigraphic Significance of Trace Fossils: Examples from the Cretaceous Foreland Basin of Alberta, Canada*. In: Van Wagoner JC, Bertram GT, editors. *Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits: Outcrop and Subsurface Examples from the Cretaceous of North America*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists; 1995. Vol. 64. P:429–475.
3. Allen JRL. *Sedimentary Structures: Their Character and Physical Basis. Vol. I*. In: Allen JRL, editor. *Developments in Sedimentology*. 30A. Amsterdam: Elsevier; 1982. 593 p.
4. Allen JRL. *Sedimentary Structures: Their Character and Physical Basis. Vol. II*. In: Allen JRL, editor. *Developments in Sedimentology*. 30B. Amsterdam: Elsevier; 1982. 663 p.
5. Buatois LA, Mángano MG. *Ichology: Organism–Substrate Interactions in Space and Time*. Cambridge University Press; 2011. 370 p.
6. Li S, Ma YZ, Yu X, Li S. Reservoir potential of deep-water lacustrine delta-front sandstones in the Upper Triassic Yanchang Formation, western Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Geology*. 2017;40(1):105–118. doi: [10.1111/jpg.12666](https://doi.org/10.1111/jpg.12666).
7. Bhattacharya JP. *Deltas*. In: James NP, Dalrymple RW, editors. *Facies Models 4*. Geoscience Canada; 2011. P:237–292.
8. Walker RG, James NP. *Facies Models: Response to Sea Level Change*. St. John's: Geological Association of Canada; 1992. 454 p.
9. Robertson Research International Limited. OISC Uzenmunaigas (UMG), Well: GU57-6602. Conventional core analysis report. Report No. AF713. 2002.
10. Alpheus S, Hajek E. The fate of bars in braided rivers. *The Sedimentary Record*. 2024;22(1). doi: [10.2110/001c.117787](https://doi.org/10.2110/001c.117787).
11. Wheeler DM, Scott AJ, Coringrato VJ, Devine PE. *Stratigraphy and depositional history of the Morrow Formation, southeast Colorado and southwest Kansas*. In: Sonnenberg SA, Shannon LT, Rader K, et al, editors. *Morrow Sandstones of Southeast Colorado and Adjacent Areas: The Rocky Mountain Association of Geologists. Special Paper*; 1990. P:3–35.
12. Allen GP, Posamentier HW. Sequence stratigraphy and facies model of an incised valley fill: the Gironde Estuary, France. *Journal of Sedimentary Petrology*. 1993;63(3):378–391. doi: [10.1306/d4267b09-2b26-11d7-8648000102c1865d](https://doi.org/10.1306/d4267b09-2b26-11d7-8648000102c1865d).
13. Howell JA, Skorstad A, MacDonald A, et al. Sedimentological parameterization of shallow-marine reservoir. *Petroleum Geoscience*. 2008;14(1):17–34. doi: [10.1144/1354-079307-787](https://doi.org/10.1144/1354-079307-787).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Хасенов Асхат Галимович**ORCID [0009-0009-7933-4321](https://orcid.org/0009-0009-7933-4321)e-mail: a.khassenov@kmge.kz.**Утеев Рахим Нагангалиулы**

PhD

ORCID [0000-0003-3461-4118](https://orcid.org/0000-0003-3461-4118)e-mail: r.uteyev@kmge.kz.**Иманбаев Бакыт Алтаевич**ORCID [0009-0004-9736-3453](https://orcid.org/0009-0004-9736-3453)e-mail: b.imanbayev@kmge.kz.***Басарбай Ақбота Есенғалиқызы**ORCID [0009-0003-2887-1481](https://orcid.org/0009-0003-2887-1481)e-mail: a.bassarbay@kmge.kz.**Алексеева Екатерина Васильевна**ORCID [0009-0007-3754-1264](https://orcid.org/0009-0007-3754-1264)e-mail: e.alexeyeva@kmge.kz.**Морозов Виталий Николаевич**ORCID [0009-0004-3592-0058](https://orcid.org/0009-0004-3592-0058)e-mail: vmorozov@advnrg-intl.com.**AUTHORS' INFO****Askhat G. Khassenov**ORCID [0009-0009-7933-4321](https://orcid.org/0009-0009-7933-4321)e-mail: a.khassenov@kmge.kz.**Rakhim N. Uteyev**

PhD

ORCID [0000-0003-3461-4118](https://orcid.org/0000-0003-3461-4118)e-mail: r.uteyev@kmge.kz.**Bakhyt A. Imanbayev**ORCID [0009-0004-9736-3453](https://orcid.org/0009-0004-9736-3453)e-mail: b.imanbayev@kmge.kz.***Akбота Ye. Bassarbay**ORCID [0009-0003-2887-1481](https://orcid.org/0009-0003-2887-1481)e-mail: a.bassarbay@kmge.kz.**Yekaterina V. Alexeyeva**ORCID [0009-0007-3754-1264](https://orcid.org/0009-0007-3754-1264)e-mail: e.alexeyeva@kmge.kz.**Vitaliy N. Morozov**ORCID [0009-0004-3592-0058](https://orcid.org/0009-0004-3592-0058)e-mail: vmorozov@advnrg-intl.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.245.422.4

CSCSTI 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108994](https://doi.org/10.54859/kjogi108994)

Received: 06.05.2026.

Accepted: 29.06.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Improving the Quality of Well Cementing through the Use of Nanocomposites: Field Data Analysis and Evaluation of their Effect on Cement Slurry Properties

Askhat G. Khassenov¹, Altynbek S. Mardanov², Dinmukhammed R. Abdrakhmanov², Bolatkhan F. Sabirov², Adil Zh. Shagilbayev², Baurzhan T. Umraliyev³

¹KMG, Astana, Kazakhstan

²Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

³KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The challenging geological and thermobaric conditions of the Western Kazakhstan oil fields impose stringent requirements on cement slurry systems, while standard Portland cement formulations frequently fail to provide adequate zonal isolation over the well's production lifecycle.

Aim: This study aims to identify the key limitations of conventional cement compositions and substantiate the feasibility of introducing SiO₂, Al₂O₃ nanoparticles and carbon nanotubes to improve the rheological and mechanical properties of cement slurries.

Materials and Methods: A comparative analysis was conducted using actual cementing program data from a well at the North Uaz field and a well at the Western Prorva field, evaluating slurry density, viscosity, thickening time, fluid loss, and compressive strength.

Results: Standard formulations exhibited fluid loss exceeding acceptable thresholds and compressive strength below the required minimums; nanomodified compositions demonstrated a fluid loss reduction of up to 40% with SiO₂ addition and a 15–25% increase in early compressive strength with Al₂O₃.

Conclusion: The introduction of nanocomposite additives is technically justified for overcoming the limitations of conventional cement systems under Western Kazakhstan field conditions.

Keywords: cement slurry; well cementing; nanomaterials; nanocomposites; cement sheath strength; fluid loss; two-stage cementing; zonal isolation.

To cite this article:

Khassenov AG, Mardanov AS, Abdrakhmanov DR, et al. Improving the Quality of Well Cementing through the Use of Nanocomposites: Field Data Analysis and Evaluation of their Effect on Cement Slurry Properties. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):20–30. DOI: [10.54859/kjogi108994](https://doi.org/10.54859/kjogi108994).

УДК 622.245.422.4

МРНТИ 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108994](https://doi.org/10.54859/kjogi108994)

Получена: 06.05.2026.

Одобрена: 29.06.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Повышение качества цементирования скважин с применением нанокompозитов: анализ промысловых данных и оценка их влияния на свойства цементного раствора

А.Г. Хасенов¹, А.С. Марданов², Д.Р. Абдрахманов², Б.Ф. Сабиров², А.Ж. Шагильбаев², Б.Т. Умралиев³

¹КазМунайГаз, г. Астана, Казахстан

²Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

³КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Сложные геологические и термобарические условия месторождений Западного Казахстана предъявляют повышенные требования к системам цементных растворов, тогда как стандартные рецептуры на основе портландцемента нередко не обеспечивают надлежащей зональной изоляции на протяжении всего производственного цикла скважины.

Цель. Настоящее исследование направлено на выявление ключевых ограничений традиционных составов цементных растворов и обоснование целесообразности введения наночастиц SiO_2 , Al_2O_3 и углеродных нанотрубок для улучшения реологических и механических характеристик цементных растворов.

Материалы и методы. Сравнительный анализ проводился на основе фактических данных программ цементирования скважины на месторождении Уз Северный и скважины на месторождении Западная Прорва с оценкой плотности, вязкости, времени загустевания, водоотдачи и прочности на сжатие.

Результаты. Стандартные рецептуры демонстрировали водоотдачу, превышающую допустимые пороговые значения, и прочность на сжатие ниже требуемых минимальных показателей; наномодифицированные составы показали снижение водоотдачи до 40% при введении SiO_2 , увеличение ранней прочности на сжатие на 15–25% при добавлении Al_2O_3 .

Заключение. Введение нанокompозитных добавок признано технически обоснованным для преодоления ограничений традиционных цементных систем в условиях месторождений Западного Казахстана.

Ключевые слова: цементный раствор, цементирование скважин, наноматериалы, нанокompозиты, прочность цементного камня, водоотдача, двухступенчатое цементирование, зональная изоляция.

Как цитировать:

Хасенов А.Г., Марданов А.С., Абдрахманов Д.Р., и др. Повышение качества цементирования скважин с применением нанокompозитов: анализ промысловых данных и оценка их влияния на свойства цементного раствора // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 20–30.

DOI: [10.54859/kjogi108994](https://doi.org/10.54859/kjogi108994).

ӨОЖ 622.245.422.4

FTAXP 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108994](https://doi.org/10.54859/kjogi108994)

Қабылданды: 06.05.2026.

Мақұлданды: 29.06.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Нанокөмпозиттерді қолдану арқылы ұңғыманы цементтеу сапасын жақсарту: тампонаждық ерітінді қасиеттеріне әсерін бағалау

А.Ғ. Хасенов¹, А.С. Марданов², Д.Р. Абдрахманов², Б.Ф. Сабилов², Ә.Ж. Шағылбаев², Б.Т. Өмірәлиев³

¹ҚазМұнайГаз, Астана қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

³ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Батыс Қазақстан кен орындарының күрделі геологиялық және термобарикалық жағдайлары цемент ерітінділері жүйелеріне жоғары талаптар қояды, ал портландцементке негізделген стандартты рецептуралар ұңғыманың өндірістік циклі бойына тиісті аймақтық оқшаулауды жиі қамтамасыз ете алмайды.

Мақсаты. Бұл зерттеу дәстүрлі цемент ерітінділері құрамының негізгі шектеулерін анықтауға және цемент ерітінділерінің геологиялық және механикалық сипаттамаларын жақсарту үшін SiO_2 , Al_2O_3 нанобөлшектері мен көміртекті нанотүтіктерді енгізудің орындылығын негіздеуге бағытталған.

Материалдар мен әдістер. Салыстырмалы талдау «Ұаз Солтүстік» кен орнындағы ұңғымасының және «Батыс Прорва» кен орнындағы ұңғымасының цементтеу бағдарламаларының нақты деректері негізінде жүргізілді; тығыздық, тұтқырлық, қатаю уақыты, сұйық бөліну және қысымға беріктік бағаланды.

Нәтижелері. Стандартты рецептуралар рұқсат етілген шектерден асатын сұйық бөліну мәндерін және қажетті ең төменгі көрсеткіштерден төмен қысымға беріктікті көрсетті; наномодификацияланған құрамдар SiO_2 қосқанда сұйық бөлінуді 40%-ға дейін азайтты, Al_2O_3 қосқанда ерте беріктікті 15–25%-ға арттырды.

Қорытынды. Нанокөмпозиттік қоспаларды енгізу Батыс Қазақстан кен орындары жағдайында дәстүрлі цемент жүйелерінің шектеулерін жеңу үшін техникалық тұрғыдан негізделген деп танылды.

Негізгі сөздер: тампонаждық ерітінді, ұңғыманы цементтеу, наноматериалдар, нанокөмпозиттер, цемент тасының беріктігі, сұйықтық сіңіруі, екі сатылы цементтеу, зоналық оқшаулау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Хасенов А.Ғ., Марданов А.С., Абдрахманов Д.Р., және Б. Нанокөмпозиттерді қолдану арқылы ұңғыманы цементтеу сапасын жақсарту: тампонаждық ерітінді қасиеттеріне әсерін бағалау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 20–30 б. DOI: [10.54859/kjogi108994](https://doi.org/10.54859/kjogi108994).

Introduction

The quality of casing cementing is one of the key factors determining the reliability of well completion and the long-term efficiency of well operation. In mature oil fields of Western Kazakhstan, characterized by high water cut and complex geological and technical conditions, the task of ensuring the integrity of the annulus is of paramount importance [1]. Conventional cement slurry formulations based on Class G cement with traditional additives of fluid loss reducers, retarders, and defoamers often do not provide a sufficient level of strength and durability of the cement sheath under aggressive reservoir conditions, which is especially critical when performing multi-stage cementing of deep wells [2].

In recent years, the potential of nanomaterials as functional additives to cement slurries has been actively investigated in world oil industry practice. Nanoparticles of silicon dioxide (SiO_2), aluminum oxide (Al_2O_3), iron oxide (Fe_2O_3), and carbon nanotubes (CNTs), when introduced at concentrations from 0.1 to 3.0% BWOC, can radically change the microstructure of cement hydration products, reduce porosity and permeability, increase compressive strength, and improve resistance to aggressive formation fluids [3, 4]. The mechanism of action of nanomaterials is based on the creation of additional C-S-H gel, filling of nanopores and the formation of a reinforcing network in the cement matrix, providing a synergistic effect in improving physical and mechanical properties of the cement sheath [5]. The present work aims, on the basis of real field data from cementing programs of well US-I (North Uaz field, 2025) and two-stage cementing of well G-I (Western Prorva field, 2025), to carry out a comprehensive comparative analysis of cement slurry formulations used, identify their weaknesses, and substantiate specific directions for nanocomposite application to improve the efficiency and reliability of cementing under various geological and technical conditions of the Western Kazakhstan region.

Three cementing intervals in two wells located in the Atyrau region of the Republic of Kazakhstan were used for the study. The main geological and technical parameters are presented in Tab. 1.

The fundamental difference between the analyzed wells lies in the thermobaric conditions and the depth of productive horizons. Well US-I is representative of mature oil fields with a relatively shallow depth (approximately 1050 m) and moderate bottom-hole temperature of 34°C, which are characteristic of water-flooded reservoirs with a long production history. Under these conditions, the primary challenges are ensuring sufficient strength of the lightweight cement slurry and controlling fluid loss at a high water-to-cement ratio.

Well G-I at the Western Prorva field is characterized by significantly more complex conditions and was cemented using a two-stage cementing scheme with a stage cementing collar (SCC) at a depth of 1450 m. The first cementing stage covers

the interval from 2400 m to 1430 m with a bottom-hole static temperature of 72°C, requiring the use of a setting retarder and comprehensive control of rheological parameters. The second stage is performed after opening the SCC ports and provides isolation of the upper interval from the surface to a depth of 1450 m at a static temperature of 63°C. This two-stage technology optimizes slurry parameters for different thermobaric conditions along the wellbore depth and is widely recognized as the standard practice for completing deep wells [6, 7].

Materials and methods

The study draws on actual cementing program documentation for three intervals across two wells in the Atyrau region of Kazakhstan: single-stage cementing of well US-I at the North Uaz field and two-stage cementing of well G-I at the Western Prorva field. The two wells were selected based on contrasting downhole conditions. Well US-I is a shallow, water-flooded well with a casing shoe at 1049.69 m and a static temperature of 34°C; well G-I is a deep, high-temperature well with a first-stage shoe at 2400 m and a stage cementing collar set at 1450 m. All three cementing intervals used Class G cement as the base, with additive packages tailored to the respective conditions: fluid loss reducer FL-1 (US-I) and HALAD-344/HALAD-413 (G-I), retarder HR-5 (G-I first stage only), expansive agent, defoamer D-Air 5000, and plasticizer. Slurry densities ranged from 1.60 g/cm³ for the lightweight system at US-I to 1.89 g/cm³ for the heavyweight and G-I formulations, with water-to-cement ratios between 0.44 and 0.82. Laboratory testing was conducted in accordance with ISO 10426-2. Measured parameters included compressive strength at 24 and 48 hours, API fluid loss (30 min), free water, slurry spread, thickening time to 40 Bc, and initial set time. Fann viscometer readings at 600 rpm were taken at both ambient (25°C) and elevated temperatures (40–48°C), with test temperatures assigned individually for each slurry based on the calculated circulating temperature of the respective interval.

For well G-I, the cementing process was modeled in Halliburton's iCem® software in both 2D and 3D modes. Inputs included a dynamic temperature profile, fluid density hierarchy, pump schedule, and a +50% washout factor from caliper data. Centralizer placement was optimized using the Soft String method. Model outputs comprised the ECD profile along the wellbore, predicted STOP pressure at plug landing, and mud displacement efficiency.

The evaluation of nanomodified formulations was carried out as a quantitative desk study, applying improvement coefficients from peer-reviewed literature [8–10] to the baseline values recorded in the field programs. Three nanoadditive types were assessed: nano- SiO_2 (10–50 nm, 1.5–2.0% BWOC), nano- Al_2O_3 (0.5–1.0% BWOC), and multi-walled CNTs (0.3% BWOC).

Results

Laboratory Research Results and Hydrodynamic Modeling

Laboratory tests of cement slurries were conducted in accordance with the requirements of ISO 10426-2

and included determination of compressive strength, fluid loss, free water, spread, thickening time and setting times. Results are presented in Tab. 2. Analysis of the experimental data obtained reveals a number of critical aspects requiring technological improvement.

Table 1. Comparative characteristics of the wells and cementing parameters

Parameter	US-I North Uaz	G-I (1st stage) Western Provro	G-I (2nd stage) Western Provro
Work type	Casing cementing.	1st stage casing cementing	2nd stage casing cementing
OD casing, mm	168.3	177.80	177.80
ID casing, mm	153.7	159.42	159.41
Shoe depth, m	1049.69	2400.0	1450.0
Borehole diameter, mm	215.9	216.0	215.9
Washout factor	1.15	+50%	+50%
Static temperature, °C	34	72	63
Circulating temperature, °C	30	40	40
Mud density, g/cm³	1.23	1.32	1.32
STOP pressure, bar	114.5	110	160
Cement top, m	to surface	1430	to surface
WOC	48 h	per CBL	72 h min
Maximum ECD, SG	—	1.68	1.68

OD – Outer Diameter; ID – Inner Diameter; WOC – Waiting on Cement; ECD – Equivalent Circulating Density; SG – Specific Gravity; CBL – Cement Bond Log

Table 2. Laboratory test results of cement slurries

Parameter	US-I LCS 1.60 g/cm³	US-I HCS 1.85 g/cm³	G-I (1st st.) 1.89 g/cm³	G-I (2nd st.) Lead 1.89 g/cm³	G-I (2nd st.) Tail 1.89 g/cm³
Test temperature, °C	34	34	47.8	40	40
Strength 24h, MPa	10.2	14.9	—	—	—
Strength 48h, MPa	12.4	17.2	—	—	—
Fluid loss, ml/30min	110	76	—	142.4	—
Fluid loss 40°C/68bar	—	—	—	52.0	—
Free water, ml	0.0	0.0	—	0.0	0.0
Spread, mm	245	230	—	—	—
Thickening time to 40 Bc, min	255	250	—	358	310
Initial setting time, h:mm	05:25	05:45	—	—	—
Fann reading 600/25°C	—	—	200	186	149
Fann reading . 600/40-48°C	—	—	190	181	—

LCS – Light Cement Slurry; HCS – Heavy Cement Slurry

The strength of the lightweight cement slurry of Well US-I at 10.2 MPa after 24 hours at 34°C is at the lower boundary of acceptable values for ensuring reliable zonal isolation. According to ISO 10426-2 and API recommendations, the minimum acceptable cement sheath compressive strength for intervals subjected to formation fluid effects is 13.8 MPa (2000 psi), which is 35% higher than the value achieved for the LCS [11]. Insufficient strength

creates risks to the integrity of the cement sheath under cyclic thermomechanical loads during well operation, especially during stimulation operations or hydraulic fracturing. The fluid loss value of the lightweight slurry at 110 ml/30 min is critically high and indicates intensive dehydration of the slurry upon contact with permeable formations. Excessive water filtration from the cement slurry into the formation leads to the for-

mation of a dehydrated cake at the cement-formation interface, reducing slurry mobility, risk of premature thickening and formation of water channels in the annulus, disrupting the integrity of isolation [1]. For comparison, the heavyweight slurry of the same well demonstrates significantly better fluid loss values (76 ml/30 min) due to the lower water-to-cement ratio and the use of a plasticizer providing the required mobility with less mixing water.

Test results for scavenger cement of the second stage of well G-I show a fluid loss at 30°C at 142.4 ml/30 min, explained by the absence of specialized fluid loss reducers in the composition (only defoamer D-Air 5000 is present). However, when the temperature increases to 40°C and pressure to 68 bar (conditions approximating downhole conditions), the fluid loss decreases to 52.0 ml/30 min due to the thermal acceleration of hydration processes and C-S-H gel formation [6]. For the main cement slurries of the first and second stages, the application of the complex of fluid loss reducers HALAD-344 and HALAD-413¹ ensures the required level of filtration control in the temperature range 40–72°C.

Hydrodynamic modeling of the cementing process for Well G-I using Halliburton's iCem® software² enabled 2D and 3D visualization of fluid distribution in the annulus, calculation of the ECD profile, determination of calculated surface pressure, and assessment of drilling mud displacement efficiency by cement. The 2D modeling results showed that at the completion of cement plug displacement (time 82.87 min for the first stage and 69.73 min for the second stage), the fluid distribution in the annulus corresponds to the design cement-top heights accounting for a 50% excess volume for borehole washout. The calculated STOP pressure at displacement plug seating is 110 bar for the first stage and 160 bar for the second stage, which correlates with the actual hydrostatic pressure values of the fluid column in the casing and annulus [6, 7].

Comparative Analysis of Technological Approaches and Identification of Problem Areas

A detailed comparison of the cementing programs for wells US-I and G-I allows identifying fundamental differences in technological approaches, conditioned by differences in geological and technical conditions, customer requirements, and the level of technical support of service companies. Data are presented in Tab. 3.

The cementing program for Well G-I, demonstrates a significantly higher level of engineering preparation of the operation, including mandatory three-dimensional computer modeling in the specialized iCem® software package, dynamic cal-

culatation of the temperature profile accounting for heat exchange between injected fluids and rock formations, casing centralizer optimization using the Soft String method, and application of a two-stage buffer system for improved borehole cleaning from drilling mud. Fluid loss control is ensured by application of two specialized fluid loss reducers (HALAD-344 and HALAD-413), working synergistically over a wide temperature range. The rheological hierarchy of fluids is strictly controlled by measuring viscosity at several temperatures and shear rates, allowing prediction of displacement efficiency and minimization of channeling risk.

Table 3. Comparison of technological approaches to cementing

Comparison criterion	US-I	G-I
Volume calculation	Manual (Excel)	iCem® 3D
Hydraulic modeling	Simplified	2D/3D iCem®
Temperature profile	Static	Dynamic
Buffer system	Simple (1 buffer)	Two-stage
Fluid loss control	1 additive (FL-1)	2 additives HALAD
Retarder	Not required	HR-5 (mandatory)
Centralizer design	Standard	iCem® Soft String
Quality criterion	24/48-h compressive strength	CBL ≥80%
Rheology control	Not controlled	Strictly maintained
Nano-additives	None	None

HR – High-temperature Retarder

Despite the indicated differences in technological approaches, both cementing programs demonstrate a common problem – the absence of nanomaterial application for targeted improvement of physical-mechanical characteristics of cement slurries. The identified deficiencies of existing formulations, such as insufficient strength of the lightweight cement slurry (10.2 MPa versus the normative 13.8 MPa), high fluid loss (110 ml/30 min), elevated water-to-cement ratio ($W/C = 0.82$) and risks of retrogressive strength degradation at high temperatures (72°C for the first stage of G-I), can be effectively eliminated by introducing specially selected nanocomposites at concentrations of 0.5–3.0% BWOC [12].

Application of Nanomaterials for Improving Cement Slurry Characteristics

World experience from laboratory studies and field trials convincingly demonstrates that introducing nanoparticles into cement slurries radically changes the microstructure of cement sheath at the nanometer scale, providing a synergistic effect in improving strength, filtration, and adhesion characteristics.

¹ HALAD-344 and HALAD-413 – are liquid fluid loss control additives for cement slurries manufactured by Halliburton. Official website: www.halliburton.com

² the iCem® software – is a cementing design and simulation platform developed by Halliburton. It enables 2D/3D hydraulic modeling of the cementing process, dynamic temperature profiling, ECD calculation, centralizer optimization, and real-time job monitoring.

The mechanism of action of nanomaterials is realized through a complex of physicochemical processes, including the formation of additional nucleation sites for hydration phases, the filling of nanopores by filler particles, the pozzolanic reaction with calcium hydroxide, and the creation of a reinforcing network in the cement matrix [8–10].

Nanoparticles of Silicon Dioxide (nano-SiO₂)

Silicon dioxide nanoparticles are the most studied and widely used type of nanomodifiers for cement slurries due to the combination of high efficiency, chemical stability, and processability of introduction into cement systems. The mechanism of cement sheath strengthening when introducing nano-SiO₂ is based on the pozzolanic reaction: amorphous SiO₂ nanoparticles 10–50 nm in size enter into chemical interaction with calcium hydroxide Ca(OH)₂, a product of Portland cement hydration, forming additional C-S-H calcium silicate hydrate gel according to the reaction: SiO₂ + Ca(OH)₂ + H₂O → C-S-H. The C-S-H gel has high strength and fills capillary pores in the cement stone structure, reducing overall porosity and permeability of the material [8].

Experimental studies show that with the addition of nano-SiO₂ at concentrations from 1.0 to 3.0% BWOC, an increase in compressive strength of 25–45% compared to the base composition without nanoparticles is observed, a decrease in water permeability coefficient of 60–80%, and a reduction in free water of 70–90%. The optimal concentration of nano-SiO₂ for most cement systems is in the range of 1.5–2.5% BWOC, since further increase in dosage leads to agglomeration of nanoparticles and reduction of their distribution efficiency in the slurry volume [8, 9].

Nanoparticles of Aluminum Oxide (nano-Al₂O₃)

Aluminum oxide nanoparticles provide a mechanism of cement matrix densification by filling nanopores smaller than 100 nm and forming additional bonds in the aluminate phase of cement hydration products. Unlike nano-SiO₂, whose pozzolanic activity manifests mainly at normal and moderately elevated temperatures, nano-Al₂O₃ demonstrates high efficiency at temperatures above 60°C, providing stabilization of cement sheath strength and preventing retrogressive degradation of mechanical properties characteristic of Class G cement systems under prolonged curing at elevated temperatures [9, 10].

Effective concentration of nano-Al₂O₃ for cement slurries is 0.5–2.0% BWOC. At a dosage of 1.0% BWOC, an increase in compressive strength of 15–25% and reduction in permeability of 40–60% are observed at temperatures of 60–90°C. Nano-Al₂O₃ is of particular importance for cementing deep wells with bottomhole temperatures exceeding 60°C, where standard Class G cement formulations without nanomodifiers are subject to strength reduction of 20–30% during the first

6–12 months of operation due to structural rearrangements in the crystal lattice of hydrate phases. For well G-I at the Western Prorva field with a static bottomhole temperature of 72°C (first stage), introduction of nano-Al₂O₃ at a concentration of 1.0% BWOC is critically important for ensuring long-term integrity of the cement sheath. Modeling of the strength kinetics of modified cement sheath shows that application of nano-Al₂O₃ allows stabilizing strength at 95–100% of the initial value for at least 5 years of well operation at 72°C, whereas unmodified cement demonstrates strength reduction to 70–75% of the initial level over the same period [9].

Carbon Nanotubes

Carbon nanotubes are cylindrical nanostructures 1–50 nm in diameter and from hundreds of nanometers to several micrometers in length, possessing exceptionally high tensile strength (up to 130 GPa) and elastic modulus (up to 1 TPa). Introduction of CNTs at concentrations of 0.1–0.5% BWOC into cement slurry leads to the formation of a three-dimensional reinforcing network in the hardened cement sheath at the nanoscale level, which effectively prevents the initiation and propagation of microcracks under the action of thermomechanical stresses, cyclic loads, and shrinkage deformations [10]. Experimental studies show that using CNTs at a concentration of 0.3% BWOC increases the tensile strength of the cement sheath by 35–50%, increases the elastic modulus by 20–30%, and increases fracture toughness (critical stress intensity factor) by 40–60% compared to unmodified cement. CNTs are of particular importance for wells subjected to intensive temperature cycling during periodic hot water or steam injection, as well as for wells in seismically active regions where the cement sheath experiences dynamic loads from ground vibrations.

Hybrid Nanocomposites SiO₂/Al₂O₃

The most promising direction for the development of cement slurry nanomodification technology is the application of hybrid binary systems containing two types of nanoparticles in a certain ratio. The combination of nano-SiO₂ and nano-Al₂O₃ in a ratio of 2:1 at a total concentration of 2.0–3.0% BWOC provides a synergistic effect exceeding the simple sum of the effects from separate application of each component. The mechanism of synergy lies in the fact that nano-SiO₂ ensures formation of additional C-S-H gel through the pozzolanic reaction, while nano-Al₂O₃ stabilizes the formed structure through the formation of aluminate bonds and prevention of retrogressive transformations at elevated temperatures [8, 9].

Laboratory tests of hybrid SiO₂/Al₂O₃ nanocomposites show an increase in compressive strength after 24 hours of 40–55% compared to base cement, reduction in fluid loss of 65–75%, decrease in permeability coefficient of 70–85%, and improve-

ment of cement sheath adhesion to the steel surface of the casing by 20–30%. Application of hybrid $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ nanocomposite (2:1) at a concentration of 2.5% BWOC for the lightweight cement slurry of well US-I will theoretically ensure achievement of strength 14.8–15.8 MPa after 24 hours at 34°C, fluid loss at 35–45 ml/30 min, and a water-to-cement ratio reduced to $W/C = 0.65\text{--}0.70$ while maintaining the required slurry density of 1.60 g/cm³.

Risk Assessment and Recommendations for Nanocomposite Application

Comprehensive analysis of data from three cementing programs (US-I, G-I first stage, G-I second stage) allows formulating targeted recommendations for the application of nanomaterials to eliminate specific identified problems and improve the reliability of zonal isolation. Systematized recommendations are presented in Tab. 4.

Table 4. Targeted recommendations for nanoadditive application

Identified problem	Well	Recommended nanocomposite	Dosage, % BWOC	Expected effect
Low LCS strength (10.2 MPa)	US-I	Nano- SiO_2	2.0	+40% → 14.3 MPa
High fluid loss (110 ml/30min)	US-I	Nano- SiO_2 + FL-1	1.5+0.6	→60 ml/30 min
Degradation at $T > 60^\circ\text{C}$	G-I (1)	Nano- Al_2O_3	1.0	Stabilization 92.5% for 5 years
Channeling	All	Nano- SiO_2 / CNT	0.5–1.0	+20% adhesion
$W/C = 0.82$ in LCS	US-I	Nano- SiO_2	2.0	$W/C \rightarrow 0.65\text{--}0.70$
Rheological instability at 72°C	G-I (1)	Nano- Al_2O_3 + HR-5	0.5+0.25	Viscosity stabilization
Microcracks during workover	US-I	CNT	0.3	+45% fracture toughness

Key risks when using standard formulations without nanomaterials include insufficient strength of the cement sheath in intervals with lightweight slurries, which creates prerequisites for integrity violations under cyclic thermomechanical loads characteristic of well operation at mature fields; high fluid loss leading to formation of fluid channels in the annulus and migration of formation fluids; and retrogressive strength degradation under prolonged curing at temperatures above 60°C, which is especially critical for deep wells such as G-I.

Both cementing programs of Well G-I provide as quality assessment criteria the conduct of CBL with a requirement for complete bonding of not less than 80% throughout the entire wellbore and not less than 80% in the productive interval. Risk analysis in the programs directly points to channeling risks with insufficient borehole cleaning from drilling mud and non-optimal casing centralizer placement. Application of nano- SiO_2 at concentrations of 1.5–2.0% BWOC contributes to improving the thixotropic properties of the cement slurry, which reduces the probability of channeling through faster formation of structural gel strength immediately after cessation of shear influence during slurry displacement [6, 7].

The cementing program for Well G-I prescribes mandatory three-dimensional hydraulic process modeling in the iCem® software package prior to work commencement. Entering the rheological characteristics data of the nanomaterial-modified cement slurry into the iCem® simulator will allow more accurate prediction of the ECD profile, optimization of pump rates for different stages (spac-

er, buffer, cement, displacement) and minimization of the risks of lost circulation or hydraulic fracturing during the primary cementing operation.

Mechanism of Nanocomposite Effect on Cement Sheath Structure

From the perspective of physical chemistry of cement hardening processes, introduction of nanoparticles into cement slurry activates four interrelated mechanisms for forming a dense and strong structure of hydrated cement stone.

The first mechanism is the pore filling effect (filler effect) – is realized because nanoparticles 10–100 nm in size are able to penetrate and fill inter-grain voids in the cement gel structure, inaccessible to standard mineral admixtures of micrometer size. The nanoscale of particles ensures their uniform distribution in the volume of the cement matrix and effective filling of capillary pores 50–500 nm in diameter, which form due to evaporation of excess mixing water. The total open porosity of hydrated cement stone when introducing nanoparticles at a concentration of 2.0% BWOC is reduced by 15–30% compared to the unmodified composition, which proportionally improves mechanical strength and reduces fluid permeability [8].

The second mechanism is the acceleration of cement hydration – is due to the fact that nanoparticles act as additional crystallization centers for hydrate phases C-S-H, C-A-H and $\text{Ca}(\text{OH})_2$. The high specific surface area of nanoparticles (for nano- SiO_2 , up to 200–300 m²/g) ensures a manifold increase in the interfacial surface area and intensification of nucleation processes of hydrate crystals

on the surface of nanoparticles. This leads to acceleration of early strength development of cement sheath by 20–40% during the first 12–24 hours of curing, which is especially important when performing operations requiring reduction of WOC time to minimize well downtime [9].

The third mechanism is the pozzolanic activity of nano-SiO₂ – consists in the chemical reaction of amorphous silicon dioxide nanoparticles with calcium hydroxide released during hydration of Portland cement minerals (mainly alite C₃S and belite C₂S), forming additional C-S-H gel according to the reaction: $n\text{-SiO}_2 + m\text{-Ca(OH)}_2 + p\text{-H}_2\text{O} \rightarrow (\text{CaO})_m \cdot (\text{SiO}_2)_n \cdot (\text{H}_2\text{O})_p$. The formed pozzolanic C-S-H gel has a low Ca/Si ratio (approximately 1.2–1.5 versus 1.7–2.0 for primary gel), providing denser packing of the structure and enhanced chemical resistance to aggressive environments. Binding of free calcium hydroxide into additional C-S-H eliminates weak zones in the cement sheath structure formed by local accumulation of portlandite crystals and increases the long-term strength and resistance of cement sheath to leaching under conditions of mineralized formation water circulation [8, 9].

The fourth mechanism is the reinforcing effect of carbon nanotubes. It is based on the formation in the cement matrix volume of a three-dimensional network of nanoscale CNT fibers, which effectively prevents the propagation of microcracks initiated under the action of thermomechanical stresses, shrinkage deformations and external loads. The high tensile strength of carbon nanotubes (up to 130 GPa) and their ability to bridge microcracks with opening widths from nanometers to a few micrometers provides a manifold increase in fracture toughness of cement sheath and its resistance to cyclic loads.

Discussion

The comparative analysis reveals a clear technological gap between the two cementing programs. Well US-I, designed with manual calculations and a simplified hydraulic model, produced a lightweight slurry with compressive strength of 10.2 MPa at 24 hours – 26% below the ISO 10426-2 minimum of 13.8 MPa. Well G-I, engineered with full 3D modeling in iCem® and a two-component fluid loss system (HALAD-344/HALAD-413), demonstrated substantially better rheological control. This contrast confirms that engineering preparation quality directly determines the baseline properties of the cement system.

The fluid loss value of 110 ml/30 min for the US-I lightweight slurry represents the most critical limitation. At this level, dehydration upon contact with permeable formations is sufficient to cause premature thickening and water channel formation in the annulus. For the second-stage lead slurry of Well G-I, fluid loss dropped from 142.4 ml/30 min at 30°C to 52.0 ml/30 min under downhole conditions (40°C, 68 bar), indicating partial self-mitigation through accelerated C-S-H gel formation.

The first-stage cement of well G-I faces a separate problem: retrogressive strength degradation above 60°C. Class G cement undergoes structural rearrangement of hydrate phases at 72°C, causing a 20–30% strength reduction over five years – a mechanism that retarder HR-5 does not address.

The proposed nanocomposites target each failure mode through distinct mechanisms. Nano-SiO₂ (1.5–2.0% BWOC) raises projected 24-hour strength at US-I to 14.3–15.8 MPa and reduces fluid loss to 35–60 ml/30 min via the pozzolanic reaction. Nano-Al₂O₃ (1.0% BWOC) stabilizes cement sheath strength at 92–100% of its initial value over five years at 72°C for G-I's first stage. CNTs (0.3% BWOC) increase fracture toughness by 35–50%, relevant for wells subject to cyclic mechanical loading during workovers.

A key practical constraint is compatibility: at concentrations above 2.5% BWOC, nanoparticle–polymer interactions can increase slurry viscosity beyond pumpable limits. Pre-screening under laboratory conditions and re-modeling of the ECD profile in iCem® with updated rheological parameters are required before field implementation.

Conclusion

Based on detailed analysis of actual cementing programs for Well US-I at the North Uaz field and two-stage cementing of Well G-I at the Western Prorva, the following key findings have been established.

Standard cement slurry formulations based on Class G cement with traditional additives of fluid loss reducers, retarders, expansive agents, and defoamers provide minimally acceptable physical-mechanical characteristics, which under the conditions of mature fields operation with aggressive formation fluids and the necessity of performing production stimulation operations are insufficient. The strength of the lightweight cement slurry of Well US-I at 10.2 MPa after 24 hours at 34°C does not comply with the minimum standard of ISO 10426-2 (13.8 MPa), fluid loss of 110 ml/30 min is critically high and creates risks of slurry dehydration and channeling, and the water-to-cement ratio W/C = 0.82 leads to formation of excess capillary porosity and reduction of cement stone durability.

Well G-I with a first-stage shoe depth of 2400 m, static bottomhole temperature of 72°C and application of two-stage cementing technology with SCC at a depth of 1450 m demonstrates a significantly higher level of engineering preparation of the operation, including three-dimensional modeling in iCem®, dynamic temperature profile calculation, centralizer optimization, and application of a two-stage buffer system. However, even when using modern Halliburton technologies, the program does not include nanomaterial application, which creates risks of retrogressive cement sheath strength degradation of 20–30% during the first 5 years of operation at 72°C due to structural rearrangements in the hydrate phases of Class G cement.

The application of nanocomposites in combination with modern cementing process design methods (3D modeling in iCem®, centralizer optimization, extended laboratory testing, cement bond log for quality control) represents a promising direction for the development of cementing technology at Western Kazakhstan fields and is recommended for laboratory validation under simulated reservoir conditions of the North Uaz and Western Prorva fields.

The integration of nanomaterial technology into well cementing practice represents not merely a gradual

improvement of existing approaches, but a qualitative transition to a new paradigm of zonal isolation capable of reliably functioning under complex thermomechanical and chemical conditions of mature hydrocarbon fields. As demonstrated through quantitative analysis of actual field programs, systematic application of specially developed nanocomposites can transform marginal cementing operations with limited reliability into highly effective long-term zonal isolation systems, ensuring safe and economically viable operation of oil and gas wells.

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: Askhat G. Khassenov – overall project leadership, provision of material, technical resources for the study, final approval of the results and recommendations for publication; Altynbek S. Mardanov – organizational support of the project and coordination with production departments, expert evaluation of the practical applicability; Dinmukhammed R. Abdrakhmanov – collection and processing of field materials, acquisition and systematic analysis of laboratory test data, comparative analysis of technological approaches, literary review, data visualization, writing the text of the article; Bolatkhan F. Sabirov – problem statement, conceptualization and design of the study, analysis and interpretation of results, substantiation of nanocomposite application directions, project administration, reviewing and editing the article; Adil Zh. Shagilbayev – expert consultation on well cementing technology, participation in formulating the conclusions of the article; Baurzhan T. Umrallyev – scientific supervision, conceptualization of the research framework, methodology development, critical revision of the article for important intellectual content, data curation and structuring of the material.

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: Хасенов А.Г. – общее руководство исследованием, обеспечение материально-технических ресурсов для проведения работ, итоговое утверждение результатов и рекомендаций к публикации; Марданов А.С. – организационное сопровождение проекта и координация взаимодействия с производственными подразделениями, экспертная оценка практической применимости; Абдрахманов Д.Р. – сбор и обработка материалов по месторождениям, получение и систематический анализ данных лабораторных исследований, сравнительный анализ технологических подходов, обзор литературы, визуализация данных, написание текста статьи; Сабиров Б.Ф. – постановка задачи, концептуализация и оформление исследования, анализ и интерпретация результатов, обоснование направлений применения нанокompозитов, администрирование проекта, рецензирование и редактирование статьи; Шагильбаев А.Ж. – экспертное консультирование по технологии цементирования скважин, участие в формулировании выводов и заключениях статьи; Умралиев Б.Т. – научное руководство, концепция исследования, разработка методологии, доработка статьи, сбор данных и структурирование материала.

REFERENCES

1. MCF Services LLP, Munai Service LTD LLP. Cementing program for 168.3 mm casing string, well No. US-I, 'Uaz Severny' field. Report. Kulsary; 2025 May. Report No.: MCF-168-2025-002. Contract No.: 0751236/2025/1.
2. KMG Drilling&Services, Halliburton International GmbH. Cementing program for 1st stage 177.80 mm production casing, well Z. Prorva G-I. Version 2.0. Report. Atyrau; 2025 Sept. Report No.: H166909. Contract No.: 0910304717.
3. KMG Drilling&Services, Halliburton International GmbH. Cementing program for 2nd stage 177.80 mm production casing, well Z.Prorva G-I. Version 1.0. Report. Atyrau; 2025 Sept. Report No.: H167008. Contract No.: 0910304717.

4. Nelson EB, Guillot D, editors. *Well Cementing*. 2nd ed. Texas: Schlumberger; 2006. 773 p.
5. Khalifeh M, Saasen A. *Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. 338 p.
6. Santra A, Boul PJ, Pang X. Influence of Nanomaterials in Oilwell Cement Hydration and Mechanical Properties. SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition; 2012 June 12–14; Noordwijk, The Netherlands. Available from: onepetro.org/speionc/proceedings-abstract/12IONC/12IONC/SPE-156937-MS/158482.
7. Yue Y, Chen S, Wang Z, et al. Improving wellbore stability of shale by adjusting its wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;161:692–702. doi: [10.1016/j.petrol.2017.12.023](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.023).
8. Li H, Xiao HG, Yuan J, Ou J. Microstructure of cement mortar with nano-particles. *Composites Part B: Engineering*. 2004;35(2):185–189. doi: [10.1016/S1359-8368\(03\)00052-0](https://doi.org/10.1016/S1359-8368(03)00052-0).
9. Li W, Huang Z, Cao F, et al. Effects of nano-silica and nano-limestone on flowability and mechanical properties of ultra-high-performance concrete matrix. *Construction and Building Materials*. 2015;95:366–374.
10. Konsta-Gdoutos MS, Metaxa ZS, Shah SP. Highly dispersed carbon nanotube reinforced cement based materials. *Cement and Concrete Research*. 2010;40(7):1052–1059. doi: [10.1016/j.cemconres.2010.02.015](https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2010.02.015).
11. ISO. ISO 10426-1:2009. *Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing. Part 1: Specification*. Geneva: ISO; 2009. 38 p.
12. Nazari A, Riahi S. Al₂O₃ nanoparticles in concrete and different curing media. *Energy and Buildings*. 2011;43(6):1480–1488. doi: [10.1016/j.enbuild.2011.02.018](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.02.018).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. MCF Services LLP, Munai Service LTD LLP. Cementing program for 168.3 mm casing string, well No. US-I, 'Uaz Severny' field. Report. Kulsary; 2025 May. Report No.: MCF-168-2025-002. Contract No.: 0751236/2025/1.
2. KMG Drilling&Services, Halliburton International GmbH. Cementing program for 1st stage 177.80 mm production casing, well Z. Prorva G-I. Version 2.0. Report. Atyrau; 2025 Sept. Report No.: H166909. Contract No.: 0910304717.
3. KMG Drilling&Services, Halliburton International GmbH. Cementing program for 2nd stage 177.80 mm production casing, well Z. Prorva G-I. Version 1.0. Report. Atyrau; 2025 Sept. Report No.: H167008. Contract No.: 0910304717.
4. Nelson E.B., Guillot D. *Well Cementing*. 2nd ed. Texas : Schlumberger, 2006. 773 p.
5. Khalifeh M., Saasen A. *Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells*. Cham : Springer Nature Switzerland AG, 2020. 338 p.
6. Santra A., Boul P.J., Pang X. Influence of Nanomaterials in Oilwell Cement Hydration and Mechanical Properties. SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition; June 12–14, 2012; Noordwijk, The Netherlands. Available from: onepetro.org/speionc/proceedings-abstract/12IONC/12IONC/SPE-156937-MS/158482.
7. Yue Y., Chen S., Wang Z., et al. Improving wellbore stability of shale by adjusting its wettability // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 161. P. 692–702. doi: [10.1016/j.petrol.2017.12.023](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.023).
8. Li H., Xiao H.G., Yuan J., Ou J. Microstructure of cement mortar with nano-particles // *Composites Part B: Engineering*. 2004. Vol. 35, Issue 2. P. 185–189. doi: [10.1016/S1359-8368\(03\)00052-0](https://doi.org/10.1016/S1359-8368(03)00052-0).
9. Li W., Huang Z., Cao F., et al. Effects of nano-silica and nano-limestone on flowability and mechanical properties of ultra-high-performance concrete matrix // *Construction and Building Materials*. 2015. Vol. 95. P. 366–374.
10. Konsta-Gdoutos M.S., Metaxa Z.S., Shah S.P. Highly dispersed carbon nanotube reinforced cement based materials // *Cement and Concrete Research*. 2010. Vol. 40, Issue 7. P. 1052–1059. doi: [10.1016/j.cemconres.2010.02.015](https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2010.02.015).
11. ISO. ISO 10426-1:2009. *Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing. Part 1: Specification*. Geneva : ISO, 2009. 38 p.
12. Nazari A., Riahi S. Al₂O₃ nanoparticles in concrete and different curing media // *Energy and Buildings*. 2011. Vol. 43. Issue 6. P. 1480–1488. doi: [10.1016/j.enbuild.2011.02.018](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.02.018).

AUTHORS' INFO

Askhat G. Khassenov

ORCID [0009-0009-7933-4321](https://orcid.org/0009-0009-7933-4321)

e-mail: a.khassenov@kmg.kz.

Altynbek S. Mardanov

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

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

***Dinmukhammed R. Abdrakhmanov**

ORCID [0009-0004-6449-6241](https://orcid.org/0009-0004-6449-6241)

e-mail: d.abdrakhmanov@kmge.kz.

Boлатхан F. Sabirov

PhD

ORCID [0009-0006-2206-8542](https://orcid.org/0009-0006-2206-8542)

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

Adil Zh. Shagilbayev

ORCID [0009-0009-3653-7882](https://orcid.org/0009-0009-3653-7882)

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

Baurzhan T. Umraliyev

D. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0000-9083-5308](https://orcid.org/0009-0000-9083-5308)

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

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Хасенов Асхат Галимович

ORCID [0009-0009-7933-4321](https://orcid.org/0009-0009-7933-4321)

e-mail: a.khassenov@kmg.kz.

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

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

***Абдрахманов Дінмұхаммед Русланұлы**

ORCID [0009-0004-6449-6241](https://orcid.org/0009-0004-6449-6241)

e-mail: d.abdrakhmanov@kmge.kz.

Саби́ров Болатхан Файзуллаевич

PhD

ORCID [0009-0006-2206-8542](https://orcid.org/0009-0006-2206-8542)

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

Шагильбаев Адил Жолдасович

ORCID [0009-0009-3653-7882](https://orcid.org/0009-0009-3653-7882)

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

Умралиев Бауржан Тажикенович

докт. техн. наук

ORCID [0009-0000-9083-5308](https://orcid.org/0009-0000-9083-5308)

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

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.276.43

CSCSTI 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi109013](https://doi.org/10.54859/kjogi109013)

Received: 09.06.2026.

Accepted: 25.08.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Machine Learning-Assisted Prediction of Polymer Flooding Performance in Heterogeneous Carbonate Reservoirs of the Pre-Caspian Basin: A Gradient Boosting and Physics-Informed Approach

Adil A. Zhetpis, Vladimir V. Ryndin, Mensulu M. Kenzhanova, Inara K. Omarbekova, Dinara G. Aigozhina, Gulnara G. Abdullina

Toraighyrov University, Pavlodar, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Polymer flooding remains one of the most technically viable enhanced oil recovery methods for mature fields in Kazakhstan's Pre-Caspian Basin. Predicting its sweep efficiency in heterogeneous carbonate reservoirs is challenging due to complex pore-throat geometry, high-salinity formation waters, and pronounced permeability contrasts. Conventional reservoir simulation is computationally prohibitive for real-time operational decisions and probabilistic uncertainty analysis.

Aim: This study develops and validates a hybrid surrogate framework integrating gradient boosting regression with physics-informed constraints derived from polymer transport theory to predict incremental oil recovery factor and injectivity ratio for polymer flooding in carbonate formations of the Pre-Caspian Basin.

Materials and Methods: A dataset of 412 polymer flooding operations was compiled from published literature, Society of Petroleum Engineers (SPE) technical reports, and internal field data from three **Kazakhstani assets:** Tengizchevroil, Karachaganak Petroleum Operating, and the Uzen field operated by Ozenmunaigas. Eighteen reservoir and fluid parameters were used as input features. Gradient boosting regression was trained using a stratified 80/20 split with five-fold cross-validation. Physics-informed penalty terms derived from Darcy-scale polymer transport equations were embedded in the loss function to ensure physical consistency. Model performance was benchmarked against artificial neural networks, support vector regression, and full compositional simulation.

Results: The physics-informed gradient boosting model achieved a coefficient of determination $R^2 = 0.924$ and root mean square error of 2.31% on the held-out test set for recovery factor prediction, outperforming artificial neural networks ($R^2 = 0.891$) and support vector regression ($R^2 = 0.857$). The physics penalty reduced physically inconsistent predictions by 78%. SHapley Additive exPlanations (SHAP) analysis identified the permeability variation coefficient, polymer concentration, and formation water salinity as dominant predictors. Surrogate estimates agreed with full compositional simulation within $\pm 1.8\%$ absolute for the Uzen carbonate pilot.

Conclusions: The proposed surrogate model provides rapid and reliable predictions of polymer flooding performance suitable for field-scale integration, substantially reducing computational burden for enhanced oil recovery screening and optimization in heterogeneous carbonate reservoirs of Kazakhstan.

Keywords: Big polymer flooding; machine learning; gradient boosting; enhanced oil recovery; carbonate reservoirs; Pre-Caspian Basin; SHAP analysis; physics-informed machine learning; permeability heterogeneity.

To cite this article:

Zhetpis AA, Ryndin VV, Kenzhanova MM, et al. Machine Learning-Assisted Prediction of Polymer Flooding Performance in Heterogeneous Carbonate Reservoirs of the Pre-Caspian Basin: A Gradient Boosting and Physics-Informed Approach. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):31–41. DOI: [10.54859/kjogi109013](https://doi.org/10.54859/kjogi109013).

УДК 622.276.43
МРНТИ 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi109013](https://doi.org/10.54859/kjogi109013)

Получена: 09.06.2026.
Одобрена: 25.08.2026.
Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Прогнозирование эффективности полимерного заводнения в неоднородных карбонатных коллекторах Прикаспийского бассейна с использованием машинного обучения: подход на основе градиентного бустинга и физически-информированных моделей

Ә.А. Жетпіс, В.В. Рындін, М.М. Кенжанова, И.К. Омарбекова, Д.Г. Айгожина, Г.Г. Абдуллина

Торайғыров Университет, г. Павлодар, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Полимерное заводнение остаётся одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи для зрелых месторождений Прикаспийского бассейна. Прогнозирование эффективности охвата в неоднородных карбонатных коллекторах затруднено вследствие сложной геометрии пор, высокой минерализации пластовых вод и выраженной неоднородности проницаемости. Традиционное гидродинамическое моделирование требует значительных вычислительных затрат, что ограничивает его применение в оперативных и вероятностных расчётах.

Цель. Разработка и валидация гибридной суррогатной модели, объединяющей градиентный бустинг с физически-информированными ограничениями, основанными на теории транспорта полимеров, для прогнозирования прироста коэффициента нефтеотдачи и коэффициента приемистости при полимерном заводнении карбонатных пластов Прикаспийского бассейна.

Материалы и методы. Сформирована база данных из 412 операций полимерного заводнения на основе публикаций SPE/EAGE, внутренних отчётов Тенгизшевройл, Карачаганак Петролиум Оперейтинг и АО «Озенмунайгаз», а также базы МЭА. Входные параметры включали 18 характеристик пласта и флюидов. Модель обучалась с использованием стратифицированного разбиения данных 80/20 и пятикратной перекрёстной проверки. В функцию потерь XGBoost встроены физически-информированные штрафные члены, выведенные из уравнений транспорта полимеров. Производительность сравнивалась с искусственными нейронными сетями, методом опорных векторов и полнофизическим композиционным моделированием.

Результаты. Физически-информированная модель градиентного бустинга достигла $R^2 = 0,924$ и $RMSE = 2,31\%$ на тестовой выборке при прогнозировании ΔRF , превзойдя искусственные нейронные сети ($R^2 = 0,891$) и метод опорных векторов ($R^2 = 0,857$). Физически-информированный штраф снизил количество физически некорректных прогнозов на 78%. SHAP-анализ выявил три ключевых предиктора: коэффициент вариации проницаемости, концентрацию полимера и минерализацию пластовых вод. Для карбонатного пилота месторождения Узень суррогатная модель воспроизвела результаты полнофизического моделирования с абсолютной погрешностью $\pm 1,8\%$, при вычислительном ускорении более чем в 100 000 раз.

Заключение. Предложенная модель обеспечивает быстрые и надёжные прогнозы эффективности полимерного заводнения, пригодные для промышленного применения. Подход существенно снижает вычислительную нагрузку при скрининге и оптимизации методов повышения нефтеотдачи в неоднородных карбонатных коллекторах Казахстана.

Ключевые слова: полимерное заводнение; машинное обучение; градиентный бустинг; повышение нефтеотдачи; карбонатные коллекторы; Прикаспийский бассейн; SHAP-анализ; физически-информированное машинное обучение; неоднородность проницаемости.

Как цитировать:

Жетпіс Ә.А., Рындін В.В., Кенжанова М.М., и др. Прогнозирование эффективности полимерного заводнения в неоднородных карбонатных коллекторах Прикаспийского бассейна с использованием машинного обучения: подход на основе градиентного бустинга и физически-информированных моделей // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 31–41.
DOI: [10.54859/kjogi109013](https://doi.org/10.54859/kjogi109013).

ӨОЖ 622.276.43

ГТАХР 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi109013](https://doi.org/10.54859/kjogi109013)

Қабылданды: 09.06.2026.

Мақұлданды: 25.08.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Машиналық оқытуды пайдалана отырып, Каспий маңы бассейнінің гетерогенді карбонатты коллекторларында полимерлі суландырудың тиімділігін болжау: градиенттік күшейткіш және физикалық ақпараттандырылған модельдерге негізделген тәсіл

Ө.А. Жетпіс, В.В. Рындин, М.М. Кенжанова, И.Қ. Омарбекова, Д.Ф. Айгожина, Г.Г. Абдуллина

Торайғыров Университеті, Павлодар қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Полимерлі суландыру Каспий маңы бассейнінің жетілген кен орындары үшін мұнай беруді арттырудың ең тиімді әдістерінің бірі болып қала береді. Өртекті карбонатты коллекторлардағы қамту тиімділігін болжау кеуектердің күрделі геометриясына, қабат суларының жоғары минералдануына және өткізгіштігінің айқын әртектілігіне байланысты қиындық туғызады. Дәстүрлі гидродинамикалық модельдеу айтарлықтай есептеу шығындарын талап етеді, бұл оны жедел және ықтималдық есептеулерде қолдануды шектейді.

Мақсаты. Каспий маңы бассейнінің карбонатты қабаттарын полимерлі суландыру кезінде мұнай беру коэффициентінің және қабылдау коэффициентінің өсуін болжау үшін полимерлерді тасымалдау теориясына негізделген физикалық ақпараттандырылған шектеулермен градиенттік бустингті біріктіретін гибриді суррогат моделін әзірлеу және валидациялау.

Материалдар мен әдістер. SPE/EAGE жарияланымдарының, Теңізшевройл, Қарашығанақ Петролиум Оперейтинг және «Өзенмұнайгаз» АҚ ішкі есептерінің, сондай-ақ ХЭА базасының негізінде 412 полимерлі суландыру операцияларының деректер базасы қалыптастырылды. Кіріс параметрлері 18 қабат пен сұйықтық сипаттамаларын қамтыды. Модель 80/20 стратификацияланған деректерді бөлу және бес рет кросс-тексеру арқылы оқытылды. XGBoost жоғалту функциясына полимерлерді тасымалдау тәңдеулерінен алынған физикалық ақпараттандырылған айыппұл мүшелері енгізілген. Модельдің өнімділігі жасанды нейрондық желілермен, тірек векторларқ әдісімен және толық физикалық композициялық модельдеумен салыстырмалы түрде бағаланды.

Нәтижелері. Физикалық ақпараттандырылған градиенттік күшейту моделі DRF болжау кезінде сынақ үлгісінде $R^2 = 0,924$ және $RMSE = 2,31\%$ жетіп, жасанды нейрондық желілерден ($R^2 = 0,891$) және тірек векторлық әдісінен ($R^2 = 0,857$) асып түсті. Физикалық ақпараттандырылған айыппұл физикалық тұрғыдан дұрыс емес болжамдардың санын 78%-ға азайтты. SHAP талдауы үш негізгі предикторды анықтады: өткізгіштіктің өзгеру коэффициенті, полимер концентрациясы және қабат суларының минералдану деңгейі. Өзен кен орнының карбонатты пилоттық учаскесі үшін суррогаттық модель толық физикалық модельдеу нәтижелерін $\pm 1,8\%$ абсолюттік қателікпен қайта жаңғыртып, есептеу жылдамдығын 100 000 еседен астам арттырды.

Қорытынды. Ұсынылған модель өнеркәсіптік қолдануға жарамды полимерлі суландыру тиімділігінің жылдам және сенімді болжамдарын қамтамасыз етеді. Бұл тәсіл Қазақстанның біртекті емес карбонатты коллекторларында мұнай беруді арттыру әдістерін скрининг және оңтайландыру кезінде есептеу жүктемесін айтарлықтай төмендетеді.

Негізгі сөздер: полимерлі суландыру, машиналық оқыту, градиенттік бустинг, мұнай өндіруді арттыру, карбонатты қабаттар, Каспий маңы ойпаты, SHAP-талдауы, физикалық-ақпараттандырылған машиналық оқыту, өткізгіштіктің біркелкісіздігі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жетпіс Ө.А., Рындин В.В., Кенжанова М.М., және б. Машиналық оқытуды пайдалана отырып, Каспий маңы бассейнінің гетерогенді карбонатты коллекторларында полимерлі суландырудың тиімділігін болжау: градиенттік күшейткіш және физикалық ақпараттандырылған модельдерге негізделген тәсіл // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 31–41 б.

DOI: [10.54859/kjogi109013](https://doi.org/10.54859/kjogi109013).

Introduction

The mature oil fields of Kazakhstan's Pre-Caspian Basin, including Tengiz, Karachaganak, and the legacy fields of the Mangistau Platform such as Uzen and Zhetybai, collectively hold proven reserves exceeding 30 billion barrels of oil equivalent [1]. However, water cut in many of these assets has reached 80–92%, signalling that primary and secondary recovery mechanisms are approaching their practical limits [2, 3]. Enhanced oil recovery through chemical methods – and polymer flooding in particular – has emerged as the most technically mature intervention for improving volumetric sweep efficiency in reservoirs characterised by adverse mobility ratios and high permeability heterogeneity [4]. Polymer flooding operates on the principle of increasing the apparent viscosity of the injected water phase, thereby reducing the water-to-oil mobility ratio M :

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (1)$$

where k_{rw} and k_{ro} are the relative permeabilities to water and oil at their respective saturations, and μ_w and μ_o are the viscosities of water and oil. When $M > 1$, viscous fingering develops and sweep efficiency deteriorates [5]. Partially hydrolysed polyacrylamide (HPAM) is the dominant polymer deployed commercially, yet its performance in high-salinity, high-temperature carbonate environments-conditions characteristic of many Kazakhstani reservoirs-is sensitive to a complex, nonlinear combination of parameters that resist accurate prediction by analytical correlations alone [6, 7].

Full-physics compositional reservoir simulation remains the gold standard for polymer flooding prediction, but it is computationally demanding: a single high-resolution sector model of a Tengiz-type carbonate complex may require 48–120 hours of Central Processing Unit (CPU) time per realisation, rendering probabilistic uncertainty analyses and real-time operational decisions practically infeasible [8]. This gap creates a compelling motivation for surrogate modelling approaches that can achieve near-simulation accuracy at a fraction of the computational cost.

Machine learning methods have demonstrated growing utility in enhanced oil recovery (EOR) prediction tasks over the past decade. Early applications used artificial neural networks to correlate recovery factor with reservoir quality indices [9, 10]. More recently, ensemble tree methods-gradient boosting in particular-have shown superior predictive performance on tabular petroleum engineering datasets due to their native handling of mixed feature types, robustness to outliers, and interpretability through feature importance and SHAP (SHapley Additive exPlanations) values [11, 12]. Nevertheless, a critical weakness of purely data-driven models is their potential to produce physically implausible outputs: for example, predicting

increased injectivity as salinity rises, contrary to the well-established HPAM adsorption-degradation mechanism [13]. Physics-informed machine learning (PIML) addresses this by embedding physical constraints-either as penalty terms in the loss function, as hard constraints on the output layer, or as physics-derived feature transformations-therby combining the flexibility of statistical learning with the consistency guarantees of first-principles models [14, 15].

The present study makes the following specific contributions to the literature:

1. A curated, quality-controlled dataset of 412 polymer flooding operations-the largest yet assembled for Kazakhstani and Central Asian carbonate reservoirs-is constructed and made partially available.
2. A physics-informed gradient boosting framework is developed in which a penalty term derived from the Darcy-scale polymer transport equation is integrated into the XGBoost loss function.
3. The model is validated against full compositional simulation using the Uzen carbonate pilot as a case study, demonstrating agreement within $\pm 1.8\%$ absolute in incremental recovery factor.
4. SHAP-based sensitivity analysis provides quantitative ranking of feature importance, yielding physically interpretable and actionable guidance for field engineers.

Materials and methods

Dataset Construction and Feature Engineering

The primary dataset comprises 412 observations drawn from three sources: (i) 187 records from peer-reviewed SPE and EAGE publications on polymer flooding pilots in carbonate and mixed carbonate-clastic systems worldwide with reservoir conditions comparable to Pre-Caspian Basin formations (temperature 60–130°C, salinity 30–250 g/L Total Dissolved Solids (TDS)); (ii) 143 records from internal operational reports of Tengizchevroil (TCO), Karachaganak Petroleum Operating (KPO), and Ozenmunaigas (OMG) polymer injection pilots conducted between 2008 and 2024; and (iii) 82 records from the publically accessible United States Department of Energy EOR database after filtering for chemically comparable systems.

For each observation, 18 input features were extracted (Tab. 1). The target variables are: (a) incremental oil recovery factor $\Delta RF(\%)$, defined as the difference between the final recovery factor achieved with polymer flooding and the estimated recovery under continued waterflood; and (b) injectivity ratio (2), the ratio of polymer injection rate to baseline water injection rate at equivalent bottomhole pressure:

$$IR = I_{polymer}/I_{water} \quad (2)$$

Missing values (6.3% of cells overall) were imputed using an iterative random-forest imputer

(IterativeImputer, scikit-learn v1.4.2). The categorical polymer type variable was one-hot encoded. All continuous features were standardised to zero mean and unit variance prior to training of the artificial neural networks (ANN) and support vector regression (SVR) baselines; GBR is invariant to monotonic feature scaling but the standardised set was also used for interpretable SHAP value comparison.

Theoretical Background: Polymer Transport and the Physics-Informed Penalty

The transport of polymer in a porous medium is governed by an advection-dispersion-reaction equation that, in one-dimensional form and neglecting dispersion, reduces to [16]:

Table 1. Input feature set and descriptive statistics (N = 412)

#	Feature	Symbol	Units	Mean	Std Dev	Min	Max
1	Porosity	ϕ	fraction	0.121	0.038	0.042	0.221
2	Permeability (geometric mean)	k	mD	87.4	142.6	1.2	1240
3	Permeability variation coefficient	V_k	-	0.68	0.19	0.21	0.96
4	Net-to-gross ratio	NTG	fraction	0.54	0.17	0.18	0.91
5	Reservoir temperature	T	°C	82.3	18.7	56	131
6	Reservoir pressure	P_r	MPa	24.1	9.8	9.4	58.2
7	Oil viscosity at reservoir conditions	μ_o	mPa·s	4.87	3.21	0.82	18.6
8	Formation water salinity (TDS)	S_w	g/L	112.4	62.7	28	248
9	Divalent ion concentration ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$)	C_{div}	mg/L	3840	2210	180	9600
10	Initial water saturation	S_{wi}	fraction	0.243	0.071	0.10	0.43
11	Polymer type (HPAM / Xanthan / APG)	-	categorical	-	-	-	-
12	Polymer concentration	C_p	mg/L	1240	580	200	3000
13	Polymer molecular weight	M_w	MDa	12.4	5.2	3.0	22.0
14	Degree of hydrolysis	DH	%	27.3	6.8	15	40
15	Pore volume injected at pilot end	PVI	PV	0.82	0.37	0.18	2.10
16	Pattern area	A	ha	48.2	61.4	2.1	310
17	Injector-producer ratio	IPR	-	1.42	0.61	0.5	4.0
18	Initial water cut before EOR	WC_o	fraction	0.74	0.14	0.41	0.97

APG – Alkyl Polyglucoside

$$\frac{\partial C_p}{\partial t} + \frac{\rho_r(1-\phi)}{\phi} \frac{\partial \hat{C}_p}{\partial t} + u \frac{\partial C_p}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

where C_p is the in-situ polymer concentration (kg/m³), $\hat{C}_p$ is the adsorbed polymer concentration (kg/kg rock), ρ_r is the rock grain density (kg/m³), u is the Darcy flux (m/s), and x is the spatial coordinate. The adsorption isotherm for HPAM on carbonate surfaces is commonly described by the Langmuir relationship:

$$\hat{C}_p = \frac{\hat{C}_{p,max} \cdot b_L \cdot C_p}{1 + b_L \cdot C_p} \quad (4)$$

where $\hat{C}_{p,max}$ is the maximum adsorption capacity (μg/g rock) and b_L is the Langmuir coefficient (m³/kg). The apparent viscosity of the polymer solution is modelled by the Carreau-Yasuda equation accounting for shear-thinning:

$$\mu_{eff}(C_p, \dot{\gamma}) = \mu_{\infty} + (\mu_0(C_p) - \mu_{\infty})[1 + (\lambda \dot{\gamma})^a]^{(n-1)/a} \quad (5)$$

where $\mu_0(C_p)$ is the zero-shear viscosity (a function of polymer concentration), μ_{∞} is the infinite-shear

viscosity, λ is the relaxation time, $\dot{\gamma}$ is the shear rate, and a, n are fitting parameters.

From these governing equations, two physics-derived inequality constraints are formulated for embedding in the machine learning (ML) loss function:

Constraint 1 (Salinity-Injectivity Monotonicity): An increase in divalent ion concentration must not increase polymer injectivity, because divalent cations promote HPAM adsorption and precipitation. Formally: $\partial IR / \partial C_{div} \leq 0$.

Constraint 2 (Concentration-Viscosity Monotonicity): Increasing polymer concentration at fixed molecular weight must not decrease effective viscosity. Formally: $\partial \mu_{eff} / \partial C_p \geq 0$, which by the mobility ratio argument implies $\partial \Delta RF / \partial C_p \geq 0$ up to the adsorption saturation limit.

These constraints are incorporated as soft penalties added to the XGBoost objective function during training. The augmented loss L_{aug} is defined as:

$$L_{aug} = L_{MSE} + \lambda_1 \sum_{i \in B} \max \left(0, \frac{\partial \hat{R}_i}{\partial C_{div,i}} \right)^2 + \lambda_2 \sum_{i \in B} \max \left(0, -\frac{\partial \Delta RF_i}{\partial C_{p,i}} \right)^2 \quad (6)$$

where B is the mini-batch, $\lambda_1=0.15$ and $\lambda_2=0.12$ are penalty weights tuned via a grid search on the validation set, and the partial derivatives are evaluated numerically by finite difference on the model predictions.

Model Architecture and Training

Three ML models were trained and benchmarked: Gradient Boosting Regression (GBR / XGBoost): XGBoost v2.0.3 with the physics-informed augmented loss. Key hyperparameters after

Bayesian optimisation (Optuna v3.6): number of estimators $n=620$; maximum tree depth $d=6$; learning rate $\eta=0.032$; subsample ratio 0.78; column sample by tree 0.72; L2 regularisation $\lambda_{\text{LGB}}=1.4$.

Artificial Neural Network (ANN): Four-layer fully connected network with architecture $[18 \rightarrow 128 \rightarrow 64 \rightarrow 32 \rightarrow 1]$, ReLU activations, dropout rate 0.25, trained with Adam optimiser ($\text{lr} = 0.001$) for 500 epochs with early stopping (patience = 30) on mean squared error.

Support Vector Regression (SVR): Radial basis function kernel; regularisation parameter $C=12.4$; epsilon $\varepsilon=0.08$; optimised by grid search.

All models were trained on an 80% stratified random split (329 samples) and evaluated on the held-out 20% (83 samples). Stratification was performed on quartiles of ΔRF to ensure representative target distribution in both sets. Five-fold cross-validation was used for hyperparameter optimisation. Performance metrics reported include R^2 , RMSE (%), and mean absolute error MAE (%).

Results

Predictive Performance Comparison

Tab. 2 summarises the predictive accuracy of all models on the held-out test set for both target variables.

Table 2. Model performance on held-out test set (N = 83)

Model	$\Delta\text{RF } R^2$	$\Delta\text{RF RMSE } (\%)$	$\Delta\text{RF MAE } (\%)$	IR R^2	IR RMSE	IR MAE
SVR	0.857	3.41	2.68	0.821	0.068	0.051
ANN	0.891	2.94	2.23	0.863	0.059	0.044
GBR (unconstrained)	0.918	2.46	1.89	0.896	0.051	0.038
GBR + Physics (proposed)	0.924	2.31	1.76	0.911	0.047	0.035
Full simulation (baseline)	1.000	0	0	1.000	0	0

The proposed physics-informed GBR model achieves the highest accuracy across both targets, reducing RMSE by 6.1% relative to unconstrained GBR for ΔRF . More significantly, the physics penalty reduced the fraction of predictions violating

Constraint 1 (negative IR response to divalent salinity) from 14.2% to 3.1% of test observations (a 78% reduction), and violations of Constraint 2 from 9.7% to 2.4%.

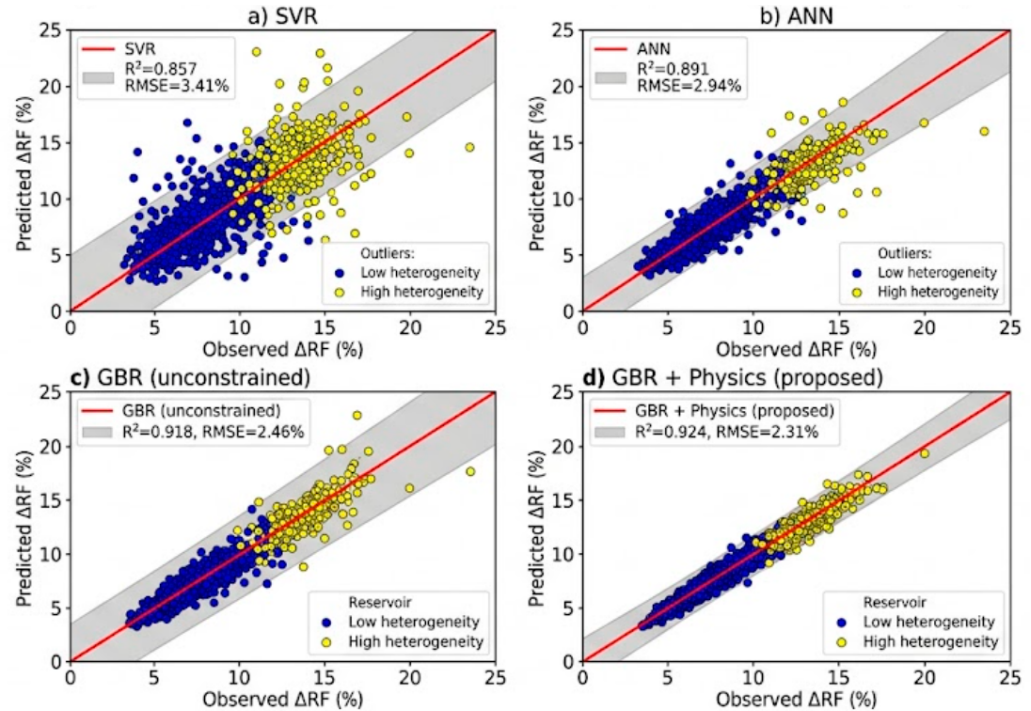


Figure 1. Scatter plot of predicted vs. observed incremental recovery factor (ΔRF , %) for the four models on the 83-sample test set

Each panel shows: x-axis = observed ΔRF (0–25%); y-axis = predicted ΔRF (0–25%); identity line in red; 95% prediction interval bands in shaded grey. Points coloured by reservoir permeability variation coefficient V_k (blue = low heterogeneity, yellow = high heterogeneity). The physics-informed GBR panel shows the tightest point cloud around the identity line, with notably fewer outliers in the high- V_k (high-heterogeneity) region.

Global Feature Importance – Physics-informed GBR (SHAP TreeExplainer, N=83)

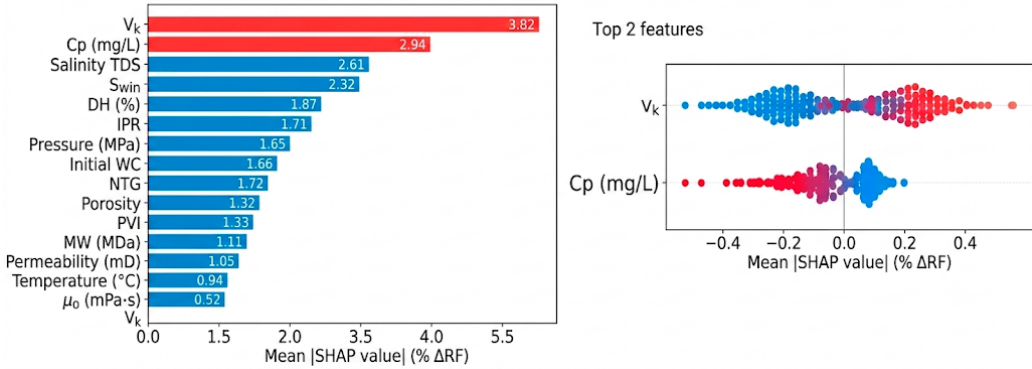


Figure 2. SHAP beeswarm plot for incremental recovery factor (ΔRF) prediction

x-axis: SHAP value (impact on model output, % ΔRF units); each point represents one observation coloured by feature value (blue = low, red = high). Features ranked top to bottom by mean |SHAP| value. The three dominant features are V_k , C_p , and S_w .

SHAP Feature Importance Analysis

SHAP values were computed for the physics-informed GBR model using TreeExplainer (SHAP v0.45). Figure 2 presents the global feature importance beeswarm plot for ΔRF prediction.

The permeability variation coefficient V_k emerges as the most influential feature (mean |SHAP| = 3.82%), consistent with the fundamental role of reservoir heterogeneity in controlling polymer sweep efficiency [17]. Polymer concentration C_p ranks second (2.94%), and formation water salinity S_w (TDS) third (2.61%). The negative SHAP contribution

of high S_w values confirms the known mechanism of HPAM viscosity loss in saline environments and validates the physical interpretability of the model.

Sensitivity Analysis: Polymer Concentration and Salinity Effects

To further validate model behaviour against physical expectations, partial dependence plots were generated by varying C_p (200–3000 mg/L) and S_w (30–250 g/L) while holding all other features at their median values. Tab. 3 summarises the predicted ΔRF and IR at selected values.

Table 3. Predicted ΔRF and IR as functions of polymer concentration and salinity (all other features at median values)

C_p (mg/L)	$S_w = 50$ g/L	$S_w = 100$ g/L	$S_w = 150$ g/L	$S_w = 200$ g/L
500	$\Delta RF = 6.2\%$, IR = 0.91	$\Delta RF = 5.4\%$, IR = 0.87	$\Delta RF = 4.3\%$, IR = 0.82	$\Delta RF = 3.1\%$, IR = 0.74
1000	$\Delta RF = 9.8\%$, IR = 0.85	$\Delta RF = 8.6\%$, IR = 0.81	$\Delta RF = 7.1\%$, IR = 0.76	$\Delta RF = 5.2\%$, IR = 0.68
1500	$\Delta RF = 13.1\%$, IR = 0.79	$\Delta RF = 11.4\%$, IR = 0.74	$\Delta RF = 9.6\%$, IR = 0.70	$\Delta RF = 7.1\%$, IR = 0.62
2000	$\Delta RF = 15.4\%$, IR = 0.74	$\Delta RF = 13.2\%$, IR = 0.70	$\Delta RF = 11.0\%$, IR = 0.65	$\Delta RF = 8.1\%$, IR = 0.57
2500	$\Delta RF = 16.2\%$, IR = 0.70	$\Delta RF = 13.8\%$, IR = 0.65	$\Delta RF = 11.4\%$, IR = 0.60	$\Delta RF = 8.3\%$, IR = 0.53

The table reveals a diminishing returns relationship between C_p and ΔRF : incremental gain per 500 mg/L increment decreases from 3.6% (500→1000 mg/L at $S_w = 50$ g/L) to 0.8% (2000→2500 mg/L), which

is consistent with Langmuir adsorption saturation. The monotonic decrease in both ΔRF and IR with increasing salinity confirms the physics-imposed constraints are operative in the trained model.

Partial Dependence: ΔRF vs C_p and S_w (Physics-informed GBR surrogate)

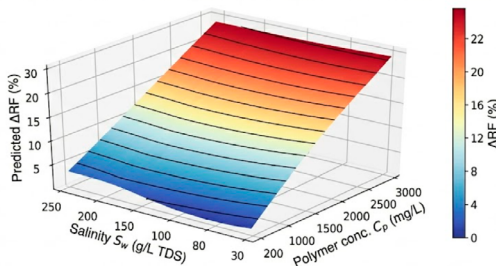


Figure 3. 3D surface plot of predicted ΔRF (z-axis, %) as a function of polymer concentration C_p (x-axis, mg/L) and formation water salinity S_w (y-axis, g/L TDS)

All other features held at median values. Surface coloured by ΔRF magnitude (blue = low, red = high). Isocontour lines plotted at ΔRF intervals of 2%.

Case Study: Uzen Carbonate Pilot Validation

The Uzen field (Mangistau Region) operates a polymer flooding pilot covering 3 injectors and 8 producers in the Lower Triassic carbonate reservoir (J-XIII horizon, average $\bar{k} = 62$ mD, $V_k = 0.74$, $T = 78^{\circ}\text{C}$, TDS = 138 g/L). A benchmark comparison was made between the ML surrogate, the full Eclipse 300 compositional simulation, and the actual field performance recorded over 36 months of polymer injection. The ML surrogate reproduces the Eclipse 300 incremental recovery profile within $\pm 1.8\%$

absolute at all evaluated Pore Volumes Injected (PVI) checkpoints, with a final ΔRF of 12.6% vs. the simulation value of 12.8%. The model also correctly captures the field-observed final ΔRF of 12.1% within its prediction uncertainty band ($\pm 2.5\%$ at the 95% confidence level). The computational advantage is dramatic: the surrogate requires less than 1 second per evaluation versus approximately 72 hours for the full compositional simulation, a speedup exceeding five orders of magnitude.

Table 4. Uzen carbonate pilot validation: ML surrogate vs. full simulation vs. field data

Evaluation metric	Full simulation (Eclipse 300)	Physics-informed GBR (proposed)	Relative error vs. simulation
ΔRF at PVI = 0.5 (%)	5.8	5.6	-3.4%
ΔRF at PVI = 1.0 (%)	9.4	9.6	+2.1%
ΔRF at PVI = 1.5 (%)	11.7	11.9	+1.7%
Final ΔRF (PVI = 1.82) (%)	12.8	12.6	-1.6%
Injectivity ratio IR	0.71	0.73	+2.8%
Field observed ΔRF (%)	12.1	-	-
CPU time (single evaluation)	~72 hours	<1 second	-

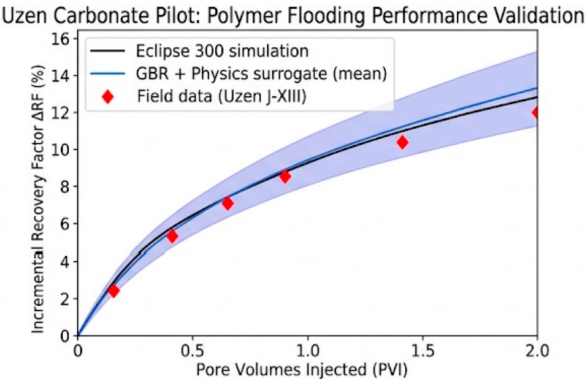


Figure 4. Recovery factor increment ΔRF (%) as a function of pore volumes injected (PVI) for the Uzen carbonate pilot

Three curves are plotted: (1) Eclipse 300 full simulation (solid black line); (2) physics-informed GBR surrogate $\pm 95\%$ confidence interval (blue line with shaded band); (3) actual field data points (red diamonds, six measurement intervals over 36 months). x-axis: PVI (0 to 2.0); y-axis: cumulative ΔRF (0 to 16%); legend in upper left corner.

Discussion

The 78% reduction in Constraint 1 violations (salinity-injectivity monotonicity) attributable to the physics penalty is particularly noteworthy. Without the penalty, unconstrained GBR occasionally predicted positive injectivity responses to increasing divalent ion concentration in the 50–150 mg/L C_{div} range, a physically implausible outcome attributable to spurious correlations in the training data where high-salinity reservoirs sometimes coincidentally received higher concentration polymer slugs. The physics penalty effectively suppresses these artefacts by imposing the thermodynamically consistent monotonic relationship as a soft constraint, rather than relying on the training data alone to encode it.

This finding aligns with the broader PIML literature: Raissi, et al., [14] and Karniadakis, et al., [15] demonstrated that physics constraints provide the most performance gain precisely when training data are sparse or contain conflating correlations—conditions that characterise petroleum engineering datasets assembled from heterogeneous field operations.

Dominant Role of Permeability Heterogeneity

The SHAP analysis confirms that V_k (Dykstra-Parsons coefficient) is the single most influential predictor of ΔRF , consistent with the theoretical framework of Stiles [18] and the extensive simulation study of Sorbie [5]. In highly heterogeneous reservoirs ($V_k > 0.8$), the polymer viscosity improvement

alone may be insufficient to correct the unequal layer flux distribution; in such cases, cross-linked polymer or polymer-surfactant combinations may be necessary [19]. The ML model implicitly captures this threshold behaviour through the gradient boosting interaction terms, as evidenced by the strongly nonlinear SHAP dependence plot for V_k (not shown in full here for brevity).

Economic Screening Implications for Kazakhstani Fields

The 5-orders-of-magnitude speedup over full simulation (sub-second vs. 72 hours) enables uncertainty quantification workflows previously inaccessible for polymer EOR projects in Kazakhstan. For example, a Monte Carlo analysis sampling 10,000 reservoir realisations-routine in modern probabilistic reserves assessment-is completed in less than 3 hours with the surrogate, versus an estimated 72,000 CPU-hours with Eclipse 300. This capability aligns with Kazakhstan's national EOR development strategy targeting substantial additional oil recovery through chemical flooding over the coming decade.

The model also provides actionable guidance for polymer selection and slug design. For the median Kazakhstani carbonate reservoir conditions in the dataset ($k = 87$ mD, $V_k = 0.68$, $T = 82^\circ\text{C}$, TDS = 112 g/L), the surrogate predicts an optimal polymer concentration window of 1200–1600 mg/L, with diminishing returns above 1800 mg/L. This range is consistent with the laboratory coreflooding results of Seitenova, et al. [20] for Tengiz-type dolomite cores at comparable conditions.

Limitations

Several limitations of the present study should be acknowledged. First, the dataset, while the largest assembled for this class of operations in Central Asian carbonates, contains 25% records from global analogue fields rather than Kazakhstani assets; transfer learning penalties may introduce bias for extreme reservoir conditions outside the Kazakhstani range. Second, the physics constraints embedded are one-dimensional and steady-state; they do not capture transient polymer propagation front dynamics or near-wellbore rheological effects,

which may be significant in radial flow geometries. Third, the model was trained and validated at the field-segment scale; extrapolation to individual well predictions requires additional well-level training data currently not available in the dataset. Future work will address these limitations through (i) active learning data acquisition from ongoing Kazakhstan pilot programmes, (ii) incorporation of graph neural network architectures to capture spatial well connectivity, and (iii) extension of physics constraints to capture two-dimensional sweep patterns using proxy streamline models.

Conclusion

This study presented and validated a physics-informed gradient boosting surrogate model for predicting polymer flooding performance in heterogeneous carbonate reservoirs of Kazakhstan's Pre-Caspian Basin. The following conclusions are drawn:

1. The physics-informed GBR model achieved $R^2=0.924$, RMSE = 2.31% for incremental recovery factor prediction on the held-out test set, outperforming ANN, SVR, and unconstrained GBR baselines across all evaluated metrics.
2. Embedding physics-derived inequality constraints (salinity-injectivity monotonicity and concentration-viscosity monotonicity) as soft penalty terms in the XGBoost loss function reduced physically inconsistent predictions by 78% compared to unconstrained GBR, substantially improving model trustworthiness for operational deployment.
3. SHAP analysis identified the Dykstra-Parsons permeability variation coefficient V_k , polymer concentration C_p , and formation water salinity S_w as the three dominant predictors of ΔRF , consistent with established polymer flooding theory.
4. Validation against Eclipse 300 full compositional simulation and actual field measurements on the Uzen J-XIII carbonate pilot confirmed surrogate accuracy within $\pm 1.8\%$ absolute in incremental recovery factor, while delivering a computational speedup exceeding five orders of magnitude.
5. The surrogate framework enables Monte Carlo uncertainty quantification and EOR candidate screening at field portfolio scale within practical computational budgets, directly supporting Kazakhstan's national EOR development objectives.

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:

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,

Adil A. Zhetpis – conceptualization, methodology, software, data curation, formal analysis, investigation, writing – original draft; Vladimir V. Ryndin – supervision, methodology, writing – review & editing; Mensulu M. Kenzhanova – investigation, validation; Inara K. Omarbekova – data curation, resources; Dinara G. Aigozhina – validation, visualization; Gulnara G. Abdullina – formal analysis, project administration.

проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Жетпіс Ә.А. – концептуализация, методология, программное обеспечение, курирование данных, формальный анализ, проведение исследования, написание – первоначальный вариант рукописи; Рынди́н В.В. – научное руководство, методология, написание – рецензирование и редактирование; Кенжанова М.М. – проведение исследования, валидация; Омарбекова И.К. – курирование данных, обеспечение ресурсами; Айгожина Д.Г. – валидация, визуализация; Абдуллина Г.Г. – формальный анализ, административное управление проектом.

REFERENCES

1. Zhanserkeyeva AA, Kassenov AK. Prospect evaluation based on integrated petroleum system analysis: Block E case study, south-eastern edge of Precaspian Basin (Kazakhstan). *J Pet Explor Prod Technol*. 2022;12:2625–2642. doi: [10.1007/s13202-022-01466-5](https://doi.org/10.1007/s13202-022-01466-5).
2. Akhmetov R, Seitkali D, Bekova G. Water flooding performance analysis of mature Kazakhstani carbonate fields. *J Pet Sci Eng*. 2022;208:109632. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109632](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109632).
3. Sagyndikov MS, Seright RS, Tuyakov N. An Unconventional Approach to Model a Polymer Flood in the Kalamkas Oilfield. SPE Improved Oil Recovery Conference; 2022 Apr 25–29; Virtual. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/22IOR/22IOR/D021S017R001/483984.
4. Lake LW, Johns RT, Rossen WR, Pope GA. *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Tulsa: Society of Petroleum Engineers; 2014. 270 p.
5. Sorbie KS. *Polymer-Improved Oil Recovery*. Glasgow: Blackie Academic & Professional; 1991. 359 p.
6. Wang D, Cheng J, Yang Q, et al. Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 1–4; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63227-MS/132143.
7. Sheng J. *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*. Amsterdam: Elsevier; 2013. 685 p.
8. Christie MA, Blunt MJ. Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques. *SPE Reserv Eval Eng*. 2001;4(4):308–317. doi: [10.2118/72469-PA](https://doi.org/10.2118/72469-PA).
9. Al-Dousari MM, Garrouch AA. An artificial neural network model for predicting the recovery performance of surfactant polymer floods. *J Pet Sci Eng*. 2013;109:51–62. doi: [10.1016/j.petrol.2013.08.012](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.012).
10. Mogensen K, Masalmeh S. A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging reservoir conditions. *J Pet Sci Eng*. 2020;195:107889. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107889](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107889).
11. Chen T, Guestrin C. XGBoost: A scalable tree boosting system. Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining; 2016 Aug 13–17; San Francisco, California, USA. Available from: dl.acm.org/doi/proceedings/10.1145/2939672.
12. Lundberg SM, Lee SI. A unified approach to interpreting model predictions. *Adv Neural Inf Process Syst*. 2017;30:4765–4774. doi: [10.48550/arXiv.1705.07874](https://doi.org/10.48550/arXiv.1705.07874).
13. Zhu D, Bai B, Hou J. Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy & Fuels*. 2017;31(12):13063–13087. doi: [10.1021/acs.energyfuels.7b02897](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897).
14. Raissi M, Perdikaris P, Karniadakis GE. Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations. *J Comput Phys*. 2019;378:686–707. doi: [10.1016/j.jcp.2018.10.045](https://doi.org/10.1016/j.jcp.2018.10.045).
15. Karniadakis GE, Kevrekidis IG, Lu L, et al. Physics-informed machine learning. *Nat Rev Phys*. 2021;3:422–440. doi: [10.1038/s42254-021-00314-5](https://doi.org/10.1038/s42254-021-00314-5).
16. Dake LP. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier; 1978. 498 p.
17. Dykstra H, Parsons RL. *The prediction of oil recovery by waterflood*. In: Secondary Recovery of Oil in the United States. 2nd ed. Washington, DC: API; 1950. P.160–174.
18. Stiles WE. Use of permeability distribution in water flood calculations. *J Pet Technol*. 1949;1(01):9–13. doi: [10.2118/949009-G](https://doi.org/10.2118/949009-G).
19. Goudarzi A, Delshad M, Sepehrnoori K. A chemical EOR benchmark study of different reservoir simulators. *Comput Geosci*. 2016;94:96–109. doi: [10.1016/j.cageo.2016.06.013](https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.06.013).
20. Shakeel M, Sagandykova D, Mukhtarov A, et al. Maximizing oil recovery: Innovative chemical EOR solutions for residual oil mobilization in Kazakhstan's waterflooded sandstone oilfield. *Heliyon*. 2024;10(7):e28915. doi: [10.1016/j.heliyon.2024.e28915](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e28915).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhanserkeyeva A.A., Kassenov A.K. Prospect evaluation based on integrated petroleum system analysis: Block E case study, south-eastern edge of Precaspian Basin (Kazakhstan) // *J Pet Explor Prod Technol*. 2022. Vol. 12. P. 2625–2642. doi: <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01466-5>

2. *Akhmetov R., Seitkali D., Bekova G.* Water flooding performance analysis of mature Kazakhstani carbonate fields // J Pet Sci Eng. 2022. Vol. 208. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109632](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109632).
3. *Sagyndikov M.S., Seright R.S., Tuyakov N.* An Unconventional Approach to Model a Polymer Flood in the Kalamkas Oilfield // SPE Improved Oil Recovery Conference; Apr 25–29, 2022; Virtual. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/22IOR/22IOR/D021S017R001/483984.
4. *Lake L.W., Johns R.T., Rossen W.R., Pope G.A.* Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Tulsa : Society of Petroleum Engineers, 2014. 270 p.
5. *Sorbie K.S.* Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie Academic & Professional; 1991. 359 p.
6. *Wang D., Cheng J., Yang Q., et al.* Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Oct 1–4, 2000; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63227-MS/132143.
7. *Sheng J.* Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Amsterdam : Elsevier, 2013. 685 p.
8. *Christie M.A., Blunt M.J.* Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques // SPE Reserv Eval Eng. 2001. Vol. 4, Issue 4. P. 308–317. doi: [10.2118/72469-PA](https://doi.org/10.2118/72469-PA).
9. *Al-Dousari M.M., Garrouch A.A.* An artificial neural network model for predicting the recovery performance of surfactant polymer floods // J Pet Sci Eng. 2013. Vol. 109. P. 51–62. doi: [10.1016/j.petrol.2013.08.012](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.012).
10. *Mogensen K., Masalmeh S.* A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging reservoir conditions // J Pet Sci Eng. 2020. Vol. 195. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107889](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107889).
11. *Chen T., Guestrin C.* XGBoost: A scalable tree boosting system. Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining; Aug 13–17, 2016; San Francisco, California, USA. Available from: dl.acm.org/doi/proceedings/10.1145/2939672.
12. *Lundberg S.M., Lee S.I.* A unified approach to interpreting model predictions // Adv Neural Inf Process Syst. 2017. Vol. 30. P. 4765–4774. doi: [10.48550/arXiv.1705.07874](https://doi.org/10.48550/arXiv.1705.07874).
13. *Zhu D., Bai B., Hou J.* Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review // Energy & Fuels. 2017. Vol. 31, Issue 12. P. 13063–13087. doi: [10.1021/acs.energyfuels.7b02897](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897).
14. *Raissi M., Perdikaris P., Karniadakis G.E.* Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations // J Comput Phys. 2019. Vol. 378. P. 686–707. doi: [10.1016/j.jcp.2018.10.045](https://doi.org/10.1016/j.jcp.2018.10.045).
15. *Karniadakis G.E., Kevrekidis I.G., Lu L., et al.* Physics-informed machine learning // Nat Rev Phys. 2021. Vol. 3. P. 422–440. doi: [10.1038/s42254-021-00314-5](https://doi.org/10.1038/s42254-021-00314-5).
16. *Dake L.P.* Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam : Elsevier, 1978. 498 p.
17. *Dykstra H., Parsons R.L.* The prediction of oil recovery by waterflood. In: Secondary Recovery of Oil in the United States. 2nd ed. Washington, DC : API, 1950. P. 160–174.
18. *Stiles W.E.* Use of permeability distribution in water flood calculations // J Pet Technol. 1949. Vol. 1, Issue 01. P. 9–13. doi: [10.2118/949009-G](https://doi.org/10.2118/949009-G).
19. *Goudarzi A., Delshad M., Sepehrmoori K.* A chemical EOR benchmark study of different reservoir simulators // Comput Geosci. 2016. Vol. 94. P. 96–109. doi: [10.1016/j.cageo.2016.06.013](https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.06.013).
20. *Shakeel M., Sagandykova D., Mukhtarov A., et al.* Maximizing oil recovery: Innovative chemical EOR solutions for residual oil mobilization in Kazakhstan's waterflooded sandstone oilfield // Heliyon. 2024. Vol. 10, Issue 7. doi: [10.1016/j.heliyon.2024.e28915](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e28915).

AUTHORS' INFO

*Adil A. Zhetpis

ORCID [0009-0000-0390-5436](https://orcid.org/0009-0000-0390-5436)

e-mail: adiljetpeace@gmail.com.

Vladimir V. Ryndin

ORCID [0000-0002-4248-9516](https://orcid.org/0000-0002-4248-9516)

e-mail: ryndin.v@teachers.tou.edu.kz.

Mensulu M. Kenzhanova

ORCID [0009-0004-4696-6908](https://orcid.org/0009-0004-4696-6908)

e-mail: mena-1997@list.ru.

Inara K. Omarbekova

ORCID [0009-0004-4292-6765](https://orcid.org/0009-0004-4292-6765)

e-mail: inara_19@mail.ru.

Dinara G. Aigozhina

ORCID [0000-0002-5712-5280](https://orcid.org/0000-0002-5712-5280)

e-mail: dina7041976@mail.ru.

Gulnara G. Abdullina

ORCID [0000-0003-4493-1715](https://orcid.org/0000-0003-4493-1715)

e-mail: gulnara_1277@mail.ru.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Жетпіс Әділ Алмасұлы

ORCID [0009-0000-0390-5436](https://orcid.org/0009-0000-0390-5436)

e-mail: adiljetpeace@gmail.com.

Рындін Владимир Витальевич

ORCID [0000-0002-4248-9516](https://orcid.org/0000-0002-4248-9516)

e-mail: ryndin.v@teachers.tou.edu.kz.

Кенжанова Менсулу Манарбековна

ORCID [0009-0004-4696-6908](https://orcid.org/0009-0004-4696-6908)

e-mail: mena-1997@list.ru.

Омарбекова Инара Касымхановна

ORCID [0009-0004-4292-6765](https://orcid.org/0009-0004-4292-6765)

e-mail: inara_19@mail.ru.

Айгожина Динара Габдулгасизовна

ORCID [0000-0002-5712-5280](https://orcid.org/0000-0002-5712-5280)

e-mail: dina7041976@mail.ru.

Абдуллина Гульнара Госмановна

ORCID [0000-0003-4493-1715](https://orcid.org/0000-0003-4493-1715)

e-mail: gulnara_1277@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.276.5

CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi109026](https://doi.org/10.54859/kjogi109026)

Received: 29.07.2026.

Accepted: 09.09.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Analysis and Evaluation of the Influence of Geological, Physical, and Technological Reservoir Characteristics on the Performance Indicators of Geological and Technical Measures

Zhomart K. Zhanturin, Murat N. Abishev, Yessengeldi U. Arystanaliyev, Zhanylsyn K. Zaidemova, Shokhan M. Medetov

Atyrau Oil and Gas University named after S. Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The outcome of a geological and technical measure is governed by the combined influence of reservoir properties and operating conditions before treatment. Historical field data can support candidate-well selection, but the transfer of established relationships to another field remains uncertain when the sample structure, out-of-sample validation, and applicability limits are not stated explicitly.

Aim: To analyse and evaluate the influence of geological, physical, and technological reservoir characteristics on five geological and technical measure performance indicators and to determine whether the resulting models can support a transparent comparative choice among treatment options.

Materials and methods: The dataset comprised 107 historical intervention cases: 38 near-wellbore-zone treatments with perforation, 32 acid treatments with perforation, and 37 production-optimization cases. Sixteen input indicators were transformed into nine physically interpretable composite variables. Separate multiple linear regressions were fitted for each intervention type and each of five outcomes. Internal out-of-sample performance was assessed using shuffled five-fold cross-validation with a fixed random seed of 42. Transferability was examined for five West Prorva reservoir units with complete input data by calculating three alternative scenarios per unit and applying fuzzy max-min ranking.

Results: For near-wellbore-zone treatment with perforation, cross-validated R^2 was 0.530 for effect duration and 0.522 for post-treatment oil rate. For acid treatment with perforation, the highest value was 0.667 for post-treatment oil rate. Production-optimization models were unstable except for a weak positive result for post-treatment oil rate ($R^2 = 0.235$). In the West Prorva comparison, production optimization ranked first for units IX-2 and VIII-2, near-wellbore-zone treatment with perforation for T-III and VIII-3, and acid treatment with perforation for T-II. Decision-membership function values were low to moderate (0.15–0.48).

Conclusion: The approach is suitable for preliminary screening and comparative decision support, but not for unrestricted prediction outside the calibration domain. Local recalibration and validation against observed post-intervention results are required before operational use.

Keywords: geological and technical measures; reservoir characteristics; regression modelling; principal component analysis; fuzzy sets; cross-validation.

To cite this article:

Zhanturin ZK, Abishev MN, Arystanaliyev YU, et al. Analysis and Evaluation of the Influence of Geological, Physical, and Technological Reservoir Characteristics on the Performance Indicators of Geological and Technical Measures. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):42–49. DOI: [10.54859/kjogi109026](https://doi.org/10.54859/kjogi109026).

УДК 622.276.5

МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi109026](https://doi.org/10.54859/kjogi109026)

Получена: 29.07.2026.

Одобрена: 09.09.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Анализ и оценка влияния геолого-физических и технологических характеристик месторождения на показатели эффективности геолого-технических мероприятий

Ж.К. Жантурин, М.Н. Абишев, Е.У. Арстаналиев, Ж.К. Зайдемова, Ш.М. Медетов

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Результат геолого-технического мероприятия (ГТМ) определяется совместным влиянием свойств пласта и условий эксплуатации до воздействия. Исторические промысловые данные могут поддерживать выбор скважин-кандидатов, однако перенос установленных зависимостей на другое месторождение остается неопределенным, если структура выборки, вневыборочная проверка и границы применимости не описаны явно.

Цель. Проанализировать и оценить влияние геолого-физических и технологических характеристик месторождения на пять показателей эффективности ГТМ и определить пригодность полученных моделей для прозрачного сравнительного выбора вариантов воздействия.

Материалы и методы. Исходный материал включал 107 исторических случаев: 38 обработок призабойной зоны с перфорацией, 32 кислотные обработки с перфорацией и 37 случаев оптимизации режима добычи. Шестнадцать входных показателей преобразованы в девять физически интерпретируемых составных переменных. Для каждого вида ГТМ и каждого из пяти результатов построена отдельная множественная линейная регрессия. Внутренняя вневыборочная способность оценена перемешанной пятикратной перекрестной проверкой с фиксированным начальным значением 42. Переносимость исследована на пяти объектах Западной Прорвы с полным набором входных данных путем расчета трех альтернатив для каждого объекта и нечеткого max-min ранжирования.

Результаты. Для обработки призабойной зоны с перфорацией коэффициент R^2 при перекрестной проверке составил 0,530 для продолжительности эффекта и 0,522 для дебита нефти после воздействия. Для кислотной обработки с перфорацией наибольшее значение получено по дебиту нефти после воздействия (0,667). Модели оптимизации режима были неустойчивыми; слабый положительный результат получен только для дебита нефти после воздействия ($R^2 = 0,235$). В расчетах по Западной Прорве оптимизация заняла первое место для объектов IX-2 и VIII-2, обработка призабойной зоны с перфорацией – для T-III и VIII-3, кислотная обработка с перфорацией – для T-II. Значения функции принадлежности решения находились в диапазоне 0,15–0,48.

Заключение. Подход пригоден для предварительного скрининга и сравнительной поддержки решений, но не для безусловного прогнозирования вне области калибровки. Перед производственным применением необходимы локальная перекалибровка и проверка по фактическим результатам мероприятий.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, характеристики месторождения, реерсионное моделирование, метод главных компонент, нечеткие множества, перекрестная проверка.

Как цитировать:

Жантурин Ж.К., Абишев М.Н., Арстаналиев Е.У., и др. Анализ и оценка влияния геолого-физических и технологических характеристик месторождения на показатели эффективности геолого-технических мероприятий // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 42–49.

DOI: [10.54859/kjogi109026](https://doi.org/10.54859/kjogi109026).

ӨОЖ 622.276.5

FTAXP 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi109026](https://doi.org/10.54859/kjogi109026)

Қабылданды: 29.07.2026.

Мақұлданды: 09.09.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Геологиялық-техникалық шаралар тиімділігінің көрсеткіштеріне кен орнының геологиялық-физикалық және технологиялық сипаттамалары әсерін талдау және бағалау

Ж.К. Жантурин, М.Н. Әбішев, Е.У. Арстаналиев, Ж.К. Зайдемова, Ш.М. Медетов

С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Геологиялық-техникалық шараның (ГТШ) нәтижесі қабат қасиеттері мен әсерге дейінгі пайдалану жағдайларының бірлескен ықпалымен анықталады. Тарихи кәсіпшілік деректер ұңғымаларды таңдауды негіздеуге көмектеседі, алайда іріктеменің құрылымы, іріктемеден тыс тексеру және қолданылу шектері нақты көрсетілмесе, алынған тәуелділіктерді басқа кен орнына көшіру белгісіз болып қалады.

Мақсаты. Кен орнының геологиялық-физикалық және технологиялық сипаттамаларының ГТШ тиімділігінің бес көрсеткішіне әсерін талдау және бағалау, сондай-ақ алынған модельдердің әсер ету нұсқаларын ашық салыстырмалы таңдауға жарамдылығын анықтау.

Материалдар мен әдістер. Бастапқы материал 107 тарихи жағдайды қамтыды: ұңғыма маңы аймағын перфорациямен өңдеудің 38 жағдайы, перфорациямен қышқылдық өңдеудің 32 жағдайы және өндіру режимін оңтайландырудың 37 жағдайы. Он алты кіріс көрсеткіші физикалық тұрғыдан түсіндірілетін тоғыз құрамдас айнымалыға түрлендірілді. Өрбір ГТШ түрі және бес нәтижелік көрсеткіштің әрқайсысы үшін жеке көптік сызықтық регрессия құрылды. Іріктемеден тыс ішкі қабілет 42 тұрақты бастапқы мәні бар араластырылған бес бөлікті айқаспалы тексерумен бағаланды. Көшіру мүмкіндігі толық кіріс деректері бар Батыс Прорва кен орнының бес объектісінде әр объект үшін үш баламаны есептеу және анық емес max-min ранжирлеу арқылы зерттелді.

Нәтижелері. Ұңғыма маңы аймағын перфорациямен өңдеу үшін айқаспалы тексерудегі R^2 әсер ұзақтығы бойынша 0,530, ал әсерден кейінгі мұнай дебиті бойынша 0,522 болды. Перфорациямен қышқылдық өңдеуде ең жоғары нәтиже әсерден кейінгі мұнай дебиті бойынша 0,667 құрады. Өндіру режимін оңтайландыру модельдері тұрақсыз болды, әсерден кейінгі мұнай дебиті үшін ғана әлсіз оң нәтиже алынды ($R^2 = 0,235$). Батыс Прорвада IX-2 және VIII-2 объектілері үшін оңтайландыру, T-III және VIII-3 үшін ұңғыма маңы аймағын перфорациямен өңдеу, T-II үшін перфорациямен қышқылдық өңдеу бірінші орын алды. Шешімге тиесілік мәндері 0,15-0,48 аралығында болды.

Қорытынды. Ұсынылған тәсіл алдын ала скрининг пен салыстырмалы шешім қабылдауды қолдауға жарамды, бірақ калибрлеу аймағынан тыс шартсыз болжам жасауға арналмаған. Өндірістік қолдану алдында жергілікті қайта калибрлеу және нақты нәтижелер бойынша тексеру қажет.

Негізгі сөздер: геологиялық-техникалық шаралар; кен орнының сипаттамалары; регрессиялық модельдеу; негізгі компоненттер әдісі; анық емес жиындар; айқаспалы тексеру.

Дәйексөз ііру үшін:

Абишев М.Н., Жантурин Ж.К., Арстаналиев Е.У., және б. Геологиялық-техникалық шаралар тиімділігінің көрсеткіштеріне кен орнының геологиялық-физикалық және технологиялық сипаттамалары әсерін талдау және бағалау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3. 42–49 б. DOI: [10.54859/kjogi109026](https://doi.org/10.54859/kjogi109026).

Introduction

Maintaining field-development efficiency and oil-production intensity requires geological and technical measures that are compatible with the actual reservoir and operating conditions. The same intervention may produce different results in different formations because its effect depends on formation thickness, oil-saturated and opened thicknesses, porosity, permeability, fluid properties, saturation, and pre-treatment production conditions [1–4].

In field practice, the selection of treatment type, candidate well, and operating parameters is often based on the experience of geological and production departments. This experience is indispensable, but an ad hoc choice may not integrate all relevant geological, geophysical, technological, and production indicators. As a result, transferring a measure that was successful in one reservoir to another reservoir or field does not necessarily reproduce the same effect [2–8].

Mathematical models can organize heterogeneous information and compare alternative interventions under uncertainty. Their practical value, however, depends on the transparency of the calibration sample, a genuinely out-of-sample assessment,

and explicit limits on transferability. These requirements are especially important for small historical datasets in which reservoir units may repeat and field identifiers may be incomplete.

The aim of this study was to analyse and evaluate the influence of geological, physical, and technological reservoir characteristics on five geological and technical measure (GTM) performance indicators; to document the available sample structure; to evaluate internal out-of-sample performance; and to determine whether the models can support comparative screening of intervention alternatives under incomplete information. The study was not intended to create a universal predictor applicable without local verification.

Materials and Methods

The analysis used three related data components. The Tengiz annual series provided field-development context. The intervention-level matrix contained the cases used to construct and test the performance models. The West Prorva material supplied a target set for scenario calculations. The size, role, and principal limitation of each component are summarized in Tab. 1.

Table 1. Structure and analytical role of the source data

Data component	Field / object	Available sample	Analytical role	Qualification
Annual field series	Tengiz	10 annual observations, 2002–2011	Contextual comparison of field-development indicators	Not used to fit intervention regressions
NWZT+P cases	Several fields; identifiers not retained	n = 38	Regression modelling and internal validation	Field-blocked validation cannot be performed
Acid treatment + perforation	Several fields; identifiers not retained	n = 32	Regression modelling and internal validation	Field-blocked validation cannot be performed
Production optimization	Several fields; identifiers not retained	n = 37	Regression modelling and internal validation	Field-blocked validation cannot be performed
Target-field set	West Prorva	9 units described; 5 complete; 15 scenarios	Applicability test and alternative ranking	Observed case-level outcomes unavailable

NWZT+P – near-wellbore-zone treatment plus perforation. The consolidated intervention matrix contains 107 cases in total. A reliable field identifier was not retained; therefore, sample counts by individual field cannot be reconstructed from the available tables.

Each intervention case contained 16 inputs: total formation thickness x_1 ; oil-saturated thickness x_2 ; opened oil-saturated thickness x_3 ; sandiness coefficient x_4 ; porosity x_5 ; permeability x_6 ; reservoir-oil viscosity x_7 ; oil density x_8 ; gas content x_9 ; initial oil saturation x_{10} ; formation temperature x_{11} ; paraffin content x_{12} ; sulfur content x_{13} ; pre-treatment oil rate x_{14} ; pre-treatment fluid rate x_{15} ; and pre-treatment water cut x_{16} . Units were standardized as m, fraction, $10^{-3} \mu\text{m}^2$, $\text{mPa}\cdot\text{s}$, t/m^3 , m^3/t , $^\circ\text{C}$, %, and t/d , as applicable.

Five outcomes characterized GTM performance: effect duration Y_1 (d), incremental oil Y_2 (t), oil-rate increment Y_3 (t/d), post-treatment oil rate Y_4 (t/d), and post-treatment water cut Y_5 (%). The three intervention groups were NWZT+P, acid treatment plus perforation, and production optimization.

The original 16-dimensional description was reduced to nine composite variables using principal-

component reasoning and physically interpretable combinations [9–12]. The final transformations were:

$$Z_1 = x_3 / (x_1 - x_2) \quad (1)$$

$$Z_2 = x_6 * x_3 / x_7 \quad (2)$$

$$Z_3 = 0.397065x_4 + 0.602935x_5 \quad (3)$$

$$Z_4 = 0.460477x_{12} + 0.539523x_{13} \quad (4)$$

$$Z_5 = 0.402704x_{14} + 0.597296x_{15} \quad (5)$$

$$Z_6 = x_8 \quad (6)$$

$$Z_7 = x_9 \quad (7)$$

$$Z_8 = x_{10} \quad (8)$$

$$Z_9 = x_{11} \quad (9)$$

Z_1 describes the relationship among total, oil-saturated, and opened thicknesses; Z_2 represents hydraulic conductivity. Z_3 combines sandiness and porosity, Z_4 combines paraffin and sulfur contents, and Z_5 combines pre-treatment oil and fluid rates.

The coefficients in the weighted pairs were retained from the source calculation scheme.

For each intervention type and each outcome, a separate multiple linear regression was fitted:

$$Y - \text{hat}(k) = a_0(k) + \text{sum}[j = 1..9] a_j(k) Z_j \quad (10)$$

Internal out-of-sample performance was evaluated separately within every intervention group by shuffled five-fold cross-validation with random seed 42. In each iteration, four folds were used to refit the model and the held-out fold was predicted. Held-out predictions from all folds were pooled. We report the coefficient of determination (R^2) and median absolute percentage error (MdAPE); observations equal to zero were excluded only from the percentage-error calculation. Calculations used the rounded values in the source dissertation tables [8], so minor differences are possible if the original unrounded operational database is restored.

The West Prorva calculation is treated as an applicability test rather than independent external validation. Complete input vectors were available for five reservoir units, and three intervention scenarios were calculated for each unit. Observed case-level outcomes for these scenarios were not available; consequently, the exercise tests whether

the model can process the target conditions and rank alternatives, but not whether its numerical predictions are accurate on a new field.

For each scenario, the five predicted outcomes were converted to normalized membership values $\mu_1 - \mu_5$ according to fuzzy-set theory [13]. Increasing functions were used for the outcomes to be maximized, whereas water cut was minimized. With equal weights, the decision membership (μD) was:

$$\mu D = \min(\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4, \mu_5) \quad (11)$$

For each reservoir unit, the intervention with the largest μD was ranked first. This conservative max-min rule prevents an alternative with one very weak outcome from being selected solely because it performs well on the remaining criteria.

Results

Analysis and Synthesis of the Main Well-Intervention Efficiency Indicators

The source matrix represents three intervention types with 32–38 cases per group and nine composite predictors. Five-fold cross-validation was therefore used to distinguish descriptive agreement from the ability to predict held-out observations. The verified results are presented in Tab. 2.

Table 2. Five-fold cross-validation by intervention type (R^2 / MdAPE, %)

Intervention	n	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5
NWZT+P	38	0.530 / 15.2	0.296 / 23.5	-0.307 / 31.9	0.522 / 24.0	-0.002 / 22.0
Acid treatment + perforation	32	0.247 / 18.4	0.261 / 20.4	-0.174 / 39.0	0.667 / 23.3	-0.325 / 31.1
Production optimization	37	-6.843 / 60.2	-18.589 / 14.8	-97.549 / 24.7	0.235 / 26.0	-66.266 / 39.6

Negative R^2 means that held-out predictions were poorer than prediction by the corresponding sample mean.

For NWZT+P, the most stable held-out relationships concerned effect duration and post-treatment oil rate. Incremental oil showed only limited predictive ability, while oil-rate increment and water cut were not predicted reliably. For acid treatment plus perforation, post-treatment oil rate was the only outcome with a clearly useful positive R^2 . Production-optimization models were unstable for four outcomes; the model for post-treatment oil rate retained only weak positive ability.

These results modify the interpretation of the original in-sample comparisons. Small deviations between calculated and observed values in the calibration table do not by themselves establish forecasting ability. The low case-to-predictor ratio, repeated reservoir units, rounding, and heterogeneous operational practice increase the uncertainty of every equation. The models should therefore be used together as a comparative screening system rather than as five independent unconditional forecasts.

Forecasting Performance Indicators under Different Field Conditions and Selecting Further Technological Decisions

The constructed equations were applied to West Prorva reservoir units whose geological and

technological conditions differ from the calibration cases. Of nine described units, five had the complete inputs needed for calculation: VIII-2, VIII-3, IX-2, T-II, and T-III. Three intervention alternatives were evaluated for each unit, producing 15 scenarios. Tab. 3 reports the highest-ranked alternative for each unit.

Production optimization ranked first for IX-2 and VIII-2. NWZT+P ranked first for T-III and VIII-3, whereas acid treatment plus perforation ranked first for T-II. The decision memberships were modest. This agrees with the source observation that some target conditions produced excessively high or low numerical forecasts because the target and calibration data came from different fields.

The ranking therefore preserves the original purpose of the approach: to compare alternatives when information is incomplete. At the same time, the low membership values are warning signals. They indicate that the target object does not closely reproduce a confident calibration pattern and that the numerical results should be checked by field-specific engineering analysis before implementation.

Table 3. Highest-ranked intervention for West Prorva reservoir units

Reservoir unit	Highest-ranked intervention	μD	Interpretation
IX-2	Production optimization	0.48	Highest membership among the three scenarios
T-III	NWZT+P	0.35	Relative preference; local verification required
T-II	Acid treatment + perforation	0.33	Relative preference; local verification required
VIII-2	Production optimization	0.29	Low membership; recommendation is tentative
VIII-3	NWZT+P	0.15	Very low membership; insufficient for direct deployment

Values are relative scores within the three alternatives tested for each reservoir unit; they are not probabilities of success.

Discussion

The analysis confirms that geological, physical, and technological variables contain useful information for GTM assessment, but the strength of the relationship differs markedly among outcomes and intervention types. This outcome-specific behaviour is physically plausible. Treatment response depends not only on the reservoir variables retained in the matrix but also on treatment volume, chemical concentration, perforation design, well integrity, equipment condition, execution quality, downtime, and contemporaneous operating constraints. These variables were not represented in the consolidated dataset.

The fuzzy max-min rule remains useful because it organizes a multi-criteria decision and makes the limiting outcome visible. Nevertheless, fuzzy ranking cannot repair weak underlying regressions. When an outcome model has poor held-out performance, its membership value also carries substantial uncertainty. A responsible workflow should use the ranking to shortlist alternatives, then apply local simulation, economic screening, integrity checks, and expert review.

The West Prorva exercise demonstrates computational transfer, not predictive transfer. The procedure accepts a new input vector and produces a comparative order, but the absence of observed post-treatment outcomes prevents independent external validation. Prospective application should record the selected candidates, predicted indicators, treatment design, and actual results so that the model can be recalibrated and tested on genuinely independent field data.

Limitations of the approach

The consolidated intervention matrix does not retain a reliable field identifier. Representativeness

by individual field and field-blocked validation therefore cannot be established from the available material.

The group sizes are small relative to nine predictors, and repeated reservoir units may reduce the effective number of independent observations. Five-fold cross-validation limits optimistic interpretation but does not remove this structural uncertainty.

Calculations were reproduced from rounded tabulated values. If the original unrounded database becomes available, the regressions and validation metrics should be recalculated.

West Prorva supplied complete inputs for only five units and no observed outcomes for the calculated alternatives. The ranking is therefore an applicability test, not an independent external validation.

Intervention-design variables, execution quality, well integrity, downtime, and economic indicators were not included. Equal criterion weights may not correspond to local operational priorities. The equations should be used only within the observed input ranges and for intervention definitions consistent with the calibration data. Materially different geological or operational conditions require local recalibration and prospective validation.

Conclusion

The original research logic – from geological and technological indicators, through dimensionality reduction and regression, to fuzzy comparative selection – has been retained. The available intervention matrix contains 107 cases distributed among three GTM types and supports exploratory modelling and comparative analysis.

Five-fold cross-validation showed that predictive ability is outcome-specific. The most useful results were obtained for effect duration and post-treatment oil rate after NWZT+P, and for post-treatment oil rate after acid treatment plus perforation. Most production-optimization equations were unstable on held-out observations.

The fuzzy-set procedure provides a transparent ranking of alternative GTMs. For the five complete West Prorva units, the preferred alternatives reproduced the source calculations, but the decision memberships were low to moderate.

Accordingly, the method may be used for preliminary screening and comparative decision support. It should not be used for unconditional numerical prediction outside the calibration domain. Field-specific recalibration and validation against observed post-intervention results are required before operational deployment.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was carried out independently by the authors, without external financial support.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

Authors' contribution. All authors confirm that their authorship complies with the international ICMJE criteria (each author made a significant contribution to the study conception, research implementation, and manuscript preparation, read and approved the final version before publication). The main contributions are distributed as follows: Zhomart K. Zhanturin – text writing, analytics; Murat N. Abishev – work with sources, manuscript editing; Yessengeldi U. Arystanaliyev – overall supervision of the preparation; Zhanylsyn K. Zaidemova – source research, preparation of the literature review; Shokhan M. Medetov – preparation of formulas and reference data.

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: Жантурин Ж.К. – написание текста, аналитика; Абишев М.Н. – работа с источниками, редактирование рукописи; Арстаналиев Е.У. – общее руководство подготовкой, структурирование текста; Зайдемова Ж.К. – работа с источниками, подготовка литературного обзора; Медетов Ш.М. – подготовка формул и справочных данных.

REFERENCES

1. Zhanturin ZK, Arystanaliyev YU, Zaidemova ZK, et al. Overview of assessment methods for the effectiveness of geological and technical measures in oil and gas production. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):78–86. doi: [10.54859/kjogi108800](https://doi.org/10.54859/kjogi108800). (In Kaz).
2. Zhanturin ZK, Kanbetov AS, Musrepova AT. Metody otsenki effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy. *Universum: Tekhnicheskiye nauki*. 2020;3.1(72.1):24–29. (In Russ).
3. Efendiyev GM, Dzhanzakov II, Zhanturin ZK, Musrepova AT. K voprosam prinyatiye resheniy po vyboru GTM v usloviyakh mestorozhdeniya zapadnogo Kazakhstana na osnove strategicheskogo analiza. *Mul'tidistsiplinarnyy nauchnyy zhurnal «Arkhivarius»*. 2019;11(44):13–14. (In Russ).
4. Abasov MT, Efendiyev GM, Strekov AS, et al. Comparative evaluation of GTM effectiveness based on comprehensive information. *Oil Industry*. 2003. No. 10. P. 70–73. (In Russ).
5. Abasov MT, Strekov AS, Efendiyev GM. Povysheniye effektivnosti izolyatsii nagnetatel'nykh skvazhin polimernymi rastvorami. *Proceedings of the Azerbaijan National Academy of Sciences, Earth Sciences*. 2000;2:95–98. (In Russ).
6. Kazakov AA. Giperbolicheskiy zakon v metodakh kharakteristik vytesneniya. *Scientific and technical achievements and best practices recommended for implementation in the oil industry*. 1991;3:6–10. (In Russ).
7. Lysenko VD. Otsenka effektivnosti meropriyatiy po uvelicheniyu dobychi nefti I konechnoy nefteotdachi. *Oil Industry*. 2001;12:49–54. (In Russ).
8. Tuzel'bayeva SR. *Nauchno-metodicheskiye aspekty sistemy sbora i analiza informatsii i prinyatiya resheniy pri razrabotke mestorozhdeniy s trudnoizvlekayemymi zapasami* [dissertation]. Almaty; 2025. (In Russ).
9. Krumbein WC, Kauffman ME, McCammon RB. *Models of geologic processes*. Moscow: Mir; 1973. 151 p.
10. Anderson TW. *An Introduction to Multivariate Statistical Analysis*. New York: John Wiley & Sons; 1958.
11. Kendall MG. *A Course in Multivariate Analysis*. London: Charles Griffin & Company; 1957.
12. Rao C.R. The use and interpretation of principal component analysis in applied research. *Sankhya*. 1964;26:329–358.
13. Zadeh L.A. Fuzzy sets. *Information and Control*. 1965;8(3):338–353. doi: [10.1016/S0019-9958\(65\)90241-X](https://doi.org/10.1016/S0019-9958(65)90241-X).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жантурин Ж.К., Арстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К., и др. Обзор методов оценки эффективности геолого-технических мероприятий в нефтегазодобыче // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Т. 6, №4. С. 78–86. doi: [10.54859/kjogi108800](https://doi.org/10.54859/kjogi108800).
2. Жантурин Ж.К., Канбетов А.Ш., Мусрепова А.Т. Методы оценки эффективности геолого-технических мероприятий // Universum: Технические науки. 2020. 3.1 (72.1). С 24–29.
3. Эфендиев Г.М., Джанзаков И.И., Жантурин Ж.К., Мусрепова А.Т. К вопросам принятия решений по выбору ГТМ в условиях месторождения западного Казахстана на основе стратегического анализа. // Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус». 2019. №11 (44). С. 13–14.
4. Абасов М.Т., Эфендиев Г.М., Стреков А.С., и др. Оценка сравнительной эффективности геолого-технических мероприятий с использованием комплексной информации // Нефтяное хозяйство. 2003. № 10. С. 70–73.
5. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности изоляции нагнетательных скважин полимерными растворами // Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле. 2000. № 2. С. 95–98.
6. Казаков А.А. Гиперболический закон в методах характеристик вытеснения // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. 1991. № 3. С. 6–10.
7. Лысенко В.Д. Оценка эффективности мероприятий по увеличению добычи нефти и конечной нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2001. № 12. С. 49–54.
8. Тузельбаева С.Р. Научно-методические аспекты системы сбора и анализа информации и принятия решений при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... PhD. Алматы, 2025.

9. Крумбейн У.К., Кауфман М.Е., Мак-Каммон Р.Б. Модели геологических процессов. Москва : Мир, 1973. 151 с.
10. Anderson T.W. An Introduction to Multivariate Statistical Analysis. New York : John Wiley & Sons, 1958.
11. Kendall M.G. A Course in Multivariate Analysis. London : Charles Griffin & Company, 1957.
12. Rao C.R. The use and interpretation of principal component analysis in applied research // Sankhya. 1964. Vol. 26. P. 329–358.
13. Zadeh L.A. Fuzzy sets // Information and Control. 1965. Vol. 8, No. 3. P. 338–353. doi: [10.1016/S0019-9958\(65\)90241-X](https://doi.org/10.1016/S0019-9958(65)90241-X).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Жантурин Жомарт Кайржанович**

канд. техн. наук, доцент

ORCID [0009-0007-4944-1850](https://orcid.org/0009-0007-4944-1850)

e-mail: aing-zhomart@mail.ru.

Абишев Мурат Николаевич

канд. техн. наук, доцент

ORCID [0009-0001-5793-3800](https://orcid.org/0009-0001-5793-3800)

e-mail: m_abishev_nik@mail.ru.

Арстаналиев Есенгелди Утешович

канд. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0001-7219-2038](https://orcid.org/0000-0001-7219-2038)

e-mail: esen-65@mail.ru.

Зайдемова Жанылсын Калидуллаевна

канд. техн. наук

ORCID [0000-0002-6628-024X](https://orcid.org/0000-0002-6628-024X)

e-mail: b.n.m.99@list.ru.

Медетов Шокан Медетович

канд. техн. наук

ORCID [0009-0002-0137-228X](https://orcid.org/0009-0002-0137-228X)

e-mail: medetov.76@mail.ru.

AUTHORS' INFO***Zhomart K. Zhanurin**

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0009-0007-4944-1850](https://orcid.org/0009-0007-4944-1850)

e-mail: aing-zhomart@mail.ru.

Murat N. Abishev

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0009-0001-5793-3800](https://orcid.org/0009-0001-5793-3800)

e-mail: m_abishev_nik@mail.ru.

Yessengeldi U. Arystanaliyev

Cand. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0000-0001-7219-2038](https://orcid.org/0000-0001-7219-2038)

e-mail: esen-65@mail.ru.

Zhanylsyn K. Zaidemova

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-6628-024X](https://orcid.org/0000-0002-6628-024X)

e-mail: b.n.m.99@list.ru.

Shokhan M. Medetov

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0002-0137-228X](https://orcid.org/0009-0002-0137-228X)

e-mail: medetov.76@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.276
CSCSTI 61.74.31

DOI: [10.54859/kjogi108979](https://doi.org/10.54859/kjogi108979)

Received: 29.04.2026.

Accepted: 26.08.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Investigation of Chemical Formulations for The Removal of Asphaltene–Resin–Paraffin Deposits

Zhanetta A. Tleugaliyeva^{1,3}, Yerbolat O. Ayapbergenov¹, Yevgeniy K. Ogay²,
Maira B. Turkmenbayeva³, Anar Sh. Akkenzheyeva³, Ainur K. Shakirova⁴

¹Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigas”, Aktau, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

³Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

⁴A.B. Bekhturov Institute of Chemical Sciences, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This article presents the results of laboratory investigations of newly developed high-performance formulations intended for the removal of asphaltene–resin–paraffin deposits (ARPD) formed during oil production and transportation. ARPD are solid organomineral deposits composed mainly of paraffins, asphaltenes, resins, and mechanical impurities that accumulate on the internal surfaces of oilfield equipment, thereby reducing its productivity and causing operational problems. This issue is particularly relevant for the oil fields of the Mangystau region, where crude oils are characterized by a high paraffin content.

Aim: To develop an effective, readily available, and low-toxicity formulation for the dissolution and removal of solid ARPD.

Materials and methods: A comprehensive set of laboratory studies was conducted to evaluate the dissolving, removing, and cleaning performance of the developed formulations in accordance with the approved methodology. The composition of ARPD samples was investigated in accordance with the applicable regulatory documents (GOST).

Results: Laboratory experiments conducted at 25°C and 60°C demonstrated that temperature significantly affects both the dissolution rate and the extent of ARPD removal. Formulations containing more than 6 wt% surfactants achieved ARPD dissolution and removal efficiencies of up to 100%. Even at lower temperatures of 25°C, ARPD removal efficiency exceeded 98%, indicating that the developed formulations are suitable for application across a wide temperature range.

Conclusion: Within the framework of this study, the composition of paraffinic-type ARPD samples collected from different sections of the investigated field was analyzed. Based on the obtained data, hydrocarbon-based formulations were developed using a pentane–hexane fraction (PHF) as the solvent, with the addition of nonionic and anionic surfactants (OP-10 and sulfonol). These components provide a synergistic effect in dissolving and dispersing the deposits. The proposed formulations demonstrated high efficiency in the destruction and removal of solid deposits within a short period of time, contributing to reduced operating costs and improved operational reliability of oilfield equipment.

Keywords: asphaltene–resin–paraffin deposits; hydrocarbon solvents; surfactants; solvent formulations; dissolution efficiency; removal efficiency; detergency; pentane–hexane fraction; oilfield deposits.

To cite this article:

Tleugaliyeva ZA, Ayapbergenov YO, Ogay YK, et al. Investigation of Chemical Formulations for The Removal of Asphaltene–Resin–Paraffin Deposits. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):50–59.
DOI: [10.54859/kjogi108979](https://doi.org/10.54859/kjogi108979).

УДК 622.276
МРНТИ 61.74.31

DOI: [10.54859/kjogi108979](https://doi.org/10.54859/kjogi108979)

Получена: 29.04.2026.

Одобрена: 26.08.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Исследование композиционных составов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Ж.А. Тлеугалиева^{1,3}, Е.О. Аяпбергенов¹, Е.К. Огай², М.Б. Туркменбаева³,
А.Ш. Аккенжеева³, А.К. Шакирова⁴

¹Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

³Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан

⁴Институт химических наук им. А.Б. Бектурова, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В статье представлены результаты лабораторных исследований разработанных эффективных композиций, предназначенных для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (далее – АСПО), образующихся в процессе добычи и транспортировки нефти. АСПО представляют собой твёрдые органоминеральные осадки, состоящие преимущественно из парафинов, асфальтенов, смол и механических примесей, которые откладываются на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования, снижая его производительность и вызывая осложнения в эксплуатации. Особенно актуальна данная проблема для месторождений Мангистауского региона, где нефть характеризуется повышенным содержанием парафинов.

Цель. Проведение научных исследований, направленных на разработку эффективной композиции для растворения и удаления твердых отложений АСПО, обладающей доступностью и не токсичностью.

Материалы и методы. Комплекс лабораторных исследований проводился по оценке растворяющей, удаляющей и моющей способности разработанных составов в соответствии с утверждённой методикой. Составы АСПО исследованы согласно утвержденным нормативным документам (ГОСТ).

Результаты. Результаты лабораторных исследований при температурах 25°C и 60°C показали, что температурный режим оказывает существенное влияние на скорость и глубину растворения АСПО. Композиции, содержащие более 6% поверхностно-активных веществ, обеспечивают эффективность удаления и растворения АСПО до 100%. При пониженных температурах (25°C) эффективность удаления АСПО превышает 98%, что делает составы пригодными для применения в широком диапазоне температур.

Заключение. В рамках работы изучен состав АСПО парафинового типа, отобранных с различных участков исследуемого месторождения. На основе полученных данных были разработаны композиции на углеводородной основе (пентан-гексановая фракция) с добавлением неионогенного и анионного поверхностно-активных веществ (ОП-10 и сульфонол), обеспечивающих синергетический эффект растворения и диспергирования. Предложенные композиции демонстрируют высокую эффективность в разрушении и удалении твёрдых отложений за короткое время, способствуют снижению эксплуатационных затрат и повышению надёжности работы нефтепромыслового оборудования.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, растворители, поверхностно-активные вещества, композиция, составы, растворяющая способность, удаляющая способность, моющая способность, пентан-гексановая фракция.

Как цитировать:

Тлеугалиева Ж.А., Аяпбергенов Е.О., Огай Е.К., и др. Исследование композиционных составов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 50–59. DOI: [10.54859/kjogi108979](https://doi.org/10.54859/kjogi108979).

ӨОЖ 622.276

ГТАХР 61.74.31

DOI: [10.54859/kjogi108979](https://doi.org/10.54859/kjogi108979)

Қабылданды: 29.04.2026.

Мақұлданды: 26.08.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Асфальт-шайыр-парафин шөгінділерін кетіруге арналған композициялық құрамдарды зерттеу

Ж.А. Тілеуғалиева^{1,3}, Е.О. Аяпбергенов¹, Е.К. Огай², М.Б. Түркіменбаева³,

А.Ш. Аккенжеева³, А.К. Шакирова⁴

¹ҚМГ Инжиниринг «ҚазмұнайгазГЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

³Ш. Есенова атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қаласы, Қазақстан

⁴Ө.Б. Бектуров атындағы химия ғылымдары институты, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Мақалада мұнай өндіру және тасымалдау барысында пайда болатын асфальт-шайыр-парафин (АШП) шөгінділерін кетіруге арналған тиімді композициялардың зертханалық зерттеу нәтижелері келтірілген. АШП шөгінділері – негізінен парафиндерден, асфальтендерден, шайырлардан және механикалық қоспалардан тұратын қатты органоминалдық тұнбалар болып табылады, олар мұнай кен орындарындағы жабдықтардың ішкі беттеріне шөгіп, жүйенің өнімділігін төмендетіп, пайдалану үдерісінде түрлі қиындықтар туындатады. Бұл мәселе әсіресе парафин мөлшері жоғары болатын Маңғыстау өңіріндегі кен орындары үшін өзекті.

Мақсаты. Қолжетімді әрі уыттылығы төмен қатты АШП шөгінділерін ерітуге және жоюға арналған тиімді композицияны әзірлеуге бағытталған ғылыми зерттеулер жүргізу.

Материалдар мен әдістер. Әзірленген құрамдардың еріту, жою және жуу қабілеттерін бағалау бойынша кешенді зертханалық зерттеулер бекітілген әдістемеге сәйкес жүргізілді. АШП шөгінділер құрамы бекітілген нормативтік құжаттарға (МЕМСТ) сәйкес зерттелді.

Нәтижелері. 25°C және 60°C температурада жүргізілген зертханалық тәжірибелердің нәтижелері температуралық режимнің АШП еріту жылдамдығы мен тереңдігіне айтарлықтай әсер ететінін көрсетті. Құрамында 6%-дан астам ББЗ бар композициялар АШП-ны еріту мен кетірудің 100% тиімділігін қамтамасыз етеді. Төмен температураларда (25°C) АФР-ны алып тастау тиімділігі 98%-дан асады, бұл құрамдарды әртүрлі температура диапазонында қолдануға қолайлы етеді.

Қорытынды. Зерттеу аясында кен орнының әртүрлі учаскелерінен алынған парафиндік типтегі АШП шөгінділерінің құрамы зерттелді. Алынған мәліметтер негізінде көмірсутек негізіндегі (пентан-гексан фракциясы) және беттік-белсенді заттардың (ББЗ) – бейионды (ОП-10) және аниондық (сульфонол) қоспалары бар композициялар әзірленді. Бұл компоненттер АШП құрылымын ерітіп, диспергирлеу процесінде синергетикалық әсер береді. Ұсынылған композициялар қысқа уақыт ішінде қатты шөгінділерді тиімді ерітіп, кетіру арқылы мұнай өндірісіндегі жабдықтардың сенімділігін арттырып, пайдалану шығындарын азайтуға ықпал етеді.

Негізгі сөздер: асфальт-шайыр-парафин шөгінділері, еріткіштер, беттік-белсенді заттар, композиция, құрам, еріткіштік қабілеті, кетіру қабілеті, жуу қабілеті, пентан-гексан фракциясы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Тілеуғалиева Ж.А., Аяпбергенов Е.О., Огай Е.К., және б. Асфальт-шайыр-парафин шөгінділерін кетіруге арналған композициялық құрамдарды зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 50–59 б. DOI: [10.54859/kjogi108979](https://doi.org/10.54859/kjogi108979).

Introduction

The formation of asphaltene–resin–paraffin deposits (ARPD) is one of the most significant challenges affecting the uninterrupted operation of oil production systems. Throughout the entire lifecycle of oil and gas field development, paraffin deposition remains one of the most critical and technologically complex issues encountered during oil production, transportation, and processing [1, 2]. ARPD are formed as a result of the precipitation of high-molecular-weight components, including paraffins, resins, and asphaltenes, from crude oil due to changes in thermobaric conditions and phase composition during fluid flow from the reservoir to the wellhead, as well as during subsequent transportation through trunk pipelines. The accumulation of ARPD within the flow passages of oilfield equipment and on the internal surfaces of pipelines leads to a reduction in the overall productivity of the production system, a decrease in the time between well interventions, and diminished pumping efficiency [3, 4]. The issue of ARPD formation is particularly acute in regions such as the Mangystau Region, where crude oils are characterized by a high paraffin content.

It is well established [4–7] that ARPD constitute a complex multicomponent system comprising asphaltenes, paraffins, resins, and mechanical impurities, as well as minor amounts of oil and water retained within the pore space of the deposits. The principal components directly involved in ARPD formation are asphaltenes and paraffins. Resins do not participate directly in the deposition process; however, they co-precipitate with asphaltenes, contributing to the stabilization of the deposit structure. Paraffins are nonpolar, non-aromatic compounds that are incapable of spontaneous self-association. They are readily soluble in light alkanes and tend to crystallize as the temperature decreases. In contrast, asphaltenes are the most polar and aromatic constituents of crude oil and exhibit a strong tendency toward self-association even in highly diluted solutions. They are insoluble in alkanes and do not crystallize upon cooling. The removal of ARPD using organic solvents is a complex physicochemical process involving the simultaneous dissolution and dispersion of deposit components. Significant differences in the solubility behavior of paraffins, asphaltenes, and resins in various classes of hydrocarbons necessitate the careful selection of solvent formulations and deposit-removal compositions, taking into account the molecular characteristics of each ARPD component.

In oilfield practice, the mitigation of ARPD formation is generally carried out through two main approaches: preventing deposit formation and removing already formed deposits. Both approaches are implemented using physical and chemical treatment methods [8]. The use of solvents for the removal of already formed solid ARPDs is one of the most well-established and widely applied methods for enhancing oil production, transportation, and processing operations [9].

Patent studies reported in [10, 11] describe various formulations developed for ARPD removal. However, their application is associated with several limitations, including insufficient removal efficiency (less than 90% with respect to ARPD), high process duration and energy consumption, as well as considerable cost resulting from the limited availability of chemical reagents incorporated in the formulations. These reagents are generally petroleum-derived products or intermediates with high added value. An additional drawback is the use of toxic aromatic hydrocarbons as solvents.

Therefore, the development of efficient multicomponent formulations capable of exerting a comprehensive effect on all ARPD constituents at reduced temperatures and with minimal operating costs remains an important and relevant research challenge.

Materials and methods

To address the problem of ARPD dissolution and removal, a formulation based on a pentane–hexane fraction (PHF), a nonionic surfactant, and an anionic surfactant (sulfonol) was developed. The formulation was designed to reduce interfacial tension, improve surface wettability, and promote the dispersion of ARPD components through surfactant action.

A PHF, consisting of a mixture of low-molecular-weight aliphatic hydrocarbons, was employed as the primary solvent. The selection of this solvent was dictated by its high dissolving capacity toward paraffinic hydrocarbons and its relatively low toxicity compared with aromatic solvents.

An ethoxylated nonionic surfactant (OP-10) and an anionic alkylbenzene sulfonate surfactant (sulfonol) were used as surface-active agents. The use of a mixture of anionic and nonionic surfactants was motivated by the possibility of achieving a synergistic effect, resulting in reduced interfacial tension, enhanced dispersing ability, and disruption of the structural matrix of ARPD.

Characterization of the investigated ARPD samples

The physicochemical composition of ARPD samples collected from various locations within the investigated oil field was examined as part of the laboratory study. The analytical results obtained for the selected samples are presented in Tab. 1.

Table 1. Composition of ARPD samples collected from different locations of the investigated oil field

Sample	Content, wt%				P/(A+R)	Deposit type
	paraffins	asphaltenes	resins	mechanical impurities		
No.1	19.3	0.5	9.8	9.2	1.9	paraffinic
No.2	12.4	1.9	7.0	11.03	1.4	paraffinic
No.3	19.2	0.6	10.0	66.8	1.8	paraffinic
No.4	20.6	0.1	7.7	0.2	26	paraffinic
No.5	19.3	0.1	6.5	2.8	2.9	paraffinic

Sample	Content, wt%				P/(A+R)	Deposit type
	paraffins	asphaltenes	resins	mechanical impurities		
No.6	19.2	0.2	7.5	2.8	2,5	paraffinic
No.7	18.0	0.5	6.7	7.1	2,5	paraffinic
No.8	17.2	0.2	6.0	0.1	2,8	paraffinic
average	18.2	0.5	7.7	12.5	2,3	paraffinic

The laboratory analyses demonstrated that the investigated ARPD samples belonged to the paraffinic type, exhibiting a melting point of 74°C. Quantitative compositional analysis showed that the deposits contained 0.1–66.8 wt% mechanical impurities, 0.1–1.9 wt% asphaltenes, 12.4–20.6 wt% paraffins, and 6.0–10.0 wt% resins.

Experimental procedure for evaluating ARPD solvent performance

A series of laboratory experiments was conducted to evaluate the dissolving, removal, and detergency performance of the developed formulations in accordance with the methodology described in Measurement procedure No.05-2021, «Laboratory Investigation of Chemical Reagents Used in Oil Production and Treatment Processes», developed by the Branch of “KMG Engineering” LLP “KazNIPImunaigas” under No.KZ.06/01/00327-2021 dated October 8, 2021 [12].

To determine the dissolving capacity, model ARPD samples were prepared from solid deposits in the form of spherical pellets with diameters ranging from 10 to 15 mm. The prepared samples were weighed using an analytical balance both without and together with a metal mesh.

For evaluating ARPD removal efficiency, the mold surface was initially prepared by polishing with No.0 abrasive paper, degreasing with acetone, drying, and determining its initial mass. Subsequently, a weighed portion of ARPD was placed in a glass beaker and melted in a water bath at (80±0.5) °C. The molten material was homogenized by stirring and then poured into the prepared mold. Excess melt was removed using a metal plate to ensure complete filling of the mold cavity. The surface of the sample was required to be smooth, and the deposit had to completely occupy the mold volume. The prepared samples were maintained at room temperature for 24 hour until a constant mass was attained. Prior to testing, the masses of the mold coated with ARPD, the ARPD sample without the mesh, and the sample together with the mesh were determined.

To evaluate the dissolution and removal efficiencies, the prepared samples were immersed in 50–100 cm³ of the investigated formulation placed in a glass beaker.

The ARPD samples were exposed to the investigated formulations at temperatures of 25°C and 60°C. The temperature was maintained using a thermostatically controlled water bath.

The duration of the experiments was 3 hour for dissolution tests and 1 hour for removal tests. During the experiments, visual observations of deposit destruction and dissolution behavior were carried out.

Upon completion of the experiment, the samples were removed from the solution, dried at room temperature for 24 hour, and subsequently reweighed. At least two parallel measurements were performed for each formulation, and the arithmetic mean of the obtained values was reported as the final result.

The efficiency of dissolution or removal (E) was calculated according to:

$$E = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100, \text{wt\%}$$

(1)

where m_1 – the mass of the deposits used for the experiment, g; m_2 – the mass of the deposits after the experiment, g.

The average efficiency (E_{avg}) was determined as the arithmetic mean of two parallel measurements according to:

$$E_{avg} = \frac{E_1 - E_2}{2}$$

(2)

Results and Discussion

At present, the removal of ARPD from tubing strings recovered from wells at the Uzen oil field is carried out in dedicated cleaning units (washing baths), where a washing solution containing a surfactant additive (commercial grade «PAN») at concentrations ranging from 0.6 to 3.5 wt% is used at temperatures not exceeding 95°C.

To establish an appropriate temperature regime for the study, experimental investigations were conducted to determine the melting temperature of solid ARPD samples. The measurements were performed using an automatic MCR 702 rheometer (Anton Paar, Austria) (Fig. 1).

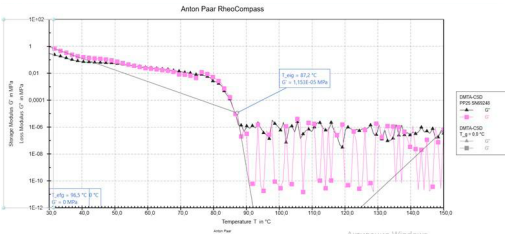


Figure 1. Determination of the melting temperature of solid ARPD deposits from the Uzen oil field

The experimental results demonstrated that the melting temperature of the solid ARPD deposits ranged from 82.9 to 87.2°C. Therefore, laboratory investigations aimed to evaluate the dissolution and removal efficiencies of the reference reagent, commercial-grade “PAN,” were conducted at temperatures not exceeding 90°C.

At the initial stage of the laboratory study, the optimal working concentration of the commercial surfactant «PAN» was determined based on the dispersion

behavior of solid ARPD deposits. Representative photographs of the prepared washing solutions are shown in Fig. 2.

Subsequent laboratory investigations were performed to evaluate the efficiency of removing solid ARPD

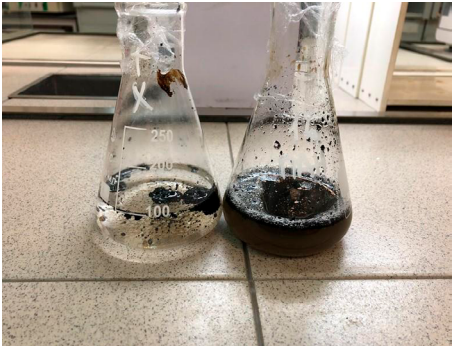
deposits using aqueous solutions of the commercial «PAN» surfactant at 60°C, 75°C, and 90°C. The obtained results are summarized in Tab. 2.

Table 2. Removal efficiency of aqueous PAN» surfactant solutions for ARPD deposits from metal surfaces after 1 hour of treatment

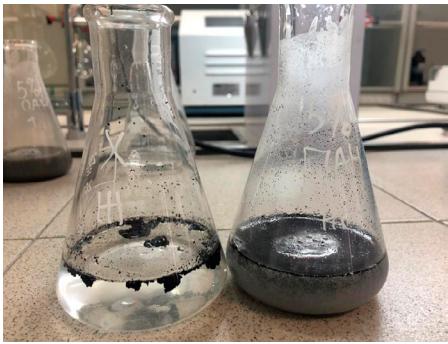
№	«PAN» concentration, wt%	T, °C	ARPD mass, g		Efficiency, %
			before	after	
1	Blank sample (without PAN)	60	0.5241	0.5229	0.23
		75	0.6076	0.6054	0.36
		90	0.6094	0.0181	97.03
2	0.25	60	0.5391	0.5297	1.74
		75	0.5080	0.4986	1.85
		90	0.4986	0.0011	99.78
3	1.0	60	0.7170	0.7031	1.94
		75	0.4935	0.4828	2.17
		90	0.4828	0.0008	99.83
4	10	60	0.3800	0.3777	0.61
		75	0.3553	0.3523	0.84
		90	0.4565	0.0046	98.99
5	30	60	0.3668	0.3608	1.64
		75	0.4646	0.4474	3.70
		90	0.5302	0.0015	99.72



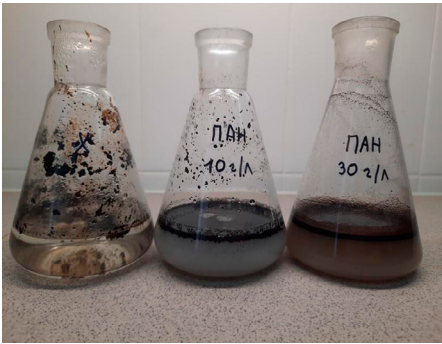
a)



b)



c)



d)

Figure 2. Precision-Confidence Curve based on bounding rectangles

a) 1 wt% aqueous solution of the «PAN» surfactant; b) 1.5 wt% aqueous solution of the «PAN» surfactant; c) 5 wt% aqueous solution of the «PAN» surfactant; d) 10 wt% and 30 wt% aqueous solution of the «PAN» surfactant

The laboratory results demonstrated that the removal of solid ARPD deposits from the surface was achieved only at the investigated concentrations when the treatment temperature was increased to 90°C. However, removal efficiencies exceeding 90% were primarily attributed to the dissolution of ARPD at 90°C, which corresponds to the melting temperature range of the deposits themselves. Under all other test conditions, the efficiency of the aqueous PAN solutions did not exceed 4%. Furthermore, to achieve the objectives of the present study, a series of solvents commonly used for ARPD removal was investigated (Tab. 3). Both individual solvents and multicomponent formulations containing modifying additives were evaluated.

Table 3. Dissolution and removal efficiencies of individual solvents and solvent formulations

Solvent / Formulation	T, °C	Removal efficiency, %	Dissolution efficiency, %
PHF (pentane–hexane fraction)	30–60	<80	43–70
HS (hydrocarbon solvent)	30–60	<87	42–75
Gasoline	60	~81	~4
Acid formulations (HCl, H ₃ PO ₄ , CH ₃ COOH)	60	63–79	2,8–49
Blank systems (water, water + surfactant)	60–85	≤1	≤1,3

The hydrocarbon solvent and the PHF exhibited relatively high dissolution efficiency but low removal efficiency. Moreover, their application in pure form is associated with several drawbacks, including phase separation during temperature stabilization, partial precipitation of asphaltenes, and limited stability under field operating conditions. Thus, the conducted investigations demonstrated the limited effectiveness of both individual and modified solvents, which can be attributed to the complex multicomponent nature of ARPDs and the differences in the chemical characteristics of their constituents. These findings necessitated the development of a multicomponent formulation comprising a hydrocarbon solvent (PHF) in combination with various surfactants (OP-10 and sulfonol). The compositions of the investigated formulations intended for ARPD removal are presented in Tab. 4 [10].

Table 4. Composition of formulations developed for ARPD removal

Composition	Composition of the formulation, wt%					
	№1	№2	№3	№4	№5	№6
OP-10	–	1,75	3,5	10,5	21	33,25
Sulfonol	–	0,5	1,0	3,0	6,0	9,5
PHF	100,00	97,75	95,5	86,5	73,0	57,25

The experimental conditions and the results of evaluating the dissolution and removal efficiencies of the developed formulations are presented in Tab. 5 and Figs. 3–5.

The conducted investigations demonstrated that the temperature regime significantly affects the performance of formulations intended for ARPD removal. In all cases, increasing the temperature from 25°C to 60°C resulted in enhanced ARPD dissolution, removal, and detergency efficiencies. Analysis of the obtained results revealed that the individual hydrocarbon solvent, namely the PHF (Formulation No.1), provided ARPD dissolution and removal efficiencies of no more than 76%, indicating its limited capability to disrupt solid paraffinic and asphaltene structures (Figs. 3–5).

Table 5. Dissolution and removal efficiencies of the developed formulations toward ARPD

Formulation No.	T, °C	Degree of efficiency, %		Detergency, %
		ARPD dissolution (3 h)	ARPD removal (1 h)	
1	25	64.33	69.10	64.3
	60	71.65	75.77	71.7
2	25	96.40	95.92	96.4
	60	98.82	99.87	98.8
3	25	95.21	96.85	95.2
	60	100.00	100.00	100.0
4	25	95.77	96.09	95.8
	60	99.44	99.90	99.5
5	25	94.20	96.87	94.2
	60	99.26	100.00	99.3
6	25	97.05	97.69	97.1
	60	99.40	100.00	99.4

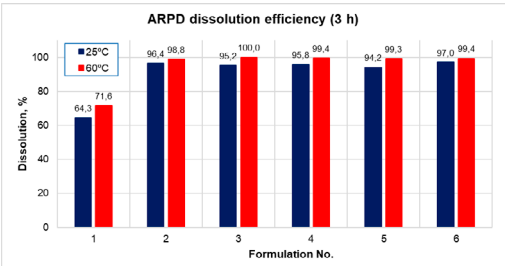


Figure 3. Evaluation of the dissolution efficiency of the formulations after 3 h at 25°C and 60°C

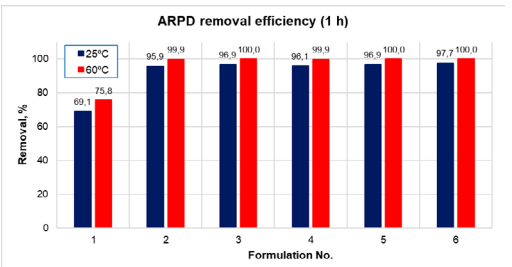


Figure 4. Evaluation of the ARPD removal efficiency of the formulations after 1 h of treatment at 25°C and 60°C

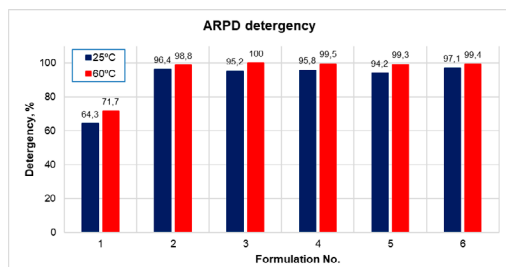


Figure 5. Evaluation of the detergency performance of the formulations at 25°C and 60°C

Thus, the use of a hydrocarbon solvent alone is insufficient to completely destroy the complex multicomponent matrix of ARPD. To improve performance, formulations with broad-spectrum action capable of affecting both paraffinic and resin-asphaltene components should be developed.

Formulations No.2–6 exhibited high efficiencies (> 99%) in both the dissolution and removal of solid ARPD deposits, which was further confirmed by their pronounced detergency performance. The high efficiency of these formulations can be attributed to the synergistic interaction between the solvent (PHF) and surfactants, as well as to the optimal balance between polar and nonpolar components. These formulations not only promote the dissolution of the solid ARPD phase but also ensure effective desorption of deposits from the surfaces of pipelines and oilfield equipment, thereby enhancing ARPD removal efficiency.

Visual observations of the interaction process revealed that the investigated formulations induced swelling and partial dissolution of ARPD samples within the first few hours of treatment, whereas complete dissolution was achieved within 3 hour. It was established that increasing the surfactant content in the formulations proportionally enhanced the dissolution, removal, and detergency efficiencies of ARPD, reaching values of up to 100%, in contrast to the control hydrocarbon solvent (Formulation No.1).

It should be noted that the investigated formulations maintained high efficiency even at 25°C, which represents an important practical advantage for their application under low-temperature

conditions and in situations where preliminary heating of the system is not feasible.

The test results demonstrated that the developed formulations provided ARPD removal efficiencies of up to 98% at 25°C and 100% at 60°C after 1 hour of treatment. Under otherwise identical conditions, the dissolution efficiency of solid ARPD deposits reached 95–97% at 25°C and complete dissolution was achieved at 60°C within 3 hours.

The authors suggest that the developed formulations have significant potential for reducing operating costs through lower energy consumption, shorter treatment times, and the use of readily available components.

Therefore, the developed formulations can effectively dissolve and remove solid organic deposits from the surfaces of oilfield equipment over a wide temperature range within a relatively short period of time. Their application is expected to reduce oil production operating costs and mitigate production-related problems associated with the high content of high-molecular-weight components in crude oil.

Conclusions

The results of the present study demonstrated that the developed multicomponent formulations based on a pentane–hexane fraction and a mixture of anionic and nonionic surfactants exhibit high efficiency in the removal of asphaltene–resin–paraffin deposits (ARPD).

It was shown that the use of individual solvents does not ensure complete destruction of the complex multicomponent structure of ARPD, whereas the application of combined formulations enables removal efficiencies of up to 100% owing to the synergistic interaction among the formulation components.

The developed formulations were found to retain high performance even at 25°C, which represents a significant advantage over conventional treatment methods that require heating to temperatures approaching or even exceeding the melting point of paraffins.

The practical significance of this work lies in the potential to reduce operating costs associated with ARPD mitigation, extend the maintenance interval of oilfield equipment, and improve the reliability and stability of oil production and transportation processes.

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:

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, прове-

Zhanetta A. Tleugaliyeva – conducting experimental works; Yerbolat O. Ayapbergenov – interpretation of data, writing and editing of the manuscript; Yevgeniy K. Ogay – checking the results, editing the manuscript; Maira B. Turkmenbayeva – interpretation of data, writing and editing of the manuscript; Anar Sh. Akkenzheyeva – concept of work, interpretation of data; Ainur K. Shakirova – analysis and interpretation of obtained data.

дение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Тлеугалиева Ж.А. – проведение экспериментальных работ; Аяпбергенев Е.О. – интерпретация данных, написание и редактирование рукописи; Огай Е.К. – проверка результатов, редактирование рукописи; Туркменбаева М.Б. – интерпретация данных, написание и редактирование рукописи; Аккензеева А.Ш. – разработка концепции работы, интерпретация данных; Шакирова А.К. – анализ и интерпретация полученных данных.

REFERENCES

1. Mاتيyeв KI, Samedov AM, Alsafarova ME, et al. Prevention of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits in The Process of Oil Transportation. *SOCAR Proceedings*. 2024;2:101–104. doi: [10.5510/OGP20240200973](https://doi.org/10.5510/OGP20240200973).
2. Javdani M, Shakouri S, Mohammadzadeh-Shirazi M. Experimental assessment of chemical solvents for asphaltic sludge removal to mitigate formation damage in oil reservoirs. *Sci Rep*. 2025;15:21747. doi: [10.1038/s41598-025-06062-1](https://doi.org/10.1038/s41598-025-06062-1).
3. Mitroshin AV. Determination of the Minimum Measures in the Well to Prevent the Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2021;21(2):94–100. doi: [10.15593/2712-8008/2021.2.7](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2021.2.7).
4. Saadon S, Rahman RNZRA, Kamarudin NHA, et al. Novel approach of tackling wax deposition problems in pipeline using enzymatic degradation process: challenges and potential solutions. *Processes*. 2024;12(10):2074. doi: [10.3390/pr12102074](https://doi.org/10.3390/pr12102074).
5. Stratiev D, Nikolova R, Veli A, et al. Mitigation of asphaltene deposit formation via chemical additives: a review. *Processes*. 2025;13(1):141. doi: [10.3390/pr13010141](https://doi.org/10.3390/pr13010141).
6. Rogel E, Lezcano M, Yee N, Witt M. Effect of aging on deposit characteristics obtained by crude oil blending. *Energy Fuels*. 2023;37(3):1848–1856. doi: [10.1021/acs.energyfuels.2c03511](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03511).
7. Ghamartale A, Rezaei N, Zendeheboudi S. Alternation of asphaltene binding arrangement in the presence of chemical inhibitors: molecular dynamics simulation strategy. *Fuel*. 2023;336:127001. doi: [10.1016/j.fuel.2022.127001](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127001).
8. Nazliyah BS, Mysara EM, Abdullah A, Mohammed AA. Improving paraffin precipitate inhibition using glycine and palm-based methyl ester sulfonate (MES) eco-friendly inhibitors. *PLoS ONE*. 2025;20(1):e0313394. doi: [10.1371/journal.pone.0313394](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0313394).
9. Shram VG, Orlovskaya NF, Ivanova SI, Kramarenko VA. Problems and Methods for Combat with Asphalt-Resin and Paraffin Deposits. *Izvestiya TulGU. Technical Sciences*. 2022;5:186–191. doi: [10.24412/2071-6168-2022-5-191-196](https://doi.org/10.24412/2071-6168-2022-5-191-196).
10. Patent KAZ №36845/ 12.07.24. Byul. №28. Ayapbergenov YO, Tazhenbayeva UZ, Uginisov MA. *Kompozitsiya dlya udaleniya asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozheniy*. Available from: gosreestr.kazpatent.kz/Invention/DownloadFilePdf?patentId=373084&lang=ru. (In Russ).
11. Sanati A, Malayeri MR, Busse O, Weigand JJ. Inhibition of asphaltene precipitation using hydrophobic deep eutectic solvents and ionic liquid. *J. Mol. Liq*. 2021;334:116100. doi: [10.1016/j.molliq.2021.116100](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116100).
12. Laboratory Investigation of Chemical Reagents Used in Oil Production and Treatment Processes. Aktau (RoK): Branch of "KMG Engineering" LLP "KazNIPImunaigas; 2021. Measurement procedure No. 05-2021. Report No.: KZ.06/01/00327-2021.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mاتيyeв K.I., Samedov A.M., Alsafarova M.E., et al. Prevention of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits in The Process of Oil Transportation // *SOCAR Proceedings*. 2024. No.2. P. 101–104. doi: [10.5510/OGP20240200973](https://doi.org/10.5510/OGP20240200973).
2. Javdani M., Shakouri S., Mohammadzadeh-Shirazi M. Experimental assessment of chemical solvents for asphaltic sludge removal to mitigate formation damage in oil reservoirs // *Sci Rep*. 2025. No.15. doi: [10.1038/s41598-025-06062-1](https://doi.org/10.1038/s41598-025-06062-1).
3. Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений // *Недропользование*. 2021. Т. 21, №2. С. 94–100. doi: [10.15593/2712-8008/2021.2.7](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2021.2.7).
4. Saadon S., Rahman R.N.Z.R.A., Kamarudin N.H.A., et al. Novel approach of tackling wax deposition problems in pipeline using enzymatic degradation process: challenges and potential solutions // *Processes*. 2024. Vol. 12, Issue 10. doi: [10.3390/pr12102074](https://doi.org/10.3390/pr12102074).
5. Stratiev D., Nikolova R., Veli A., et al. Mitigation of asphaltene deposit formation via chemical additives: a review // *Processes*. 2025. Vol. 13, Issue 1. doi: [10.3390/pr13010141](https://doi.org/10.3390/pr13010141).
6. Rogel E., Lezcano M., Yee N., Witt M. Effect of aging on deposit characteristics obtained by crude oil blending // *Energy Fuels*. 2023. Vol. 37, Issue 3. P. 1848–1856. doi: [10.1021/acs.energyfuels.2c03511](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03511).
7. Ghamartale A., Rezaei N., Zendeheboudi S. Alternation of asphaltene binding arrangement in the presence of chemical inhibitors: molecular dynamics simulation strategy // *Fuel*. 2023. Vol. 336. doi: [10.1016/j.fuel.2022.127001](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127001).
8. Nazliyah B.S., Mysara E.M., Abdullah A., Mohammed A.A. Improving paraffin precipitate inhibition using glycine and palm-based methyl ester sulfonate (MES) eco-friendly inhibitors // *PLoS ONE*. 2025. Vol. 20, Issue 1. doi: [10.1371/journal.pone.0313394](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0313394).
9. Шрам В.Г., Орловская Н.Ф., Иванова С.И., Крамаренко В.А. Проблемы и методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями // *Известия ТулГУ. Технические науки*. 2022. Вып. 5. С. 186–191. doi: [10.24412/2071-6168-2022-5-191-196](https://doi.org/10.24412/2071-6168-2022-5-191-196).
10. Патент PR на изобретение №36845/ 12.07.24. Бюл. №28. Аяпбергенев Е.О., Таженбаева У.Ж., Угинисов М.А. Композиция для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Режим доступа: gosreestr.kazpatent.kz/Invention/DownloadFilePdf?patentId=373084&lang=ru. Дата обращения: 12.04.2026.

11. Sanati A., Malayeri M.R., Busse O., Weigand J.J. Inhibition of asphaltene precipitation using hydrophobic deep eutectic solvents and ionic liquid //J. Mol. Liq. 2021. Vol. 334. doi: [10.1016/j.molliq.2021.116100](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116100).
12. МВИ №05-2021 «Лабораторные исследования химических реагентов, применяемых в процессе добычи и подготовки нефти». Актау : КазНИПИмунайгаз, 2021. Отчёт №KZ.06/01/00327-2021.

AUTHORS' INFO***Zhanetta A. Tleugaliyeva**ORCID [0000-0002-3193-9833](https://orcid.org/0000-0002-3193-9833)e-mail: tleugaliyevazhanetta@gmail.com.**Yerbolat O. Ayapbergenov**

Cand. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)e-mail: e.ayapbergenov@kmge.kz.**Yevgeniy K. Ogay**

Dc. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-5109-5623](https://orcid.org/0000-0002-5109-5623)e-mail: y.ogay@kmge.kz.**Maira B. Turkmenbayeva**

Cand. Sc. (Chemistry), Associate Professor

ORCID [0000-0002-4494-7533](https://orcid.org/0000-0002-4494-7533)e-mail: maira.turkmenbayeva@yu.edu.kz.**Anar Sh. Akkenzheyeva**

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0000-0002-9847-8218](https://orcid.org/0000-0002-9847-8218)e-mail: anar.akkenzheyeva@yu.edu.kz.**Ainur K. Shakirova**

Cand. Sc. (Chemistry), Associate Professor

ORCID [0000-0003-1371-470X](https://orcid.org/0000-0003-1371-470X)e-mail: sh_ainura1029@mail.ru.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Тлеугалиева Жанетта Асхатовна**ORCID [0000-0002-3193-9833](https://orcid.org/0000-0002-3193-9833)e-mail: tleugaliyevazhanetta@gmail.com.**Аяпбергенов Ерболат Озарбаевич**

канд. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)e-mail: e.ayapbergenov@kmge.kz.**Огай Евгений Кипониевич**

докт. техн. наук

ORCID [0000-0002-5109-5623](https://orcid.org/0000-0002-5109-5623)e-mail: y.ogay@kmge.kz.**Туркменбаева Майра Бекболатовна**

канд. хим. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-4494-7533](https://orcid.org/0000-0002-4494-7533)e-mail: maira.turkmenbayeva@yu.edu.kz.**Аккенжеева Анар Шынабаевна**

канд. техн. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-9847-8218](https://orcid.org/0000-0002-9847-8218)e-mail: anar.akkenzheyeva@yu.edu.kz.**Шакирова Айнур Кызырбековна**

канд. хим. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1371-470X](https://orcid.org/0000-0003-1371-470X)e-mail: sh_ainura1029@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.276.43

CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi109028](https://doi.org/10.54859/kjogi109028)

Received: 28.08.2026.

Accepted: 21.09.2026

Published: 30.09.2026.

Review article**Oil Displacement Efficiency of Salt-Tolerant Polymers: A review****Ayazhan Beisenbayeva, Bauyrzhan Sarsenbekuly, Talgat Tikebayev, Wanli Kang, Yerdos Akimbekuly***Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan***ABSTRACT**

Salt tolerant polymers are being considered increasingly for polymer flooding in reservoirs where conventional partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) would lose viscosity from high salinity, divalent ions, high temperature, and lengthy contact to chemistries. However, salt tolerance does not guarantee an enhanced oil recovery (EOR) value: the essential query becomes whether or not the polymer is able to propagate through porous media and optimize the displacement at a pressure cost that is acceptable both technically and economically. This review critically assesses the oil displacement efficiency of salt tolerant polymers as described in the literature from the years 2015–2025 and makes relationship between the molecular class of the polymers described to their mobility control, pore-scale displaceability of oil at acceptably low levels of pressure cost. Evidence from core floods, sand packs, micromodel studies, computed tomography studies, and field pilot tests is compared while carefully noting differences in the baseline waterflood recovery factor, rock type, permeability, oil viscosity, brine composition, polymer concentration, slug size, and flow rate. Sulfonated AMPS/ATBS copolymers exhibit effective mobility control with relative efficiency, even under moderately extreme conditions, while using hydrophobically associating, amphiphilic, and amphoteric/zwitterionic polymers can have non-displacement enablement when viscosity is maintained or amplified under higher salinities, and could manifest stronger viscoelastic or associative effects. Studies indicate considerable increases in recovery for high-temperature/high-salinity processing, but comparisons across studies remain unknown as there are no standardization protocols or definitions. Increased apparent viscosity can also cause injectivity loss, while adsorption and mechanical retention lower the effectual concentration of polymers, potentially damaging formation. Accordingly, the review suggests a displacement efficiency framework that fractures the benefit of the mobility control, microscopic mobilization, propagation efficiency, operational penalty, etc. Future work should include matched-condition polymer comparisons, retention based on mass balance, in situ rheology, imaging of saturation redistribution, long duration injectivity tests, and transparent field-scale reporting. These measures are needed to move promising lab-scale salt-tolerant polymers into defensible field EOR technologies.

Keywords: salt-tolerant polymer; oil displacement efficiency; polymer flooding; core flooding; high salinity; mobility control; viscoelasticity; enhanced oil recovery.

To cite this article:

Beisenbayeva A, Sarsenbekuly B, Tikebayev T, et al. Oil Displacement Efficiency of Salt-Tolerant Polymers: A review. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):60–75. DOI: [10.54859/kjogi109028](https://doi.org/10.54859/kjogi109028).

УДК 622.276.43
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi109028](https://doi.org/10.54859/kjogi109028)

Получена: 28.08.2026.

Одобрена: 21.09.2026

Опубликована: 30.09.2026.

Научный обзор

Эффективность вытеснения нефти солеустойчивыми полимерами: обзор

А. Бейсенбаева, Б. Сарсенбекұлы, Т. Тикебаев, В. Кан, Е. Акимбекұлы

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Солеустойчивые полимеры привлекают всё большее внимание как реагенты для полимерного заводнения пластов, поскольку традиционно применяемый частично гидролизированный полиакриламид теряет свою вязкость под воздействием высокой минерализации пластовых вод, двухвалентных катионов, уровня пластовой температуры и длительного воздействия агрессивной среды. Однако только прочная солеустойчивость не обеспечивает прироста нефтеотдачи, т.к. имеет принципиальное значение возможность полимера двигаться по пористой среде и увеличивать коэффициент вытеснения в пределах технически и экономически приемлемого уровня перепада давления.

В данном обзоре систематически проанализированы опубликованные за 2015–2025 гг. данные об эффективности вытеснения нефти солеустойчивыми полимерами. Показаны взаимосвязи между молекулярным строением полимеров, их способностью контролировать подвижность фронта вытеснения, мобилизацией остаточной нефти на поровом уровне и допустимыми потерями давления. Проведён сравнительный анализ результатов фильтрационных экспериментов на кернах и насыпных моделях, микромоделей исследований, данных рентгеновской компьютерной томографии и опытно-промысловых испытаний с учётом различия в уровнях начальной нефтеотдачи, типах коллекторов, проницаемости, вязкости нефти, содержания солей в пластовой воде, концентрации и объеме оторочки полимера, скорости фильтрации.

Установлено, что сульфонируемые сополимеры на основе AMPS/ATBS (от *англ.* 2-Acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid / Acrylamide 2-methyl-1-propanesulfonic acid) обеспечивают надёжный контроль подвижности в умеренно жёстких условиях пластов. Гидрофобно-ассоциирующие, амфифильные и амфотерные (цвиттер-ионные) полимеры имеют возможность удержания или повышения вязкости с ростом минерализации, показывают выраженные вязкоупругие и ассоциативные свойства. Ряд работ показывает значительный прирост нефтеотдачи при высоких температурах и высокой минерализованности, однако прямое сопоставление результатов затруднено в связи с отсутствием единой методики и терминологии.

Также отмечено, что чрезмерная величина кажущейся вязкости может ухудшить приемистость нагнетательных скважин, а адсорбция и механическое удержание полимера снижают его эффективную концентрацию в удалённой области пласта с риском коагуляции. В этом соотношении предложена рамочная методика для оценки эффективности вытеснения с разделением вклада контроля подвижности, микроскопической мобилизации нефти, полноты распространения полимера и эксплуатационных ограничений.

Для перехода от лабораторных результатов к промысловым технологиям необходимы: экспериментальные испытания полимеров в идентичных условиях, определение удержания методом материального баланса, измерения реологии *in situ*, визуализация перераспределения насыщенности, длительные испытания на приемистость, большее раскрытие промысловых данных.

Ключевые слова: солеустойчивый полимер, эффективность вытеснения нефти, полимерное заводнение, керновые испытания, высокая минерализация, контроль подвижности, вязкоупругость, увеличение нефтеотдачи.

Как цитировать:

Бейсенбаева А., Сарсенбекұлы Б., Тикебаев Т., и др. Эффективность вытеснения нефти солеустойчивыми полимерами: обзор // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 60–75. DOI: [10.54859/kjogi109028](https://doi.org/10.54859/kjogi109028).

ӨОЖ 622.276.43

FTAXP 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi109028](https://doi.org/10.54859/kjogi109028)

Қабылданды: 28.08.2026.

Мақұлданды: 21.09.2026

Жарияланды: 30.09.2026.

Ғылыми шолу

Тұзға төзімді полимерлермен мұнайды ығыстыру тиімділігі: шолу

А. Бейсенбаева, Б. Сарсенбекұлы, Т. Тикебаев, В. Кан, Е. Акимбекұлы

Қазақстан-Британ Техникалық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Тұзға төзімді полимерлер қабаттарды полимерлік суландыру кезінде қолданылатын реагенттер ретінде барған сайын үлкен қызығушылық тудырып отыр, өйткені дәстүрлі түрде қолданылатын ішінара гидролизденген полиакриламид қабат суларының жоғары минералдануы, екі валентті катиондардың болуы, қабат температурасының жоғары деңгейі және агрессивті ортаның ұзақ уақыт әсер етуі жағдайында өзінің тұтқырлығын жоғалтады. Алайда тұзға төзімділіктің жоғары болуының өзі мұнай бергіштіктің артуын қамтамасыз етпейді, өйткені полимердің кеуекті орта арқылы қозғалу және қысым айырмасының техникалық әрі экономикалық тұрғыдан қолайлы деңгейі шегінде ығыстыру коэффициентін арттыру мүмкіндігі принципті маңызға ие.

Осы шолуда 2015–2025 жылдар аралығында жарияланған мұнайды тұзға төзімді полимерлермен ығыстыру тиімділігі жөніндегі деректерге жүйелі талдау жүргізілді. Полимерлердің молекулалық құрылысы, олардың ығыстыру фронтының қозғалғыштығын бақылау қабілеті, кеуек деңгейінде қалдық мұнайды жұмылдыру және қысымның рұқсат етілетін шығындары арасындағы өзара байланыстар көрсетілген. Сүзгіштік эксперименттерінің керндер мен сусымалы модельдердегі нәтижелеріне, микромодельдік зерттеулерге, рентгендік компьютерлік томография деректеріне және тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтардың нәтижелеріне салыстырмалы талдау жүргізілді. Бұл ретте бастапқы мұнай бергіштік деңгейлерінің, коллекторлардың түрлерінің, өткізгіштіктің, мұнай тұтқырлығының, қабат суындағы тұздардың мөлшерінің, полимерлік айдау оторкасының концентрациясы мен көлемінің және сұзу жылдамдығының айырмашылықтары ескерілді. AMPS/ATBS негізіндегі сульфонданған сополимерлер (ағылш. 2-Acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid / Acrylamide 2-methyl-1-propanesulfonic acid) қабаттардың орташа қатаң жағдайларында қозғалғыштықты сенімді бақылауды қамтамасыз ететіні анықталды. Гидрофобты-ассоциацияланатын, амфифильді және амфотерлі (цивтер-ионды) полимерлер минералдану деңгейі жоғарылаған сайын тұтқырлықты сақтау немесе арттыру қабілетіне ие, сондай-ақ айқын тұтқыр-серпімді және ассоциативтік қасиеттер көрсетеді. Бірқатар зерттеулерде жоғары температура мен жоғары минералдану жағдайларында мұнай бергіштіктің айтарлықтай артатыны көрсетілген, алайда бірыңғай әдістеме мен терминологияның болмауына байланысты нәтижелерді тікелей салыстыру қиын.

Сондай-ақ көрінерлік тұтқырлықтың шамадан тыс жоғары болуы айдау ұңғымаларының қабылдағыштығын нашарлатуы мүмкін екені, ал полимердің адсорбциялануы мен механикалық ұсталып қалуы оның қабаттың шалғай аймағындағы тиімді концентрациясын төмендетіп, кольматация қаупін арттыратыны атап өтілді. Осыған байланысты ығыстыру тиімділігін бағалаудың бақылау-әдістемелік тәсілі ұсынылды, онда қозғалғыштықты бақылаудың, мұнайды микроскопиялық деңгейде жұмылдырудың, полимердің қабат бойынша толық таралуының және пайдалану шектеулерінің үлесі жеке-жеке қарастырылады.

Зертханалық нәтижелерден кәсіпшілік технологияларға көшу үшін мыналар қажет: полимерлерді бірдей жағдайларда эксперименттік сынақтан өткізу, материалдық баланс әдісімен полимердің ұсталып қалуын анықтау, *in situ* реологиялық өлшеулер жүргізу, қанығудың қайта бөлінуін визуализациялау, қабылдағыштыққа ұзақ мерзімді сынақтар жүргізу және кәсіпшілік деректерді барынша кең көлемде ашу.

Негізгі сөздер: тұзға төзімді полимер, мұнай ығыстыру тиімділігі, полимерлі суландыру, керн сынақтары, жоғары минералдану, қозғалғыштықты бақылау, тұтқырсерпімділік, мұнай өндіруді арттыру.

Дәйексөз келтіру үшін:

Бейсенбаева А., Сарсенбекұлы Б., Тикебаев Т., және Б. Тұзға төзімді полимерлермен мұнайды ығыстыру тиімділігі: шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 60–75 б. DOI: [10.54859/kjogi109028](https://doi.org/10.54859/kjogi109028).

Introduction

Salt-tolerant polymer research is typically reported in terms of viscosity retention, but EOR performance is ultimately quantified in terms of additional oil after waterflooding, definitely not automatically, and while bulk viscosity has a role in defining mobility ratio, the effective viscosity in porous media can certainly differ significantly due to shear thinning, extensional flow, adsorption, inaccessible pore volume, mechanical entrapment, and degradation. A polymer with terrific viscosity retention in a bottle might never propagate through a low permeability core, while a lower bulk viscosity formulation could recover more because of the increased penetration and redistribution of flow [1–3].

This review considers displacement evidence and not polymer synthesis. The polymer chemistry is only included to help explain any differences in propagation and oil mobilization. Laboratory coreflood, sandpack, micromodel and imaging studies are included alongside the field pilots and commercial experiences. In particular, the comparability problem is highlighted: recovery factors cannot be ranked meaningfully without simultaneously considering waterflood end-point, slug size, concentration, permeability, oil viscosity, salinity/hardness, temperature, and injection rate. The goal is to identify which reports on the gains are mechanistically persuasive; which are condition specific; and the gaps in data that inhibit scale-up.

Materials and methods

A structured evidence framework was used to sift through the literature from 2015 to 2025 using synergies of terms “salt tolerant polymer”, “salt resistant polymer”, “high salinity polymer flooding”, “oil displacement efficiency”, “core flooding”, “micromodel”, “sandpack”, “HPAM”, “AMPS” (2-Acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid), “ATBS” (Acrylamide tertiary-butyl sulfonic acid) (*note*: AMPS and ATBS are two commercial names for the same monomer, 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid, CAS 15214-89-8; they are used interchangeably in this review), “hydrophobically associating polymer” (HAP), “amphiphilic polymer”, and “zwitterionic polymer.” Priority was assigned to peer-reviewed studies that contained reports for reservoir conditions and at least one displacement metric, and also to field-facing SPE

(Society of Petroleum Engineers) literature where there was enough technical detail to create valid comparisons. The provided corpus of review articles was used as the initial base of evidence, with newer articles being leveraged to bolster the high salinity comparisons.

For critical comparison purposes, reported recovery was taken into consideration together with four dimensions of measurements: (i) a mobility-control benefit represented by viscosity, resistance factor, pressure response, or mobility ratio in a displacement; (ii) microscopic mobilization inferred from residual-oil reduction, imaging, wettability/interfacial effects, and viscoelastic response; (iii) propagation efficiency represented by polymer retention, effluent concentration, injectivity, and residual resistance factor; and (iv) operational burden of polymer concentration and slug size, mixing, pressure requirement, and thermal/mechanical stability.

Results and Discussion

From Polymer Rheology to Oil Displacement

At the core of polymer flooding, the key aspect is the control of mobility. The mobility ratio (M) between fluids, which are water (displacing fluid) and oil (displaced fluid), is stated as (1):

$$M = \lambda w / \lambda o = (k r w / \mu w) / (k r o / \mu o) \quad (1)$$

where λ is the mobility, k is the relative permeability, and μ is the viscosity of the fluids. In a case where $M > 1$, the displacement efficiency is low. This means that injected water positively penetrates only some portion of oil bank, thus bypassing large amounts of the reservoir, leading to low sweep efficiency and early water breakthrough [1,2]. In this case, the polymer addition increases μw and lowers M towards unity, promoting efficient displacement.

In addition to macroscopic sweep efficiency, polymer solutions can also enhance microscopic displacement efficiency. High-mass polymers, when in semi-dilute solution, are viscoelastic. This means that they both exert normal stress differences and have extensional viscosity. When these fluids pass through porous media, they generate additional pressure differences at the pores and dead-ending pores that are unreachable by viscous fluids [3–5].

Table 1. Mechanistic pathways linking salt-tolerant polymer properties to oil displacement

Pathway	Mechanism	Useful evidence	Main interpretive risk
Mobility control	Higher water-phase viscosity lowers mobility ratio and suppresses fingering	Viscosity at reservoir shear rate; RF; pressure gradient	High viscosity may compromise injectivity
Viscoelastic mobilization	Elastic/extensional stresses can mobilize oil in constrictions/dead-end pores	Normal stress, relaxation time, extensional viscosity, residual oil imaging	Difficult to isolate from pressure / sweep effects
Flow diversion / conformance	Polymer resistance in high-permeability pathways redirects later fluid	Spatial saturation, layer rates, RF/RRF	Excessive retention becomes plugging
Wettability / interfacial effects	Surface-active polymer groups alter oil–water–rock interactions	IFT, contact angle, film displacement	Chemistry-specific; adsorption may consume polymer
Retention / adsorption	Rock interaction reduces mobile polymer and may change permeability	Mass balance, adsorption, effluent concentration, RRF	Can improve profile or damage formation

RF – Resistance Factor; RRF – Residual Resistance Factor; IFT – Interfacial Tension

The question of whether viscoelastic effect exists has been very controversial. Some researchers have reported value of oil recovery that is due to polymer viscoelastic properties in core flooding experiments [3,4], while others claim that additional sweep efficiency can explain the improved value, and pore-scale elastic effects are not necessary [5,6]. Recent micromodel studies with direct visual observations support the viscoelasticity contribution hypothesis [5,7].

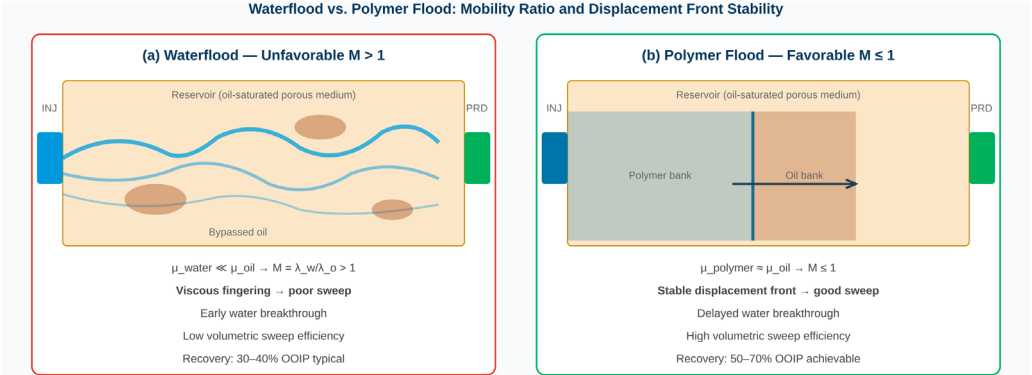


Figure 1. Schematic comparison of waterflood (unfavorable mobility ratio $M > 1$, viscous fingering and poor sweep) versus polymer flood (favorable $M \leq 1$, stabilized displacement front)
Salt-tolerant polymers maintain effective viscosity in high-salinity brines, preserving mobility control under harsh conditions. Original figure by the authors, based on [1] and [2].

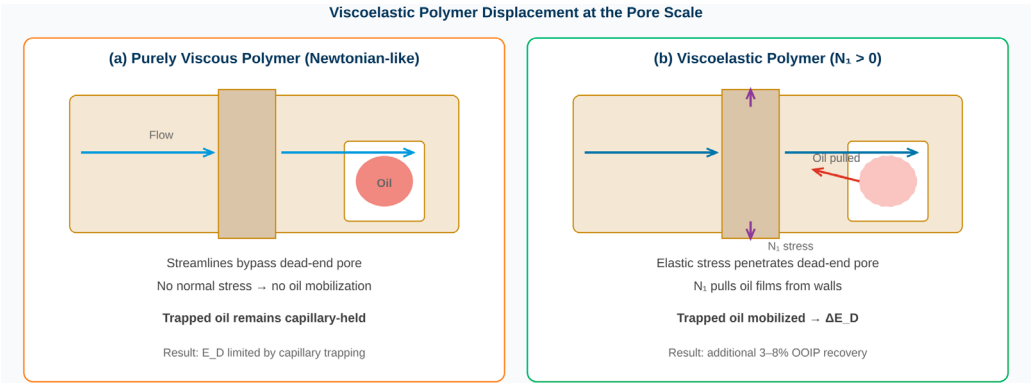


Figure 2. Viscoelastic polymer displacement at the pore scale
a) purely viscous displacement fails to mobilize capillary-trapped oil in dead-end pores; b) viscoelastic polymer generates normal stress differences (N_1) at pore constrictions, stripping oil films and mobilizing trapped gangli
Original figure by the authors, based on [5] and [3].

Table 2. Minimum reporting set for comparable salt-tolerant polymer flooding experiment

Category	Minimum information	Why it matters
Reservoir fluid	Oil viscosity at test T; brine ion composition; TDS; $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$	Allows meaningful mobility and salt comparisons
Rock	Lithology, permeability, porosity, pore volume, wettability	Controls injectivity, adsorption, and heterogeneity
Polymer	Composition, MW/MWD, concentration, hydration, aging history	Needed to reproduce rheology and transport
Injection	Slug size (PV), rate / Darcy velocity, pressure limit, chase water	Controls exposure and mechanical stress
Rheology	Viscosity vs shear; viscoelastic measures at test T/brine	Connects bottle properties to pore flow
Transport	RF, RRF, retention/mass balance, filtration ratio	Separates propagation from plugging
Recovery	Waterflood endpoint, incremental %OOIP, remaining-oil recovery	Prevents misleading cross-study ranking
Uncertainty	Replicates and uncertainty in PV, saturation, pressure, volume	Supports statistical comparison

TDS – Total Dissolved Solids; MW – Molecular Weight; MWD – Molecular Weight Distribution

Experimental Approaches and Metrics for Displacement Efficiency

Core flooding is the best way to obtain laboratory data because it provides a link between rheology, pore geometry, pressure gradients, retention, and saturation. A reproducible protocol should establish initial water and oil saturations, waterflood to a defined endpoint, then inject a defined slug of polymer at reservoir temperature and brine composition, ending with chase-water injection. Incremental oil recovery should be referenced against original oil in place (OOIP) and, if possible, recovery factorial in regard to recovery of remaining oil after waterflood. It is important to also measure and report the pressure drop, polymer concentration in the effluent and the permeability after the flood to separate enhanced productive mobility control from damaging plugging.

Displacement Performance by Polymer Family

HPAM is still the reference HPAM because we understand the costs, availability, and behaviors under field conditions. HPAM can be an efficient tool for mobility control at lower concentrations, under low to moderate salinity levels. Also, as seen in many field projects, polymer flooding does not have to be implemented using exotic chemistry. The drawbacks of HPAM are seen when hardness and temperatures cause significant contraction or degradation of coils, thus increasing the required concentrations and decreasing the margin of error between mobility control and injectivity [1,2,8].

Copolymers containing AMPS and ATBS are direct successors of the HPAM system, as they have sulfonate functionality that is more stable compared to carboxylate functionality. It makes these polymer systems preferable in many applications. In terms of displacement, they can be translated into a stable resistance factor with a lower concentration costs than those needed for HPAM.

The terpolymers with NVP (N-Vinylpyrrolidone) or other nonionic cyclic units can demonstrate better stability under high temperature and in the presence of saline water. For example, [9] studied the high temperature / high-salinity polymer based on AM, AMPS, NVP, and a hydrophobic monomer. The authors reported stable viscosity at 95 C under salinity up to 1.66×10^5 mg/L. The studies indicate that within the core-displacement study, incremental recovery could be attained due to the size of slug size that was injected in the experiment. These data might be important from a rheology, injectibility, aging, and displacement perspectives, and this whole case shows why slug size is an important performance parameter. The description of the molecular structure of this terpolymer is represented in Fig. 3 [9].

Amphiphilic polymers and hydrophobically associating polymers allow significantly stronger low-shear-viscosity and elasticity, using reversible connection points between intermolecular entities, which may enhance both sweeps and under some conditions, microscopic displacements. If the concentration of polymer exceeds the threshold, pressure reaction might increase significantly, while the injection of the substance into the less-permeable rock becomes impossible [10,11].

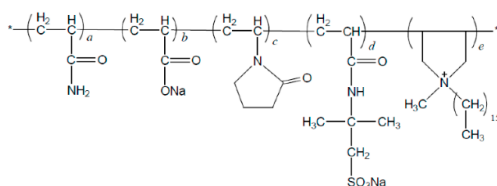


Figure 3. Structural schematic diagram of the temperature-resistant, salinity-tolerant terpolymer QJ75-39 (AM/AMPS/NVP/DS-16), illustrating the five structural repeating units: four comonomers (AM, AMPS, NVP, DS-16) and sodium acrylate formed by partial post-polymerization hydrolysis

Reprinted from [9]

Amphoteric and zwitterionic polymer types present another possibility. The study is significant, as it proves that the EOR polymer can be created using the chemistry of the target brine instead of trying to shield it. However, before applying this principle on a field scale, adsorptions of minerals and the behavior of low salinity fluids must be taken into account. The logic of polymer design is illustrated in [9].

Some of the recent salt-thickening amphiphilic systems have further blurred the line between polymers and self-organizing networks. [15] found out that the identity of an ion changed the nature of the salt thickening and the outcome of salt-thickening polymer may be especially useful for high saline brine applications, however, the advantage of the researched polymer system must be confirmed by the viscosity match with materials (that provide viscosity increase) and pressure drop. Otherwise, the advantage will be observed only due to the injection of the most viscous fluid rather than due to the unique pore-scale mechanism.

Another unique point is that the polymer included a cationic quaternary-ammonium monomer, and the authors revealed that the addition of salt noticeably increased the viscosity, while the excessive salinity decreased the viscosity. This study is especially interesting from a mechanistic point of view, as it showed that the ionic mechanism should be determined for every formulation [12].

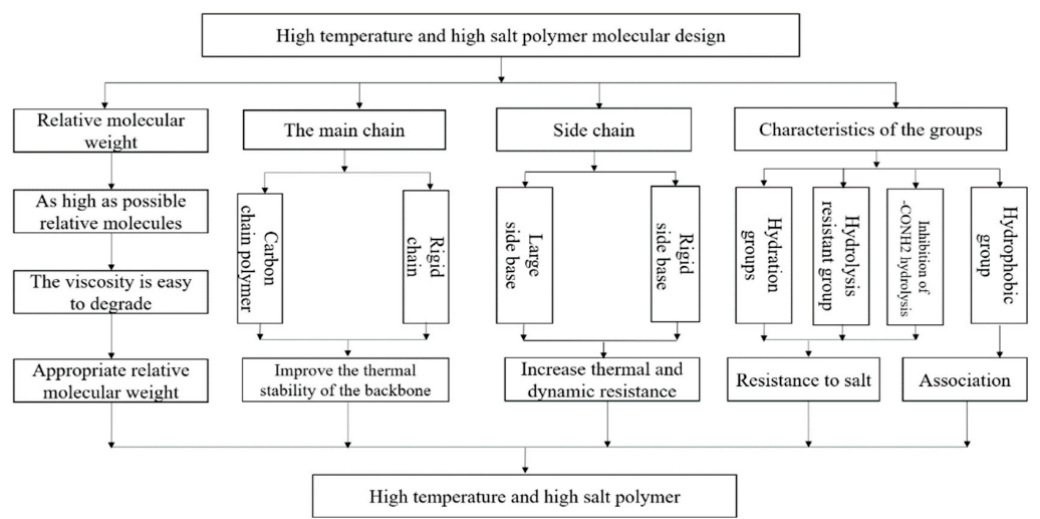


Figure 4. Molecular design strategy for a temperature-resistant and salinity-tolerant polymer: introduction of AMPS for sulfonation, NVP for amide hydrolysis inhibition, and hydrophobic monomers for intermolecular association

Reprinted from [9]

Comparative Assessment of Salt-Tolerant Polymer Families — Displacement Performance					
Qualitative ranking: ★ low ★★ moderate ★★★ high ★★★★ very high (based on compiled literature data)					
Property	Sulfonated	HAP	Amphiphilic	Zwitterionic	Hybrid
Brine Viscosity retention	★★★	★★★	★★★★	★★★★	★★★★
Incremental recovery	★★ (8–15%)	★★★ (10–22%)	★★★ (12–25%)	★★★ (15–28%)	★★★★ (15–30%)
Injectivity	★★★★	★★	★★★	★★★	★★
Thermal stability	★★★	★★★	★★★	★★★	★★★★
Environmental profile	★★	★★	★★	★★	★★
Cost efficiency	★★★★	★★★	★★	★★	★
Field maturity	★★★★	★★★	★★	★	★

No single family dominates all axes → condition-specific multi-objective optimization required

Figure 5. Comparative assessment of salt-tolerant polymer families across key displacement performance dimensions
No single family dominates all axes; selection requires condition-specific multi-objective optimization
Original figure by the authors, based on trends compiled from [9], [14], and [12]

Reservoir and Operating Variables Governing Recovery

Salinity affects displacement largely by modifying the effective viscosity of the polymer and changing its relationship with the rock. For HPAM, higher ionic strength decreases coil size, while hardness might increase the interaction with carboxylate functional groups. The response may be inversely weak, non-monotonic, or even positive for salt-tolerant polymers. Thus, it is not advisable to consider “high salinity” not as a single category in an experimental sense. A specific study should represent the full composition of ions and differentiate between NaCl dominated salinity and divalent heavy formation water [13–15].

Temperature affects the polymer instantaneously and accumulatively. A decrease of the solution viscosity in higher temperature can result in less mobility control defining the testing conditions, while long hydrolysis or oxidative scission can modify the polymer itself. Thus, short coreflooding tests at 90–100°C conducted with fresh polymer do not give guarantees that the polymer will maintain its effectiveness after spending several months in the formation [8,9,16].

Rock permeability defines if the hydrodynamic size, a parameter characterizing polymer, corresponds to the pore-throat distribution. High molecular weight and strong associated polymers contribute to improving mobility control in high permeability

channel but can result in plugging the inlet in crosslinking the rock. Selecting a polymer should consider the permeability distribution and not the average permeability only. In heterogeneous systems, a polymer needs to enter initially through the highly porous pathway; a polymer that is suitable intermediately should not change the polymer identity too much and allow injecting polymer at the field scale rate [17,18].

Oil viscosity changes target mobility control requirements. Heavy oil often requires higher polymer viscosity and bigger slug, or both, while increasing polymer concentration can raise the cost of chemical and increase injectivity issues. Thus, collecting incremental recovery should be interpreted against the viscosity ratio and corrective mobility ratio rather than as a single percentage. Results that were obtained with light oil and low unfavorable mobility ratio cannot be used or compared in heavy-oil floods without other tools providing normalization [19,20].

Polymer concentration and slug size are among the most effective experimental parameters and the most frequent source of misleading comparisons. Increasing concentration increases viscosity and, in most cases, RF, whereas increasing slug size increases time of mobility control. A comparison should not be considered strict because it uses matching viscosity in experimental conditions, matching concentrations or matching chemical mass.

Injection rate defines the shear and extensional stresses acting on the polymer. Flow around near-wellbore can destroy high molecular weight chains, while the associated polymers can, and sometimes do, dissociate and recover. It means, a polymer that works well at the laboratory Darcy velocity might perform differently at the field-rate.

Wettability and interfacial effects can be involved in some cases if the polymer contains amphiphilic or surface-active groups, but these mechanisms are different from mobility control. In addition, if a study indicates extra recovery due to microscopic displacement, then IFT, contact-angle, microscopy, or residual-saturation tests should provide complementary proof, instead of relying on recovery [11,21].

Laboratory Coreflood, Sandpack, and Micro-model Evidence

Most of the core flooding studies in a sandstone system have been done in Berea sandstone or natural reservoir cores containing rocks with permeabilities from 50 to 5,000 mD (milli-darcies). Under high-salinity conditions (50,000-200,000 mg/L TDS-total dissolved solids), the salt-tolerant polymers have shown better results than HPAM in terms of additional oil recovery, that is, reported additional recoveries range from 8 to 25% OOIP (original oil in place) for salt tolerant polymers and range from 3 to 12% OOIP of HPAM for brines more than 50,000 mg/L TDS. The displacement performance of the salt-tolerant terpolymer at HSH (high-salinity high-temperature) conditions is shown in Fig. 6 [9].

HAPs have particularly good results. The additional recoveries range from 15 to 22% OOIP for several studies using high-salinity brines (> 100,000 mg/L TDS) [13,23]. Most of those studies used polymer concentrations of 1,500–3,000 mg/L, which are significantly higher than the concentrations of 500–1,500 mg/L used for HPAM. The issues related to higher polymer concentrations should have been mentioned by those studies.

After sandstones, the core flooding studies in carbonate systems are rarer but are increasing. Some difficulties in testing carbonate rocks are higher polymer adsorption on the positively charged carbonate surface, more heterogeneous pore systems, and usually water-wet or mixed-wet conditions at the start. Sulfonated and zwitterionic polymers have achieved some success in carbonate cores with the additional recoveries of 5–15% at salinities of up to 200,000 mg/L TDS [19,24]. Lower recoveries in comparison to sandstones reveal higher adsorption losses and more complicated displacement physics in carbonates.

Micromodel studies offer direct observation of pore-scale displacement processes that researchers cannot observe during core floods. Recent work done with micromodels has illustrated that salt-tolerant polymers, and especially viscoelastic HAPs and amphiphilic systems, can mobilize additional residual oil ganglia compared to HPAM at high-salinity brine conditions [5]. Sandpack flooding studies provide an intermediate scale between micromodels and cores while allowing for higher flow rates, larger pore volumes, and more complex porous media than micromodel systems. A number of research groups have utilized sandpack floods to screen for many salt-tolerant polymer candidates before moving to work with core flooding and have publicized recovery factor ranges of 45 to 75% OOIP for optimized salt-tolerant formulations and 30 to 55% for HPAM under high-salinity conditions [25,26].

Field Applications, Pilots, and Scale-Up

The transition from the lab to the field is one of the most difficult tasks for the salt-tolerant polymer technology. Although HPAM polymer flooding was applied successfully on multiple commercial scales in many fields (notably Daqing—China, Mangala—India, etc.), the field experience concerning salt-tolerant polymer flooding in the context of high-salinity high-temperature conditions is not widespread [8,27]. The disparity between laboratory and field data particularly concerning salt-tolerant polymers emphasizes the critical problem in the state-of-the-art knowledge regarding polymer flooding in real life scenarios. The data gaps require attention in terms of an investment in field tests, improved handling of polymers in harsh treatments, and better reporting of field pilot results.

Field trials introduce other limits that are not present in laboratory recovery rates. Specifically, polymer

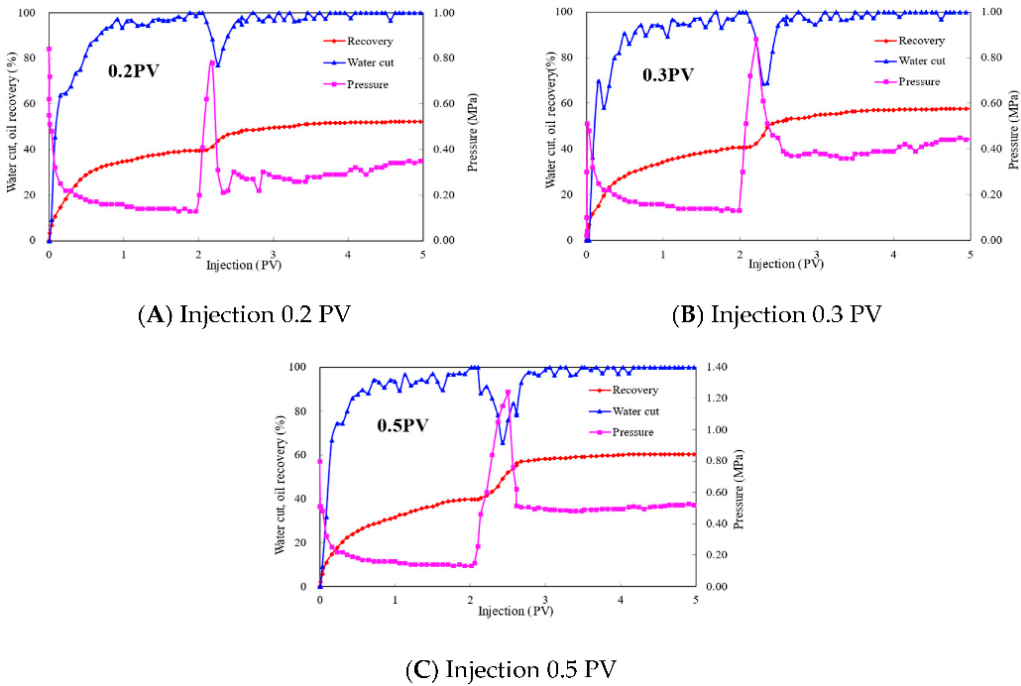


Figure 6. Oil displacement effect curves for the salt-tolerant AM/AMPS/NVP/DS-16 terpolymer (QJ75-39) at 95 C and TDS 55,377 mg/L for different polymer slug sizes (0.2, 0.3, and 0.5 PV). **Note:** the technical designation AM/AMPS/NVP/DS-16 reflects the four comonomers introduced during synthesis; sodium acrylate, present as a fifth structural unit formed by partial post-polymerization hydrolysis of acrylamide residues, is not listed in the trade name but is part of the final polymer structure (see Figure 3)

Incremental recovery increases from 12.76% to 20.65% as slug size increases, demonstrating the critical importance of adequate polymer slug volume. Reprinted from [9].

Table 3. Representative field/pilot examples compiled in the supplied review; public recovery disclosure is incomplete for several cases

Field	Country	Polymer	Reservoir	T, °C	Salinity, mg/L TDS	Reported outcome	Status
Daqing	China	HPAM	Sandstone	45	6,000	12–14% OOIP	Commercial
Mangala	India	HPAM	Sandstone	60	7,000	8–10% OOIP	Commercial
Captain	UK	AM/ATBS copolymer	Sandstone	30	35,000	Positive (undisclosed)	Commercial
Bockstedt	Germany	AM/AMPS/NVP terpolymer	Sandstone	60	220,000	Under evaluation	Pilot
Marmul	Oman	Modified PAM	Carbonate	50	8,000	Improved sweep	Pilot
Shengli	China	AM/AMPS copolymer	Sandstone	70	30,000	4–6% OOIP	Pilot
Xinjiang	China	HAP	Sandstone	65	70,000	5–8% OOIP	Pilot
Tambaredjo	Suriname	HPAM (modified)	Sandstone	38	3,000	2–4% OOIP	Pilot

must be factory produced, transported, hydrated with available water, then filtered before injection with control of injection conditions. Formulations requiring lab-grade water and time for reaction can lose their performance in this process. Therefore, considerable effort is placed on establishing a good conditions for mixing the formulations and quality control of the product [8,27]. For real high-salinity systems, public data lacks significantly. The review notes pilots with modified or sulfonated polymers in Germany, Oman, and China, however, often the literature records only qualitative responses to production or polymer

structure. Lacking any mechanism of public reporting, it is impossible to properly validate laboratory-derived predictions. An economic interpretation should take into account all chemical costs. Specialty monomers such as ATBS, NVP and others can increase the price of polymer several times relative to the commodity HPAM. If a polymer allows achieving the same viscosity at lower concentration or preserving viscosity sufficient to reduce overall injected amount, this can justify the pricing. However, if high recovery factor is produced but the polymer was used at high concentration, it will definitely fail when analyzed

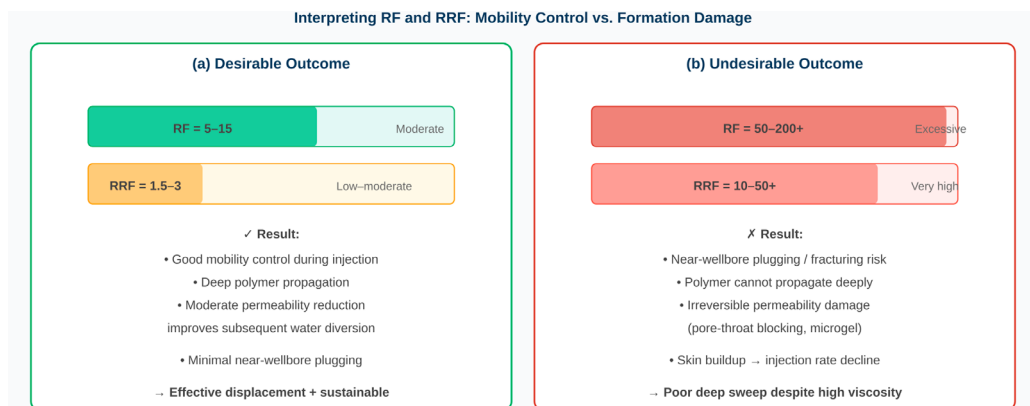


Figure 7. Conceptual interpretation of RF and RRF

a) desirable outcome with moderate RF providing mobility control and low RRF indicating minimal formation damage; b) undesirable outcome with excessive RF causing near-wellbore plugging and high RRF indicating irreversible permeability damage

Original figure by the authors, based on [29]) and [24].

in a net-present-value framework so that it should be perceived not only as a technical metric but also an efficiency assessment on a chemical basis.

Produced-water treatment is another issue with scaling up. Salt-tolerant polymers should be soluble in concentrated brine by design, which complicates separation during produced-water treatment. Residual polymer can affect flotation, filtration, membrane separation, etc. Therefore, field testing should include evaluation of properties of the polymers with respect to the whole train of water-treatment methods [28].

Injectivity, Retention, and Key Performance Parameters

Polymer flooding performance is evaluated based on several interrelated factors beyond simple oil recovery factors.

Viscosity and concentration. The polymer viscosity in reservoir conditions (T, salinity, shear rate) frequently defines the actual mobility ratio. Salt-tolerant high-associative polymers requiring very high concentrations (> 2000 mg/L) to reach the required viscosity may become less economic even if they show good technical feasibility.

Injectivity. It is necessary to inject the polymer solutions to sufficient rates without causing the fracture of formations to keep the project profitable. High-associative polymers can demonstrate very high effective viscosities at low physical conditions due to intense intermolecular interactions. The ratio of viscosity in reservoir shear conditions to viscosity at near-well conditions (viscoelastic shear-thinning effect) is a very important design parameter [6].

RRF. The reduction of permeability due to retained polymer after flooding causes problems for further water injection and well injectivity. High RRF values (>5) indicate significant formation damage, while the moderate RRF values (1.5–3.0) can help with additional mobility control. Generally, salt-tolerant

polymers have relatively comparable or slightly worse RRF compared to HPAM at an equal mass concentration likely due to the decreased extent of adsorption for sterically Shields polymer molecules [24,29].

Long-term stability. The polymer viscosity has to be retained during the period of polymer residency time in the reservoir (can vary in the range of months to years). The most relevant data on the stability are provided by long-term stability tests conducted at reservoir temperature under deoxygenated synthetic brine for the period 1–12 months. AM/ATBS/NVP terpolymers retained >70% of viscosity after 12 months at 120°C, which is the best proven long-term performance for polymer chemistry [16,30].

Retention is often treated as a single number of adsorption, but four different processes may contribute to retention: equilibrium adsorption on mineral surfaces, mechanical trapping of large molecules or microgel, hydrodynamic trapping under flow conditions, and inaccessible volume that affects the apparent transport rate of the fluid. The relative importance of these processes may change with high salinity. First, electrostatic screening may enhance adsorption of anionic polymers by weakening charge repulsion from negatively charged sandstone, while associative polymers may form larger transient structures leading to mechanical trapping. A zwitterionic polymer will show another behavior because outside salt can alter both chain conformation and surface interaction.

Thus, static adsorption tests are not enough for EOR screening. They can be used for determining strong chemical affinity but cannot replicate deformation and transport through the pore throat. Dynamic core flooding experiments, especially when polymer concentration is measured from the effluent, can represent a better estimate of retention, especially together with post-flood permeability. If a polymer shows lower than static adsorption but much

higher RRF than HPAM, then mechanical retention is dominating and materials' behavior cannot be described only as "low-adsorption". Retention also has an effect on economic side since the polymer mass remaining around the injector is of no use in terms of deep sweep even if it creates strong local RF. For pattern flood, useful chemical is the amount that expands to make a difference in interwell mobility. This provides a relevant performance metric: incremental oil per kilogram of polymer that travels away from near well bore region. Although hard to measure directly, tracer and produced-polymer data constrain estimation based on simulations [17,29].

Comparative Assessment of Reported Recovery
Consistently, the literature shows that salt-tolerant polymers outperform HPAM only if conditions in the experiment are harsh enough to reveal weaknesses of HPAM. Under laboratory conditions, the difference in performance may narrow or even disappear since HPAM is cheap, highly viscous, and easy to prepare. Therefore, the relevant question is not whether a novel polymer can outperform HPAM somewhere, but where optimal conditions lie in terms of salinity, hardness, temperature, permeability, and oil viscosity. Very few studies describe this crossover in a systematic way.
A more accurate comparison is recovery efficiency per injected polymer mass or unit cost of pressure. Unfortunately, few papers report enough data to calculate these metrics. Although a 20% OOIP increment achieved with 3000 mg/L polymer and 0.6 PV may seem very promising, it may be less economically rewarding than a 14% OOIP recovery with 1000 mg/L and 0.3 PV. An associative polymer that creates large pressure increase may be unsuitable near fracture pressure regardless of high laboratory recovery. Future meta-analyses should normalize polymer mass, pore volume, and mobility reduction whenever it is possible.

Table 4. Reservoir-oriented screening logic for salt-tolerant polymer displacement

Reservoir constraint	Polymer strategy to prioritize	Reason / condition to verify
Moderate salinity / established field infrastructure	Sulfonated AMPS/ ATBS copolymers	Maturity, manageable injectivity, supply scale
High temperature + high salinity	ATBS/NVP-containing terpolymers	Hydrolytic/thermal protection plus brine tolerance
Extreme salinity / strong ionic environment	Zwitterionic or amphoteric polymers	Anti-polyelectrolyte response; verify adsorption
High-permeability heterogeneous reservoir	HAP/amphiphilic associative polymer	Strong mobility control and diversion; verify pressure
Low-permeability reservoir	Lower-MW or optimized sulfonated polymer	Filterability/injectivity dominate over maximum viscosity
Environmental/water-treatment constraint	Biopolymer or lower-toxicity hybrid	Potential sustainability benefit; verify microbial/thermal stability

For the purpose of quantitative synthesis, incremental recovery should be described with a small

set of normalized descriptors. First is polymer dose per pore volume, calculated from concentration and injected PV. Second is mobility-control intensity, ideally representative RF or mobility ratio under reservoir flow conditions. The third is pressure utilization, for example incremental recovery per unit pressure increase in relation to waterflood. Fourth is propagation efficiency: based on produced polymer mass related to injected polymer mass where possible. These descriptors would permit more fair comparisons among studies with different concentrations and slug sizes.

Why Cross-Study Recovery Data Remain Difficult to Compare

The biggest methodological gap is in the reporting of research. Salinity is sometimes discussed in terms of NaCl concentration and other times in terms of TDS. Hardness is sometimes simply omitted. The molecular weight of the polymer, degree of hydrolysis, and rheology (particularly viscometer shear rates being unrelated to porous-flow) are often unreported. Information regarding pore volume, permeability distribution, or initial wettability may be missing from the core data. All of this uncertainty makes cross-study synthesis challenging, even when all aspects of the individual studies might be considered internally valid.
The second gap is simply the lack of head-to-head comparisons under matched conditions. Clearly, novel polymers are tested under the conditions for which they were optimized, while HPAM is tested at the same mass concentration and not the same viscosity target or mobility ratio. Both are valid and legitimate comparisons but yield answers to different questions. If using equal concentration evaluates thickening efficiency, equal viscosity evaluation determines if there might be other mechanisms that improve displacement beyond mobility control. Experimental studies should simply report which evaluation is being considered.
Third, short-term corefloods underestimate risks that would be present during prolonged use. Both, a polymer can be injected immediately following preparation, thereby avoiding months of chemical aging that would happen in a reservoir, and a polymer might suffer a high degree near-wellbore mechanical stress, which cannot be replicated with low rate corefloods. Integrated protocols should involve aging, controlled mechanical degradation, and porous-media testing following these steps.
Fourth, the amount of field evidence is still far less than laboratory evidence. Field pilots represent heterogeneity, well-pattern interactions, water-treatment limitations, and supply chain variability not observed with cores. Public reporting often reveals what happened without complete chemical and injection history, which could provide insight into the response. Thus, publically available pilot datasets are crucial in discerning whether there are salt-tolerance advantages identified in laboratory conditions that persist in field situations [8,27,31].

Finally, stronger uncertainty treatment is urgently needed in the displacement literature. Replicate floods are uncommon, and small variations in core properties could create recovery differences comparable with the polymer advantage claimed. Reporting uncertainty in porosity, permeability, saturation, injected PV, pressure, and recovered volume would make conclusions much more robust and would benefit future datasets that rely on machine-learning.

Conflicting conclusions regarding injectivity also often result from differences in permeability. A polymer described as easy to inject in a multi-Darcy sandpack can be completely unsuitable for a 100–300 mD reservoir core. Thus, the molecular weight, aggregate size, and filterability need to be always understood with respect to pore-throat size. The same goes for adsorption: a formulation that is advantageous for quartz-dominated sandstone can adsorb very effectively on surfaces rich in carbonate or clay. We thus call for statements such as “polymer X has minor adsorption” replace with statements related to conditions.

Finally, the use of different denominators to report recovery can make results look inconsistent. Some papers report incremental version points of OOIP, other report % after waterflood, and others report total recovery factor. These values are not interchangeable. A review database should always store raw volumes and calculate the common metric rather than comparing the reported percentage directly.

Future Research and Field Qualification

Future laboratory studies should adopt a step-wise workflow: bulk rheology in representative brine, long timescale thermal/chemical aging, multiple mechanical-shear tests, filtration and adsorption, matched-condition coreflooding, and imaging of saturation re-distribution. Candidate polymers that do not meet the initial stages of the transport criteria should not proceed to the next stages

simply because they might achieve high zero-shear viscosity; this workflow would minimize the number of spectacular, but unusable, formulations.

Monitoring field-scale deployment should also be a part of polymer assessment. Measurement of produced-polymer concentration, inter-well tracers, injection-pressure history, production logging, and time-lapse saturation diagnostics can tell us whether or not the polymer propagated to the desired area, and if the incremental oil was produced because of better sweep. Relating these measurements to reservoir simulation will also enable to test, rather than assume, lab-derived rheology and retention parameters [27,28].

For high salinity reservoirs, the most promising avenue is probably not just one “universal” polymer, but a more condition-specific approach. Sulfonated polymers may remain optimal only because supply chain scale and robustness are the most important aspects; zwitterionic/polyampholyte systems may be a good option under extreme salinity; and hydrophobically associating systems may only be viable in contexts which permeability can accommodate their network size. In that case, field screening should be framed as multi-objective optimization of efficiency, injectivity, stability, cost, and environmental impacts.

An academic program of field qualification should progress through distinct decision gates. Gate 1 would be fluid compatibility: must be dissolved in make-up water, have brine stability, should have no precipitation, and should have acceptable filterability. Gate 2 includes rheological durability after aging and applying field-representative mechanical shearing. Gate 3 is rock compatibility – includes adsorption, RF/RRF and injectivity in typical cores. Gate 4 is displacement performance against a commercial reference (under matched conditions). Only at that point, piloting design can begin.

Pilot design should include sufficiently long baseline period to distinguish between the polymer's effects

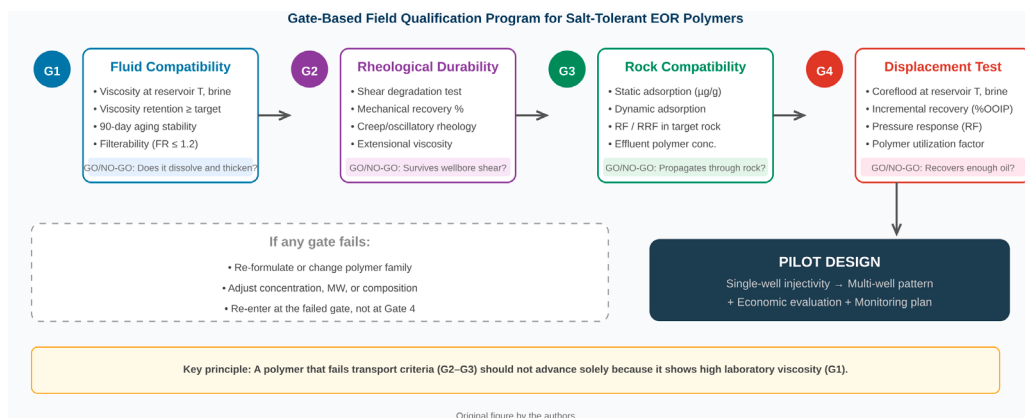


Figure 8. Proposed gate-based field qualification program for salt-tolerant EOR polymers

Each decision gate (G1–G4) establishes explicit go/no-go criteria before advancing to the next evaluation tier. A polymer that fails transport criteria should not progress solely on the basis of high laboratory viscosity. Original figure by the authors.

and natural production variations. Injection devices need high-frequency pressure and flow-rate surveillance, while matrix producers need to be sampled for polymer breakthrough, salinity, water recession, and tracer tests. Notice we could then compare observed polymer front to predictions from reservoir simulation. An early increase in pressure combined with no response from offset producers may mean that retention operates near the well bore, and not just control of a successful deep mobility. The pilot needs to define also a stopping or reformulation criterion for the injection.

Conclusions

The oil-displacement effectiveness of salt-tolerant polymers relies on the interplay between molecular rheological properties and the behavior of porous media. While salt-tolerance prevents viscosity losses, which is critical for controlling mobility, the incremental recovery as well depends on other pertinent factors such as prior shear history, viscoelasticity, adsorption, visco-mechanical retention, permeability, other forms of heterogeneity, viscosity of oil, concentration of polymer, and slug size. Therefore, having information about salt-tolerance is necessary for the enhanced oil recovery procedure, but it is insufficient on its own.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was funded by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. AP26102717).

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: Ayazhan Beisenbayeva – systematic literature search, data extraction and tabulation, original draft writing; Bauyrzhan Sarsenbekuly – conceptualization and research design, critical analysis of polymer flooding mechanisms, manuscript supervision; Talgat Tikebayev – analysis of field pilot data and scale-up evidence, figure preparation and visualization; Wanli Kang – expert review of polymer chemistry and molecular design sections, final manuscript revision; Yerdos Akimbekuly – comparative assessment of displacement metrics, editing and structuring of the manuscript.

Research from the last decade has demonstrated that sulfonated copolymers are the most mature option for this extreme condition, while other types of polymers (amphiphilic, amphoteric / zwitterionic, hydrophobically associating) achieve stronger rheology under severe salinity. While studies with double-digit incremental oil recovery results under HSHT condition have been recorded, it does not mean that such methods can be employed tactically. However, it should be mentioned that limiting factors for comparing results recorded across studies include non-standardized definitions of brine, polymer doses, and termination points for waterflooding, as well as incomplete pressure and retention reporting.

Thus, the conclusion is made in a conditional way: no family of salts-tolerant polymers can be announced as the most effective from the existing data on oil displacement. The best candidates for polymers include polymers with low mobility reduction at reasonable concentration, those that propagate effectively with low or acceptable RRF, and those that can expose high viscous stability after reasonable aging and shear. The first image obtained in laboratory experiments is to be reported consistently.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Исследование финансировалось Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP26102717).

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: Бейсенбаева А. – систематический поиск литературы, извлечение и систематизация данных, написание первоначального варианта рукописи; Сарсенбекұлы Б. – разработка концепции и дизайна исследования, критический анализ механизмов полимерного заводнения, научное руководство подготовкой рукописи; Тикебаев Т. – анализ данных опытно-промышленных испытаний и масштабирования, подготовка иллюстраций и визуализация данных; Кан В. – экспертная проверка разделов по химии и молекулярному дизайну полимеров, финальная редакция рукописи; Акимбекұлы Е. – сравнительная оценка показателей эффективности вытеснения, редактирование и структурирование рукописи.

REFERENCES

1. Kamal MS, Sultan AS, Al-Mubaiyeh UA, Hussein IA. Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer Reviews*. 2015;55(3):491–530. doi: [10.1080/15583724.2014.982821](https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821).
2. Sheng JJ. Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2015;54(02):116–126. doi: [10.2118/174541-PA](https://doi.org/10.2118/174541-PA).
3. Clarke A, Howe AM, Mitchell J, et al. How viscoelastic-polymer flooding enhances displacement efficiency. *SPE Journal*. 2016;21(03):675–687. doi: [10.2118/174654-PA](https://doi.org/10.2118/174654-PA).
4. Qi P, Ehrenfried DH, Koh H, Balhoff MT. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores by use of viscoelastic polymers. *SPE Journal*. 2017;22(04):1388–1405. doi: [10.2118/179689-PA](https://doi.org/10.2118/179689-PA).
5. Rock A, Hincapie RE, Tahir M, et al. On the role of polymer viscoelasticity in enhanced oil recovery: Extensive laboratory data and review. *Polymers*. 2020;12(10):2276. doi: [10.3390/polym12102276](https://doi.org/10.3390/polym12102276).
6. Jouenne S, Chakibi H, Levitt D. Polymer stability after successive mechanical-degradation events. *SPE Journal*. 2018;23(01):18–33. doi: [10.2118/186103-PA](https://doi.org/10.2118/186103-PA).
7. Browne C.A., Datta S.S. Elastic turbulence generates anomalous flow resistance in porous media. *Science Advances*. 2021;7(45):eabj2619. doi: [10.1126/sciadv.abj2619](https://doi.org/10.1126/sciadv.abj2619).
8. Jouenne S. Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: Selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;195:107545. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107545](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107545).
9. Zhang F, Jiang Y, Liu P, et al. Laboratory experimental study on polymer flooding in high-temperature and high-salinity heavy oil reservoir. *Applied Sciences*. 2022;12(22):11872. doi: [10.3390/app122211872](https://doi.org/10.3390/app122211872).
10. Afolabi RO, Oluyemi GF, Bello KO. Hydrophobically associating polymers for enhanced oil recovery – Part A. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;180:681–698. doi: [10.1016/j.petrol.2019.06.016](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.016).
11. Gou S, Luo S, Liu T, et al. Amphiphilic polymer flooding: A comprehensive review of recent advances and future prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;208(A):109308. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109308](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109308).
12. Si S, Liu Y, Dai C, et al. Salt resistance mechanism and oil displacement performance evaluation of a new zwitterionic polymer. *Energy & Fuels*. 2025;39(28):13443–13453. doi: [10.1021/acs.energyfuels.5c02056](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5c02056).
13. Sarsenbekuly B, Kang W, Fan H, et al. Study of salt tolerance and temperature resistance of a hydrophobically modified polyacrylamide-based copolymer. *Journal of Molecular Liquids*. 2017;233:227–233. doi: [10.1016/j.molliq.2017.03.034](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2017.03.034).
14. Gussenov IS, Mukhametgazy N, Shakhvorostov AV, Kudaibergenov SE. Comparative study of oil recovery using amphoteric terpolymer and hydrolyzed polyacrylamide. *Polymers*. 2022;14(15):3095. doi: [10.3390/polym14153095](https://doi.org/10.3390/polym14153095).
15. Zhao H, Liu D, Kang W, et al. Salt thickening performance and mechanism of an N-vinyl-2-pyrrolidone based amphiphilic polymer. *Journal of Molecular Liquids*. 2024;408:125277. doi: [10.1016/j.molliq.2024.125277](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125277).
16. Seright RS, Skjevra I. Effect of dissolved iron and oxygen on stability of hydrolyzed polyacrylamide polymers. *SPE Journal*. 2015;20(03):433–441. doi: [10.2118/169030-PA](https://doi.org/10.2118/169030-PA).
17. Guo H. How to select polymer molecular weight and concentration to avoid blocking in polymer flooding. SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation; 2017 Nov 7–8; Kuala Lumpur, Malaysia. Available from: onepetro.org/SPESM01/proceedings-abstract/18SM01/18SM01/D011S001R005/220061.
18. Wei B. Flow characteristics of three enhanced oil recovery polymers in porous media. *Journal of Applied Polymer Science*. 2015;132(10):41598. doi: [10.1002/app.41598](https://doi.org/10.1002/app.41598).
19. Fedrizzi RM, de Ceia MAR, Missagia RM, et al. Artificial carbonate rocks: Synthesis and petrophysical characterization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;163:303–310. doi: [10.1016/j.petrol.2017.12.089](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.089).
20. Saboorian-Jooybari H, Dejam M, Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications; SPE Canada Heavy Oil Technical Conference; 2015 June 9–11; Calgary, Alberta, Canada. Available from: onepetro.org/SPECHOC/proceedings-abstract/15CHOC/15CHOC/SPE-174402-MS/181640.
21. El-Hoshoudy AN, Desouky SEM, Elkady MY, et al. Hydrophobically associated polymers for wettability alteration and enhanced oil recovery. *Egyptian Journal of Petroleum*. 2017;26(3):757–762. doi: [10.1016/j.ejpe.2016.10.008](https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.10.008).
22. Gou S, Zhang Q, Ma Y, et al. Self-assembled acrylamide-based copolymer/surfactant with high-temperature resistance for enhanced oil recovery. *Journal of Applied Polymer Science*. 2017;134:45202. doi: [10.1002/app.45202](https://doi.org/10.1002/app.45202).
23. Tiwari AK, Pandya NS, Said Z, et al. 3S (Sonication, surfactant, stability) impact on the viscosity of hybrid nanofluid with different base fluids: An experimental study. *Journal of Molecular Liquids*. 2021;328:115455. doi: [10.1016/j.molliq.2021.115455](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.115455).
24. Kakati A, Kumar G, Sangwai JS. Low salinity polymer flooding: Effect on polymer rheology, injectivity, retention, and oil recovery efficiency. *Energy & Fuels*. 2020;34(5):5715–5732. doi: [10.1021/acs.energyfuels.0c00393](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c00393).
25. Jiang W, Hou Z, Wu X, et al. A New Method for Calculating the Relative Permeability Curve of Polymer Flooding Based on the Viscosity Variation Law of Polymer Transporting in Porous Media. *Molecules*. 2022;27(12):3958. doi: [10.3390/molecules27123958](https://doi.org/10.3390/molecules27123958).
26. Chen Q, Wang Y, Lu Z, Feng Y. Thermoviscosifying polymer used for enhanced oil recovery: Rheological behaviors and core flooding test. *Polymer Bulletin*. 2019;76:3601–3617. doi: [10.1007/s00289-012-0798-7](https://doi.org/10.1007/s00289-012-0798-7).
27. Delamaide E. Polymer flooding of heavy oil – From screening to full-field extension; SPE Improved Oil Recovery Conference; 2018 April 14–18; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/18IOR/18IOR/D041S018R006/215756.
28. Zeynalli M, Mushtaq M, Al-Shalabi EW, et al. A comprehensive review of viscoelastic polymer flooding in sandstone and carbonate rocks. *Scientific Reports*. 2023;13:17679. doi: [10.1038/s41598-023-44896-9](https://doi.org/10.1038/s41598-023-44896-9).
29. Zhang G, Seright RS. Hydrodynamic retention and rheology of EOR polymers in porous media; SPE International Symposium on Oilfield Chemistry; 2015 April 13–15; The Woodlands, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/15OCS/15OCS/D011S003R006/182647.
30. Gaillard N, Giovannetti B, Favero C, et al. New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Condition; SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2014 April 12–16; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/14IOR/14IOR/SPE-169108-MS/211100.
31. Thomas A. *Provides an easy-to-read introduction to the area of polymer flooding to improve oil production*. Wiley; 2019. 36 p.

32. Gonçalves Pereira CE, da Cruz GA, Pereira Filho L, et al. Experimental analysis of pressure drop in the flow of Newtonian fluid in coiled tubing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;179:318–328. doi: [10.1016/j.petrol.2019.04.082](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.082).
33. Yang H, Pan S, Jiang H, et al. Study of a high salt tolerant amphiphilic polymer and its salt thickening mechanism. *Journal of Molecular Liquids*. 2024;400:124552. doi: [10.1016/j.molliq.2024.124552](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.124552).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kamal M.S., Sultan A.S., Al-Mubaiyeh U.A., Hussein I.A. Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems // *Polymer Reviews*. 2015. Vol. 55, Issue 3. P. 491–530. doi: [10.1080/15583724.2014.982821](https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821).
2. Sheng J.J. Status of polymer-flooding technology // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2015. Vol. 54, Issue 02. P. 116–126. doi: [10.2118/174541-PA](https://doi.org/10.2118/174541-PA).
3. Clarke A., Howe A.M., Mitchell J., et al. How viscoelastic-polymer flooding enhances displacement efficiency // *SPE Journal*. 2016. Vol. 21, Issue 03. P. 675–687. doi: [10.2118/174654-PA](https://doi.org/10.2118/174654-PA).
4. Qi P., Ehrenfried D.H., Koh H., Balhoff M.T. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores by use of viscoelastic polymers // *SPE Journal*. 2017. Vol. 22, Issue 04. P. 1388–1405. doi: [10.2118/179689-PA](https://doi.org/10.2118/179689-PA).
5. Rock A., Hincapie R.E., Tahir M., et al. On the role of polymer viscoelasticity in enhanced oil recovery: Extensive laboratory data and review // *Polymers*. 2020. Vol. 12, Issue 10. doi: [10.3390/polym12102276](https://doi.org/10.3390/polym12102276).
6. Jouenne S., Chakibi H., Levitt D. Polymer stability after successive mechanical-degradation events // *SPE Journal*. 2018. Vol. 23, Issue 01. P. 18–33. doi: [10.2118/186103-PA](https://doi.org/10.2118/186103-PA).
7. Browne C.A., Datta S.S. Elastic turbulence generates anomalous flow resistance in porous media // *Science Advances*. 2021. Vol. 7, No. 45. doi: [10.1126/sciadv.abj2619](https://doi.org/10.1126/sciadv.abj2619).
8. Jouenne S. Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: Selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 195. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107545](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107545).
9. Zhang F., Jiang Y., Liu P., et al. Laboratory experimental study on polymer flooding in high-temperature and high-salinity heavy oil reservoir // *Applied Sciences*. 2022. Vol. 12, Issue 22. doi: [10.3390/app122211872](https://doi.org/10.3390/app122211872).
10. Afolabi R.O., Oluyemi G.F., Bello K.O. Hydrophobically associating polymers for enhanced oil recovery – Part A // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 180. P. 681–698. doi: [10.1016/j.petrol.2019.06.016](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.016).
11. Gou S., Luo S., Liu T., et al. Amphiphilic polymer flooding: A comprehensive review of recent advances and future prospects // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208, Part A. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109308](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109308).
12. Si S., Liu Y., Dai C., et al. Salt resistance mechanism and oil displacement performance evaluation of a new zwitterionic polymer // *Energy & Fuels*. 2025. Vol. 39, Issue 28. P. 13443–13453. doi: [10.1021/acs.energyfuels.5c02056](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5c02056).
13. Sarsenbekuly B., Kang W., Fan H., et al. Study of salt tolerance and temperature resistance of a hydrophobically modified polyacrylamide-based copolymer // *Journal of Molecular Liquids*. 2017. Vol. 233. P. 227–233. doi: [10.1016/j.molliq.2017.03.034](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2017.03.034).
14. Gussenov I.Sh., Mukhametgazy N., Shakhvorostov A.V., Kudaibergenov S.E. Comparative study of oil recovery using amphoteric terpolymer and hydrolyzed polyacrylamide // *Polymers*. 2022. Vol. 14, Issue 15. doi: [10.3390/polym14153095](https://doi.org/10.3390/polym14153095).
15. Zhao H., Liu D., Kang W., et al. Salt thickening performance and mechanism of an N-vinyl-2-pyrrolidone based amphiphilic polymer // *Journal of Molecular Liquids*. 2024. Vol. 408. doi: [10.1016/j.molliq.2024.125277](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125277).
16. Seright R.S., Skjevrak I. Effect of dissolved iron and oxygen on stability of hydrolyzed polyacrylamide polymers. *SPE Journal*. 2015. Vol. 20, Issue 03. P. 433–441. doi: [10.2118/169030-PA](https://doi.org/10.2118/169030-PA).
17. Guo H. How to select polymer molecular weight and concentration to avoid blocking in polymer flooding. SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation; Nov 7–8, 2017; Kuala Lumpur, Malaysia. Available from: onepetro.org/SPESM01/proceedings-abstract/18SM01/18SM01/D011S001R005/220061.
18. Wei B. Flow characteristics of three enhanced oil recovery polymers in porous media // *Journal of Applied Polymer Science*. 2015. Vol. 132, Issue 10. doi: [10.1002/app.41598](https://doi.org/10.1002/app.41598).
19. Fedrizzi R.M., de Ceia M.A.R., Missagia R.M., et al. Artificial carbonate rocks: Synthesis and petrophysical characterization // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 163. P. 303–310. doi: [10.1016/j.petrol.2017.12.089](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.089).
20. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications; SPE Canada Heavy Oil Technical Conference; June 9–11, 2015; Calgary, Alberta, Canada. Available from: onepetro.org/SPECHOC/proceedings-abstract/15CHOC/15CHOC/SPE-174402-MS/181640.
21. El-Hoshoudy A.N., Desouky S.E.M., Elkady M.Y., et al. Hydrophobically associated polymers for wettability alteration and enhanced oil recovery // *Egyptian Journal of Petroleum*. 2017. Vol. 26, Issue 3. P. 757–762. doi: [10.1016/j.ejpe.2016.10.008](https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.10.008).
22. Gou S., Zhang Q., Ma Y., et al. Self-assembled acrylamide-based copolymer/surfactant with high-temperature resistance for enhanced oil recovery // *Journal of Applied Polymer Science*. 2017. Vol. 134. doi: [10.1002/app.45202](https://doi.org/10.1002/app.45202).
23. Tiwari A.K., Pandya N.S., Said Z., et al. 3S (Sonication, surfactant, stability) impact on the viscosity of hybrid nanofluid with different base fluids: An experimental study // *Journal of Molecular Liquids*. 2021. Vol. 328. doi: [10.1016/j.molliq.2021.115455](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.115455).
24. Kakati A., Kumar G., Sangwai J.S. Low salinity polymer flooding: Effect on polymer rheology, injectivity, retention, and oil recovery efficiency // *Energy & Fuels*. 2020. Vol. 34, Issue 5. P. 5715–5732. doi: [10.1021/acs.energyfuels.0c00393](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c00393).
25. Jiang W., Hou Zh., Wu X., et al. A New Method for Calculating the Relative Permeability Curve of Polymer Flooding Based on the Viscosity Variation Law of Polymer Transporting in Porous Media // *Molecules*. 2022. Vol. 27, Issue 12. doi: [10.3390/molecules27123958](https://doi.org/10.3390/molecules27123958).
26. Chen Q., Wang Y., Lu Z., Feng Y. Thermoviscosifying polymer used for enhanced oil recovery: Rheological behaviors and core flooding test // *Polymer Bulletin*. 2019. Vol. 76. P. 3601–3617. doi: [10.1007/s00289-012-0798-7](https://doi.org/10.1007/s00289-012-0798-7).
27. Delamaide E. Polymer flooding of heavy oil – From screening to full-field extension; SPE Improved Oil Recovery Conference; April 14–18, 2018; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/18IOR/18IOR/D041S018R006/215756.
28. Zeynalli M., Mushtaq M., Al-Shalabi E.W., et al. A comprehensive review of viscoelastic polymer flooding in sandstone and carbonate rocks // *Scientific Reports*. 2023. Vol. 13. doi: [10.1038/s41598-023-44896-9](https://doi.org/10.1038/s41598-023-44896-9).
29. Zhang G., Seright R.S. Hydrodynamic retention and rheology of EOR polymers in porous media; SPE International Symposium on Oilfield Chemistry; April 13–15, 2015; The Woodlands, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/15OCS/15OCS/D011S003R006/182647.

30. Gaillard N., Giovannetti B., Favero C., et al. New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Condition; SPE Improved Oil Recovery Symposium; April 12–16, 2014; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/14IOR/14IOR/SPE-169108-MS/211100.
31. Thomas A. Provides an easy-to-read introduction to the area of polymer flooding to improve oil production. Wiley, 2019. 36 p.
32. Gonçalves Pereira C.E., da Cruz G.A., Pereira Filho L., et al. Experimental analysis of pressure drop in the flow of Newtonian fluid in coiled tubing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 179. P. 318–328. doi: [10.1016/j.petrol.2019.04.082](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.082).
33. Yang H., Pan S., Jiang H., et al. Study of a high salt tolerant amphiphilic polymer and its salt thickening mechanism // Journal of Molecular Liquids. 2024. Vol. 400. doi: [10.1016/j.molliq.2024.124552](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.124552).

AUTHORS' INFO***Ayazhan Beisenbayeva**

ORCID 0009-0002-6756-7303

e-mail: a.beisenbayeva@kbtu.kz.**Bauyrzhan Sarsenbekuly**

PhD, Professor

ORCID 0000-0002-8145-0542

e-mail: b.sarsenbekuly@kbtu.kz.**Talgat Tikebayev**

PhD, Associate Professor

ORCID 0009-0007-2190-944X

e-mail: t.tikebayev@kbtu.kz.**Wanli Kang**

PhD, Professor

ORCID 0000-0001-5196-6081

e-mail: w.kang@kbtu.kz.**Yerdos Akimbekuly**

ORCID 0009-0001-0492-1443

e-mail: y.akimbekuly@kbtu.kz.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Бейсенбаева Аяжан**

ORCID 0009-0002-6756-7303

e-mail: a.beisenbayeva@kbtu.kz.**Сарсенбекұлы Бауыржан**

PhD, профессор

ORCID 0000-0002-8145-0542

e-mail: b.sarsenbekuly@kbtu.kz.**Тикебаев Талгат**

PhD, ассоциированный профессор

ORCID 0009-0007-2190-944X

e-mail: t.tikebayev@kbtu.kz.**Кан Ванли**

PhD, профессор

ORCID 0000-0001-5196-6081

e-mail: w.kang@kbtu.kz.**Акимбекұлы Ердос**

ORCID 0009-0001-0492-1443

e-mail: y.akimbekuly@kbtu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 004.896
CSCSTI 28.23.29

DOI: [10.54859/kjogi109018](https://doi.org/10.54859/kjogi109018)

Received: 22.06.2026.

Accepted: 30.07.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Digital Monitoring of The Use of Personal Protective Equipment at Industrial Facilities Using Neural Network Architectures

Galymzhan S. Abdimanap^{1,2}, Anel N. Alimova¹, Kairat A. Bostanbekov¹,
Renat Ye. Abdrakhmanov¹, Dana Orenkyzy¹, Daniyar B. Nurseitov^{1,2}

¹KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

²Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Ensuring employees occupational safety at the oil and gas industry facilities remains a relevant objective, as far as traditional monitoring methods for the use of Personal Protective Equipment (PPE) are based on manual visual inspections and are susceptible to human factor. Most existing computer vision systems are limited to detecting only a small number of 2–6 classes of PPE categories and to verifying the anatomical consistency between detected protective equipment and the corresponding body parts of employees.

Aim: Developing and validating a digital monitoring method for compliance with PPE use requirements based on neural network architectures, integrating algorithms for object detection, human pose estimation, and anatomical matching of PPE elements in real time mode.

Materials and methods: A unique dataset of 16352 images (after augmentation) containing 13 object classes, including 6 types of PPE and 6 negative classes was created for training the model. The YOLOv8 model was used for object detection, and HRNet for human pose estimation. A two-tier video stream processing architecture was implemented, combining object tracking (BoT-SORT), spatial and anatomical matching and TensorRT quantization to improve system performance.

Results: During the training phase, the YOLOv8 model achieved Precision = 0.98, Recall = 0.97, and F1 = 0.94. When testing the developed system on 16 video files obtained from industrial sites, the system achieved a precision of 96.58%, a recall of 68.48%, and an F1 score of 0.8014. Detecting small objects (gloves) in cropped images improves detection efficiency by 2-3 times compared to full-frame processing.

Conclusion: The developed approach, combining the YOLOv8 and HRNet models and an anatomical matching algorithm, provides effective digital monitoring of compliance with PPE requirements in real-world production conditions. The obtained results confirm the potential of its application in the development of intelligent industrial safety monitoring systems at industrial facilities.

Keywords: big industrial safety; personal protective equipment; computer vision; YOLOv8 neural network; HRNet; human pose estimation; object detection.

To cite this article:

Abdimanap GS, Alimova AN, Bostanbekov KA, et al. Digital Monitoring of The Use of Personal Protective Equipment at Industrial Facilities Using Neural Network Architectures. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):76–89. DOI: [10.54859/kjogi109018](https://doi.org/10.54859/kjogi109018).

УДК 004.896
МРНТИ 28.23.29

DOI: [10.54859/kjogi109018](https://doi.org/10.54859/kjogi109018)

Получена: 22.06.2026.

Одобрена: 30.07.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Цифровой мониторинг использования средств индивидуальной защиты на промышленных объектах на основе применения нейросетевых архитектур

Ғ.С. Әбдіманап^{1,2}, А.Н. Алимова¹, К.А. Бостанбеков¹, Р.Е. Абдрахманов¹,
Д. Өренқызы¹, Д.Б. Нурсейтов^{1,2}

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Обеспечение производственной безопасности работников на объектах нефтегазовой отрасли является актуальной задачей, поскольку традиционные методы контроля использования средств индивидуальной защиты (далее – СИЗ) основаны на визуальных осмотрах и подвержены влиянию человеческого фактора. Существующие системы компьютерного зрения, как правило, ограничиваются детекцией 2–6 классов СИЗ и не учитывают анатомическое соответствие защитного оборудования частям тела работника.

Цель. Разработка и апробация метода цифрового мониторинга соблюдения требований по использованию СИЗ на основе нейросетевых архитектур, интегрирующего алгоритмы обнаружения объектов, оценки позы человека и анатомического матчинга элементов СИЗ в режиме реального времени.

Материалы и методы. Для обучения модели создан собственный уникальный датасет из 16352 изображений (после аугментации), содержащий 13 классов объектов, включая 6 типов СИЗ и 6 негативных классов. Для детекции объектов использована модель YOLOv8, для оценки позы человека – HRNet. Реализована двухуровневая архитектура обработки видеопотока, объединяющая трекинг объектов (BoT-SORT), пространственный и анатомический матчинг, а также квантизацию TensorRT для повышения производительности системы.

Результаты. На этапе обучения модель YOLOv8 достигла значений Precision = 0,98, Recall = 0,97 и F1 = 0,94. При тестировании разработанной системы на 16 видеофайлах, полученных с месторождений, достигнуты Precision = 96,58%, Recall = 68,48% и F1-меры = 0,8014. Детекция мелких объектов (перчатки) на обрезанных изображениях позволяет повысить эффективность обнаружения объектов в 2–3 раза по сравнению с полнокадровой обработкой.

Заключение. Разработанный подход, объединяющий модели YOLOv8, HRNet и алгоритм анатомического матчинга, обеспечивает эффективный цифровой мониторинг соблюдения требований по использованию СИЗ в реальных производственных условиях. Полученные результаты подтверждают перспективность его применения при создании интеллектуальных систем мониторинга производственной безопасности на промышленных предприятиях.

Ключевые слова: производственная безопасность, средства индивидуальной защиты, компьютерное зрение, нейросеть YOLOv8, HRNet, оценка позы человека, детекция объектов.

Как цитировать:

Әбдіманап Ғ.С., Алимова А.Н., Бостанбеков К.А., и др. Цифровой мониторинг использования средств индивидуальной защиты на промышленных объектах на основе применения нейросетевых архитектур // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 76–89. DOI: [10.54859/kjogi109018](https://doi.org/10.54859/kjogi109018).

ӨОЖ 004.896

FTAXP 28.23.29

DOI: [10.54859/kjogi109018](https://doi.org/10.54859/kjogi109018)

Қабылданды: 22.06.2026.

Мақұлданды: 30.07.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Нейрондық желі архитектураларын қолдану негізінде өнеркәсіптік объектілерде жеке қорғаныс құралдарын пайдалануды сандық мониторингтеу

Ғ.С. Әбдіманап^{1,2}, Ә.Н. Әлімова¹, Қ.А. Бостанбеков¹, Р.Е. Әбдірахманов¹,
Д. Өренқызы¹, Д.Б. Нұрсейітов^{1,2}

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

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

АНДАТПА

Негіздеу. Мұнай-газ саласы объектілеріндегі қызметкерлердің өндірістік қауіпсіздігін қамтамасыз ету өзекті міндет болып табылады, себебі жеке қорғаныс құралдарын (ЖҚҚ) пайдалануды бақылаудың дәстүрлі әдістері визуалды тексерулерге негізделген және адами фактордың әсеріне ұшырайды. Қолданыстағы компьютерлік көру жүйелері, әдетте, ЖҚҚ-ның 2–6 класын ғана анықтаумен шектеледі және қорғаныс құралдарының қызметкер дене бөліктеріне анатомиялық сәйкестігін ескермейді.

Мақсаты. Нейрондық желі архитектуралары негізінде ЖҚҚ пайдалану талаптарының сақталуын сандық мониторингтеу әдісін әзірлеу және апробациялау, нақты уақыт режимінде объектілерді анықтау, адамның позасын бағалау және ЖҚҚ элементтерінің анатомиялық сәйкестендіру алгоритмдерін біріктіру.

Материалдар мен әдістер. Модельді оқыту үшін 16352 кескіннен тұратын өзіндік бірегей деректер жиынтығы (аугментациядан кейін) құрылды, ол ЖҚҚ-ның 6 түрін және 6 теріс класты қамтитын 13 объект класынан тұрады. Объектілерді детекциялау үшін YOLOv8 моделі, ал адамның позасын бағалау үшін HRNet пайдаланылды. Жүйенің өнімділігін арттыру мақсатында объектілерді бақылауды (BoT-SORT), кеңістіктік және анатомиялық сәйкестендіруді, сондай-ақ TensorRT квантизациясын біріктіретін бейнеағынды өңдеудің екі деңгейлі архитектурасы іске асырылды.

Нәтижелері. Оқыту кезеңінде YOLOv8 моделі Precision = 0,98, Recall = 0,97 және F1 = 0,94 мәндеріне қол жеткізді. Кен орындарынан алынған 16 бейнефайлда әзірленген жүйені тестілеу барысында Precision = 96,58%, Recall = 68,48% және F1-өлшемі = 0,8014 нәтижелеріне қол жеткізілді. Кесілген кескіндердегі ұсақ объектілерді (қолғаптарды) детекциялау толық кадрлы өңдеумен салыстырғанда объектілерді анықтау тиімділігін 2–3 есе арттыруға мүмкіндік береді.

Қорытынды. YOLOv8 және HRNet модельдерін, сондай-ақ анатомиялық сәйкестендіру алгоритмін біріктіретін әзірленген тәсіл нақты өндірістік жағдайларда ЖҚҚ пайдалану талаптарының сақталуын тиімді сандық мониторингтеуді қамтамасыз етеді. Алынған нәтижелер оның өнеркәсіптік кәсіпорындарда өндірістік қауіпсіздікті мониторингтеудің зияткерлік жүйелерін құру кезінде қолданылу перспективаларын растайды.

Негізгі сөздер: өндірістік қауіпсіздік, жеке қорғаныс құралдары, компьютерлік көру, YOLOv8 нейрондық желісі, HRNet, адамның позасын бағалау, объектілерді детекциялау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Әбдіманап Ғ.С., Әлімова Ә.Н., Бостанбеков Қ.А., және б. Нейрондық желі архитектураларын қолдану негізінде өнеркәсіптік объектілерде жеке қорғаныс құралдарын пайдалануды сандық мониторингтеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 76–89 б.

DOI: [10.54859/kjogi109018](https://doi.org/10.54859/kjogi109018).

Introduction

In modern industry employee safety is a key element of effective process organization. Failure to comply with personal protective equipment (PPE) usage regulations poses a direct threat to the health and lives of employees, leading to the implementation of innovative technologies to automate the PPE use monitoring. Traditional approaches based on manual visual inspections and periodic checks are susceptible to human error and delays in identifying safety rules violation [1, 2]. Today, there are two main approaches to PPE monitoring such as sensor-based methods based on radio frequency identification and the Internet of Things [1, 2] and machine vision methods using deep learning algorithms [3–15]. The second group of methods has attracted particular attention due to their ability to analyze visual data without the involvement of additional means. However, existing solutions are primarily limited to detecting a few classes of objects and are not always capable of verifying the correct wearing of PPE.

The purpose of the study is to develop a digital monitoring method for compliance with PPE use standards at industrial sites, combining employee detection (YOLOv8), human pose estimation (HRNet), detection of 13 classes of PPE objects, and anatomical matching to verify the correct wearing of PPE in real time mode.

Literature review

This section reviews key research in the field of automated PPE detection using deep learning methods. The reviewed works reflect the main development directions in this field, including the application of deep learning algorithms, transfer learning methods and various approaches to improving PPE detection accuracy.

Xiong R. and Tang P. [4] proposed a method for detecting compliance with PPE use at construction yards based on employee pose analysis using pose estimation technology, instead of traditional object detection. In the proposed approach, the employee's body is represented as a skeletal model, and individual body parts are used as spatial landmarks to define part attention regions where the presence of relevant PPE elements (e.g., a hard hat on the head, a vest on the upper body) are expected to be worn. To localize these regions, the authors developed a set of rules based on human anatomical features, after which they used convolutional neural networks to classify the extracted image fragments.

Experimental results demonstrated the high efficiency of the proposed approach: the F1-score was 96.95% for detecting hard hats and 94.61% for detecting vests. Furthermore, the developed method demonstrated higher accuracy compared to traditional object detection models, including Faster R-CNN and YOLO. These results demonstrate the potential of using human pose estimation methods for automated compliance control

of industrial safety requirements and monitoring the use of PPE at construction yards.

A number of studies have been devoted to the application of traditional object detection methods for monitoring the use of PPE. In the work of Chen S. and Demachi K. [5], an approach to monitoring compliance with requirements for the use of PPE at nuclear power plant facilities was proposed. To train the model, an annotated dataset was formed, including 3808 images obtained both from webcams installed at an industrial facility and from open internet sources. A separate manually collected dataset was used for testing. In the framework of the study, two classes of objects were considered: a protective helmet and a full-face protective mask. To solve the detection problem, a one-stage YOLOv3 model with the basic Darknet-53 architecture was used. Training was performed in two stages: the first stage involved training with frozen convolutional layers of the basic network, and the second stage involved tweaking the model with unfreezing of all layers. To optimize the training process, the Adam optimizer algorithm with a batch size of 8 and different learning rates at individual stages was used. Based on experimental results, the developed model demonstrated an accuracy of 97.64% and a recall of 93.11%, processing a video stream in real time at 7.96 frames per second (FPS). However, the study is limited to monitoring only two types of PPE and does not consider a wider range of PPE. The authors note the need to expand the dataset and implement the developed model in real-world production conditions as future directions for development.

In a study by Delhi V.S.K., et al. [6], the problem of using PPE on construction yards in real time mode was examined using deep learning and computer vision methods to improve industrial safety. To train the model, the authors manually compiled a dataset consisting of approximately 2 500 images collected from open internet sources. The images were divided into four classes: "SAFE," "UNSAFE," "no clothing" and "no jacket."

The YOLOv3 architecture was used as the object detection model. To improve the robustness and generalization ability of the model, image augmentation methods were used during the data preparation stage, including horizontal flipping and rotation by up to 30°. The dataset was divided into training, validation, and test sets at a ratio of 90%, 8%, and 2%, respectively. Experimental results demonstrated the high efficiency of the proposed model then the mAP, Recall, and F1-score values reach 97%.

Wang Z., et al. [7] investigated the problem of employee compliance with occupational safety requirements using deep learning neural network methods adapted for real-time mode object detection. The authors developed and compared detection models based on the YOLOv3, YOLOv4, and YOLOv5 architectures for recognizing six classes of PPE objects. The CHV dataset [8] containing

1 330 high-quality images was used for training and testing the models. The dataset included six classes of objects: protective helmets of four colors, employee face images and vests. A comparative analysis revealed that the YOLOv5x model achieved the highest detection accuracy, reaching 86.55%, while the YOLOv5s model demonstrated the highest processing speed reaching up to 52 frames per second. The obtained results indicate a tradeoff between detection accuracy and computational efficiency.

Ma L., et al. [9] proposed a combined PPE detection algorithm using a portable version of the YOLOv4 model. A dataset containing approximately 25 000 images obtained from CCTV cameras installed at construction yards was generated to perform experiments. The images were unevenly distributed across six object classes and divided into training and test sets. Two object detection architectures were considered such as YOLOv4 and YOLOv4-Tiny. To improve the accuracy of the models, fine-tuning and optimization were performed using the original dataset. The best results were obtained using the CLSIm YOLOv4 model, based on the Channel and Layer Slimming (CLSIm) method. This approach contributed to reduce the number of model parameters by 98.2%, and to increase the output speed by 1.8 times, and, in the same time, to reduce the mAP value by only 2.1% compared to the baseline model. The results obtained demonstrate the high efficiency of the CLSIm method in reducing computational power and increasing the speed of object detection. In the study by Lo J.-H., Lin L.-K., and Hung C.-C. [10], the problem of developing deep learning algorithms for detecting the use of PPE in real time mode was considered. A dataset containing over 11 000 images was generated for training and evaluating the models. The capabilities of the YOLOv3, YOLOv4, and YOLOv7 architectures were investigated. To improve training quality and reduce the risk of overfitting, data preprocessing methods were used, including image flipping, cropping, noise addition, and color space transformation. A comparative analysis showed that the YOLOv7 model demonstrates the best results, achieving a mAP value of 97.29% with a processing speed (FPS) of 25.02 frames per second. The implemented system achieved a PPE detection accuracy of 97.5%, confirming the effectiveness of modern deep learning models for monitoring safety compliance at industrial facilities in real time mode. The authors note the need to further expand the dataset by including more PPE use scenarios, images with overlaying objects, and negative examples, as well as by improving data collection methods. It should be noted that most images in the dataset were captured under good lighting and favorable weather conditions, which may limit the generalization ability of the model and its effectiveness in more complex industrial conditions.

In the study by Lee Y.-R., et al. [11], a computer vision-based platform was proposed to monitor the proper use of PPE at construction yards. To compile the dataset, images with a resolution of 1280×720 pixels obtained from various sources, including Google Images, CCTV cameras and smartphones used at construction yards. The dataset included three classes of objects: "Person", "Hard Hat", and "Safety Vest". A total of 1 031 images were used for the model training, and 257 images were used for testing. The dataset was used to train a contemporary pixel-based PPE detection model of the YOLACT architecture. The DeepSORT algorithm was used to track objects between frames. The results of the study show that the YOLACT model achieved an mAP50 score of 66.4%, and the DeepSORT algorithm provided an accuracy of 91.3% in detecting the PPE use status. As a future research direction, the authors consider expanding the platform's functionality by identifying potentially hazardous situations on construction sites through analyzing the co-relation between employees, the PPE they wear, and the surrounding work environment.

Nugraha K.O.P.P. and Rifai A.P. [12] proposed an approach to monitoring compliance with PPE use requirements in industrial laboratories based on convolutional neural networks (CNN). The authors created their own dataset of images of laboratory employees containing various PPE wearing scenarios. A trained model classified the images with the aim of determination of the presence or absence of mandatory PPE items, including lab coats, safety glasses, and gloves. Experimental results showed that the developed approach provides acceptable accuracy in classifying elements under controlled operating conditions. However, the authors also found a significant dependence of classification quality on shooting conditions. In particular, changes in illumination and background characteristics leads to a noticeable decrease in recognition accuracy compared to the conditions presented in the training set. The obtained results demonstrate the existence of a domain shift problem inherent in PPE usage monitoring systems and highlight the need for more variable datasets covering a wider range of operating conditions, including different illumination levels, viewing angles, and environmental features.

Zhao M. and Barati M. [13] proposed an approach to detecting PPE in electrical substations based on graph neural networks (GNNs). Unlike classical object detection methods, which consider objects independently, the proposed model takes into account spatial and semantic relationships between objects, including employees, process equipment, and PPE, representing them as a graph structure. This approach improves the robustness and speed of PPE detection in a specific industrial environment characterized by a high density of objects, a complex background, and the presence of visually similar elements.

In the meantime, the authors note that the effectiveness of the proposed method largely depends on the quality and representativeness of the training data. Furthermore, constructing a graph structure requires additional labeling of the connections between scene objects, which increases the labour intensity of data preparation and complicates the implementation of such solutions in real-world industrial settings.

Ngoc-Thoan N., et al. [14] developed an improved model based on the YOLOv5 architecture for preventing emergency situations and monitoring the use of PPE at construction yards. The authors modified the network architecture and training procedure to improve the accuracy of detecting PPE elements and potentially hazardous industrial situations. Conducted experiments demonstrate improved performance compared to the base version of YOLOv5 model. Despite these results, the authors note that the developed model remains sensitive to changes in environmental conditions, including variations in illumination, weather conditions, and scene background characteristics. These factors may limit its reliability during around-the-clock operation in real industrial conditions.

Contemporary research is aimed at improving object detection architectures by eliminating anchoring mechanisms and improving the quality of data preparation. For example, Wang H. [15] investigated the applicability of the YOLOv8 model to PPE detection objectives. Based on the experimental results, the model demonstrates precision, recall, and F1-score values of 0.95, 0.84, and 0.74, respectively, outperforming models such as YOLOv5s, Faster R-CNN, SSD, and RetinaNet in detection quality.

YOLOv8's high performance is due to its use of an anchor-free detection mechanism and an expanded dataset using augmentation methods. Eliminating fixed anchors leads to the reduction of the model's dependence on predefined object parameters and to increasing its robustness to changes in scale, illumination, and scene dynamics. The results obtained demonstrate the high potential of the YOLOv8 architecture for building automated monitoring systems for PPE use in industrial conditions.

Materials and methods

Data collection and processing. A unique covering various scenarios and situations at production sites image dataset was formed for the study. For its formation, video materials obtained directly from the production sites were used. The initial sample included 300 video files, each of which was analyzed manually. Based on the results of the analysis, 91 of the highest quality video recordings were selected that met the requirements for training data. The selection took into account the absence of a black screen, sufficient lighting, the correct camera angle, the presence of activity in the frame and the minimum level of noise in the frame.

Based on the selected video materials, a dataset was created, including 2 877 images containing 13 object classes: person, helmet, glasses, jacket, gloves, pants, boots, as well as negative classes for each element of PPE (helmet-negative, glasses-negative, jacket-negative, gloves-negative, pants-negative, boots-negative). The use of negative classes made it possible to reduce the number of false positives in cases where elements of everyday clothing are visually similar to personal protective equipment.

Data Augmentation. To increase the volume and diversity of the dataset, augmentation methods were used, which is an important stage in data preparation in computer vision tasks. The use of data augmentation is relevant in the context of PPE detection, as it improves the model's ability to handle real-world scenarios.

During the augmentation process, geometric transformations were used, including rotation, scaling, and image translation, simulating changes in the position and orientation of objects typical of industrial settings. Horizontal image flipping was also applied, allowing the model to better generalize to PPE examples viewed from different angles. To simulate a variety of operating conditions, color corrections were performed on the images, including brightness and contrast adjustments. Blurring and noise addition methods were also applied to simulate real-world industrial conditions, where PPE may be partially hidden or exposed to external influences.

As a result of the augmentation, the dataset size increased from 2877 up to 16352 images. This allows for significant increase the variability of the training set and improvement of the model's robustness to changes in the external environment and shooting conditions.

Object Detection. Various computer vision architectures were considered for object detection and instance segmentation tasks, including Faster R-CNN [16], SSD [17], and models from the YOLO family [18]. Among them, special attention was given to the YOLOv8 architecture, developed by Ultralytics, which is an advanced single-stage detector optimized for real-time operation. The YOLOv8 architecture uses a fully convolutional approach with the CSPDarknet backbone, ensuring efficient gradient propagation and increasing computational efficiency. Unlike previous versions of the YOLO family, the model implements an anchor-free detection mechanism, which allows to increase the detector's flexibility and to reduce computational complexity without significantly reducing accuracy. For segmentation, YOLOv8 predicts masks simultaneously with bounding rectangles, using deformable convolutions to improve spatial perception of objects. By virtue of pre-training on large-scale datasets such as COCO, the model demonstrates high generalization ability and performance when solving a wide range of object detection tasks.

In this study, the YOLOv8 architecture was used to train and subsequently evaluate object detection and segmentation performance on the created dataset.

Human Pose Detection. Various deep learning architectures can be used to solve the problem of 2D human pose estimation, including ResNet [19], networks of Stacked Hourglass type [20], OpenPose [21], as well as methods based on Part Affinity Fields and Convolutional Pose Machines (CPMs) [22].

In this study, the model proposed by Sun K., et al. [23], based on the High-Resolution Network (HRNet) architecture was used to detect human body keypoints. HRNet uses a high-resolution subnet and repeatedly integrates representations formed at different resolutions, achieving high accuracy in pose estimation objective.

To predict keypoint coordinates in images, the HRNet model generates high-resolution heatmaps of objects, modeling the true position of each point using a two-dimensional Gaussian distribution. On the COCO and MPII datasets, the HRNet model demonstrates high accuracy in human pose estimation. This study used a pre-trained version of HRNet trained on the COCO dataset.

Model Training and Evaluation

Training the Object Segmentation Model. To train the object segmentation model, the resulting dataset was divided into subsets to effectively utilize its potential. The total dataset size was 16352 images, of which 13 081 were used for training the model, and the remaining 3 271 images were used for testing and validation. The distribution of objects by class is shown in Figure 1, allowing for a clear understanding of the dataset structure and its correspondence to real-world data.

The model was trained over 300 epochs, providing the model with a sufficient number of iterations to train on diverse data and adaptation to a variety of conditions.

Model Evaluation. To evaluate the performance of the YOLOv8 model for solving the PPE detection problem, standard object detection quality metrics were used: Precision, Recall, and Mean Average Precision (mAP). These metrics allow us to evaluate the model's ability to correctly detect and localize PPE in images.

Precision measures the accuracy of positive predictions made by the model. The formula for Precision is as follows:

$$Precision = \frac{TP}{TP+FP},$$

(1)

where *TP* (True Positives) is the number of correct PPE detections; *FP* (False Positives) is the number of instances where the model incorrectly predicted the presence of PPE despite its absence.

Recall, also known as sensitivity or true positive rate, measures the model's ability to detect all relevant PPE items. The formula for Recall is as follows:

$$Recall = \frac{TP}{TP+FN}$$

(2)

where *FN* (False Negatives) is the number of actual PPE items that the model failed to recognize.

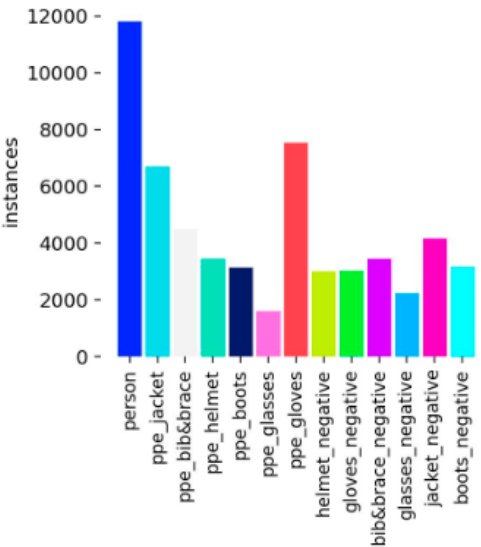


Figure 1. Class Distribution in the Dataset

Mean Average Precision (mAP) is one of the main metrics used to evaluate the quality of object detection models. This metric calculates the average accuracy at different confidence thresholds and is often visualized as a Precision-Recall Curve. Calculating mAP involves several steps:

- to calculate Precision and Recall for different confidence thresholds.
- to calculate the area under the Precision-Recall curve.
- to average the areas under the curve for different classes, which yields the mAP value.

The mAP provides a comprehensive picture of model performance at different confidence levels in detecting PPE objects. A higher mAP value indicates a more robust and accurate model.

The analysis of these metrics data allows to identify the strengths and weaknesses of the model, enabling adjustments to improve detection accuracy. To improve PPE detection accuracy, several key hyperparameters must be considered as follows:

Learning rate is a critical parameter that affects model convergence. The optimal value is selected experimentally, starting with a low value and gradually increasing it if necessary.

Batch size affects stability and training speed. Larger batches speed up training but require more memory, so it is important to find a balance between efficiency and available resources.

Data augmentation involves the methods such as rotation, shear, brightness and contrast adjustments. improve the model's ability to generalize and adapt to real-world conditions.

Dataset balance ensures an even distribution of images from different classes (PPE and negative examples) to prevent the model from being biased toward a particular category.

A validation dataset was used to monitor training quality, playing a key role in assessing the model's generalization ability and identifying potential overfitting. The validation set was designed to cover various production scenarios, camera angles, and lighting conditions, ensuring its representativeness of real-world operating conditions. During validation, hyperparameters such as learning rate, batch size, and augmentation parameters were adjusted to determine the optimal configuration for the best object detection performance.

After completing the training and validation phases, the model was tested on a test dataset not previously used in the training process. The testing module evaluates the performance of the YOLOv8 model and verifies its accuracy in detecting PPE. For accurate evaluation, the test set must be diverse and cover potential operational scenarios in which the model will be used. The key testing metrics are Precision, Recall, and F1 score, which reflect the quality of predictions and the confidence of the model.

Therefore, when creating a YOLOv8 model, training parameters such as learning rate, batch size, and data augmentation methods must be considered. Balancing the dataset and ensuring diversity in the validation and testing datasets are crucial for accurate model evaluation. These recommendations should be adjusted to the specific requirements for improving PPE detection accuracy, ensuring the effective performance of the model.

For the further evaluation of the model's performance, the Precision-Confidence Curve was analyzed. This curve allows for evaluating the range of object detection accuracy changing with different model confidence thresholds. As shown in Figure 2, the model achieves an accuracy of approximately 0.98 for all classes, demonstrating high prediction reliability with a minimal number of false positives. It is of great importance in industrial conditions where strict compliance with safety standards is required.

The Recall-Confidence Curve (refer Figure 3) shows the relationship between Recall and model confidence. High Recall values, reaching 0.97, indicate the model's ability to effectively detect virtually all types of PPE, reducing the probability of missed events. This confirms the reliability of YOLOv8 for PPE detection tasks in real-world conditions.

An analysis of the Recall curves for individual classes reveals heterogeneity in the model's performance. Of particular interest is the "person" class, for which recall begins to decline sharply at a confidence threshold of approximately 0.4, while for most PPE classes, a steady decline is observed only at values above 0.7. This behavior is explained by the high

intra-class variability of objects in the "person" class, due to the variety of poses, viewing angles, object scales, and the presence of partial overlapping of employees in the frame. As a result, the model assigns lower confidence values to correct human detections.

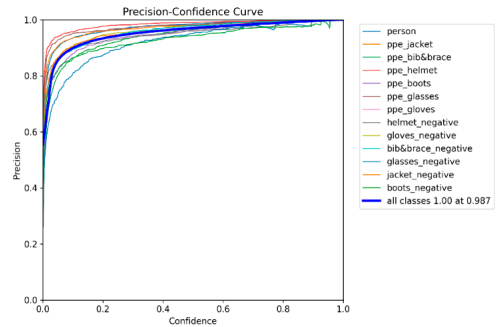


Figure 2. Precision-Confidence Curve based on bounding rectangles

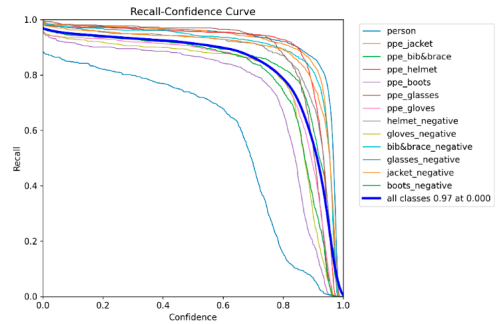


Figure 3. Recall-Confidence Curve based on bounding rectangles

For the comprehensive assessment of the quality of PPE detection, the Precision-Recall Curve was analyzed. Figure 4 illustrates the tradeoff between Precision and Recall, allowing for a detailed assessment of the model's performance. YOLOv8 demonstrates an average accuracy of $mAP@0.5$ equal to 0.964 across all object classes, demonstrating the model's high performance and reducing the risk of missing PPE items, contributing to improved safety in industrial conditions.

An analysis of the class-specific mean accuracy ($mAP@0.5$) values reveals significant variation: from 0.990 for the "person" class and 0.992 for "safety glasses" to 0.867 for "non-safety glasses" and 0.942 for "boots." The lowest value for the negative "non-safety glasses" class is conditional upon the visual proximity of regular eyeglasses and other facial features to safety glasses, making it difficult to distinguish between the positive and negative classes. The relatively low value for the "boots" class is conditional upon to the small size of the object

and the frequent overlap of shoes at the bottom of the frame when viewed from a wide-angle camera angle. These observations are consistent with the imbalanced distribution of classes in the dataset (Figure 1) and confirm the need for targeted expansion of the training set for poorly represented and visually ambiguous categories.

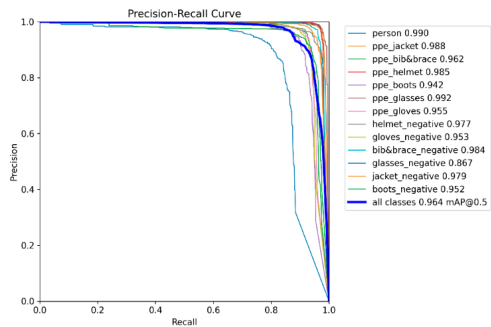


Figure 4. Precision-Recall curve for bounding rectangles

For the further evaluation of the model's quality, the F1-score dependence on confidence level curve (F1 Confidence Curve) was analyzed, allowing us to assess the balance between Precision and Recall of YOLOv8. Figure 5 demonstrates the influence of the confidence threshold on the F1-score value of the object detection quality metric. YOLOv8 achieves an F1-score of approximately 0.94 at the optimal confidence threshold for all PPE classes.

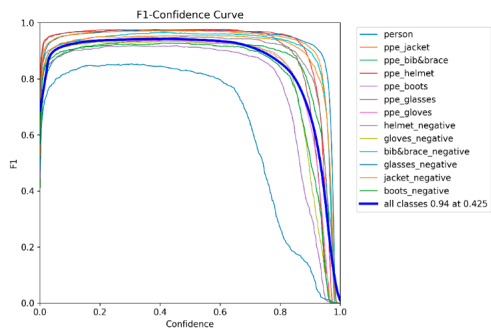


Figure 5. F1-score curve, confidence for bounding rectangles

The F1-score curve clearly shows that the optimal balance between Precision and Recall for all classes is achieved at a confidence threshold of approximately 0.425, resulting in an F1 value of 0.94. However, the “human” class demonstrates lower F1-score values (a plateau at approximately 0.8) across the entire threshold range compared to the PPE classes, which is consistent with the recall curve analysis. The model's results are presented in Fig. 6.

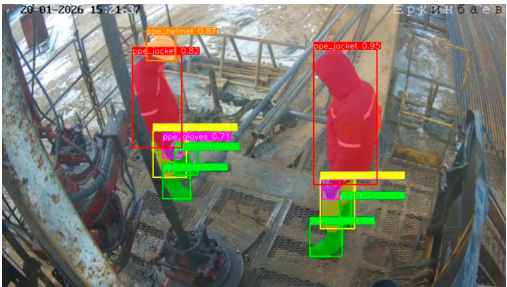


Figure 6. Model result on test data

Development of a PPE Monitoring System

To ensure continuous analysis of the video stream in real time, a dual-threaded data processing architecture is implemented in the system. The first thread (Capture Thread) asynchronously reads frames from the video stream and stores them in a buffer for subsequent processing. This approach minimizes delays in data receipt and ensures the transmission of the most relevant frames. The second thread (Processing Thread) is responsible for object detection and subsequent semantic analysis. It extracts frames from the first thread and processes them independently of the capture process. Splitting the functions into two threads reduces processing delays and ensures the relevance of the analyzed frames even when the computation time exceeds the interval between new images received. This approach prevents data transmission delays and efficiently utilizes computing resources (CPU/GPU).

At the first stage of video stream, processing a people detection model based on YOLOv8 and the BOTSORT tracker is used. These models effectively identify people in the frame and track their movements. Next, a pose estimation is performed for each detected person using the HRNet model. This model uses frame images and the coordinates of the person's bounding box (bbox) as input. The model can identify 17 key points of the human skeleton with high accuracy, which is especially important when multiple people are present in the frame.

Following the pose estimation, the person's bounding box is expanded by N pixels, after which the corresponding region of the image is cropped, and the cropped region is being uploaded to the object detection model. This approach allows for focused analysis on the employee location and eliminates the influence of the surrounding background. The model is trained to recognize 13 object classes: one class corresponds to the person, and the remaining 12 classes correspond to PPE items and their negative classes (helmets, goggles, gloves, etc.). Experiments have shown that using cropped images significantly improves the detection of small objects. For example, for the “gloves” class, 58 detections were obtained in cropped images,

compared to only 25 in the full frame. These results indicate that image cropping enhances the accuracy of small object detection, improving the overall performance of the system.

To reduce the number of false positives, a two-stage mechanism for matching detected objects to a specific employee was implemented. The first stage uses spatial matching, which matches the coordinates of detected PPE objects with the bounding rectangle of the person based on the intersection of their regions. The second stage uses anatomical matching, which verifies that the PPE matches the pose keypoints. For example, a helmet should be positioned near the head, and gloves near the hands.

The analysis results are stored in a "person" class object, which contains the following information: frames, a list of detected PPEs with confidence levels, a pose keypoint vector, and a tracking ID.

To improve decision stability, the system accumulates data for each person over M-consecutive frames ($M = 24$ at 8 FPS, which corresponds to a three-second video fragment). PPE presence classification is performed using the majority rule: if more than 50% of the frames in the interval contain a negative class (absence of an object), an event is generated. To reduce the impact of noise and random detection errors, a model confidence threshold exceeding 0.85 is additionally used for negative classes.

To prevent repeated registrations of the same violation, a time filter has been implemented. This filter uses a hash table of events with a set time-to-live (TTL) of 5 minutes. Each event is encoded with a combination of parameters (track ID, PPE type), preventing repeated registrations of the same violation within a specified time interval.

When a violation is detected in asynchronous mode, a GIF animation consisting of 24 consecutive frames is generated and then saved to the database via a separate record thread. This approach eliminates delays in the main thread associated with animation generation, maintaining high system performance.

Experiments have shown that generating GIF files is a resource-intensive operation and can reduce video stream processing speed. Therefore, the system implements a dynamic buffer clearing mechanism after object lifetimes, preventing the accumulation of out-dated data and optimizing RAM usage.

To improve system performance, TensorRT model quantization methods are used to accelerate GPU inference and an asynchronous frame-preloading algorithm. RAM consumption is controlled using an object manager, which removes excess instances of the Person class if their number exceeds a specified threshold (5 instances). This approach enables efficient resource management and ensures uninterrupted system operation even during lengthy video stream analysis.

Results and Discussion

This section presents the results of testing the PPE compliance monitoring system using 16 video

files obtained in real-world production conditions. The system uses two models: a PPE segmentation and detection model based on YOLOv8 and a human pose estimation model using HRNet, which significantly improves the accuracy of determining whether PPE is being worn correctly.

The following metrics were used to evaluate the model's performance: True Positives (TP) is equal to 113, True Negatives (TN) is equal to 0, False Positives (FP) is equal to 4, and False Negatives (FN) is equal to 52.

Based on these values, key metrics were calculated:

- Recall comes up to 0.6848. This metric characterizes the system's ability to detect actual violations, amounting to 68.48%. This indicates that the model is not always able to identify all violations;

- Precision comes up to 0.9658. A high value for this indicator indicates that 96.58% of the detected violations were correct;

- F1-score comes up to 0.8014. This metric is an integral indicator of the system's quality, as it takes into account both precision and recall.

- Accuracy comes up to 0.6686. This value indicates that 66.86% of the analyzed cases were correctly classified. However, this metric has limited informativeness for the task at hand, as the test sample did not contain any true negatives ($TN = 0$). This is due to the specifics of the dataset's formation: the "no violation" class was not included in the video tagging, as it has no practical significance in the context of the task. The model focuses exclusively on identifying violations, so only cases where they were present were considered during the tagging process. Consequently, no true negatives were recorded in the test videos.

The system demonstrated an F1 score of 0.8014, reflecting a balanced balance between high Precision (96.58%) and Recall (68.48%), as evidenced by a low false positive rate ($FP = 4$). This indicates a good ability of the model to detect violations. However, Recall (0.6848) indicates the presence of missed events ($FN = 52$). This suggests the need to further improve the system's sensitivity to reduce the number of undetected events.

To improve the completeness of violation detection in real-world conditions, it is necessary to optimize frame-processing algorithms, improve models for more accurate violation detection, and expand the training set.

Training vs. Real-World Gap. It is worth emphasizing the difference between the conditions under which the model is evaluated during training and during real-world use. Model training metrics (Precision = 0.98, Recall = 0.97) were obtained on a static test dataset containing 3,271 images with annotated objects, where detection quality was assessed exclusively under controlled conditions. The system training metrics (Precision = 0.9658, Recall = 0.6848) reflect the performance of the full monitoring system, which includes not only the detection model but also additional data processing stages: object tracking

(BOTSORT), temporal aggregation (24 frames in 3 seconds), threshold filtering (confidence > 0.85), anatomical matching, and a temporal filter for repeated events (TTL = 5 minutes). Each of these components can be a source of missed violations. Thus, the recall of 68.48% characterizes not an isolated detection model, but the full chain from video stream to event generation.

Comparative analysis with existing approaches. The obtained results should be considered in the context of previously published studies.

Table 1. Comparative analysis with existing approaches

Research	Model	Number of classes	Main results
Delhi V.S.K., Sankaral R., and Thomas A. [6]	YOLOv3	4	mAP = 97%, Recall = 97%, F1-score = 97%
Wang Z., et al. [7]	YOLOv5x	6	Accuracy = 86,55%
Lo J.-H., Lin L.-K., and Hung C.-C. [10]	YOLOv7	not specified	mAP = 97,29%
Wang H. [15]	YOLOv8	not specified	Precision = 0,95, Recall = 0,84, F1-score = 0,74
Model training (this study)	YOLOv8	13 (including 6 negative classes)	Precision = 0,98, Recall = 0,97, F1-score = 0,94
Digital monitoring of PPE (this study)	YOLOv8 + HRNet + BoT-SORT	13 (including 6 negative classes)	Precision = 0,9658, Recall = 0,6848, F1-score = 0,8014

As the table shows, during the training phase, the proposed YOLOv8 model demonstrates results comparable to the best solutions presented in the literature. However, when testing the monitoring system on real video recordings, Recall dropped to 68.48% while maintaining a high accuracy of 96.58%.

This discrepancy is explained by several significant factors. Firstly, the proposed system detects 13 object classes, including six negative classes, while most of the reviewed studies are limited to recognizing 2–6 object categories. Secondly, the system was evaluated on a continuous video stream obtained in real-world oil and gas field operational conditions, which presents additional challenges such as motion blur, changing illumination, partial occlusion of workers, and the small size of individual PPE elements in the frame.

Contribution of Anatomical Matching. The key difference between the proposed approach and works [5–7, 9–15] is the use of a two-stage matching mechanism, including spatial and anatomical matching. Most existing systems associate PPE with a worker based solely on the spatial intersection of bounding boxes (IoU), which can lead to false positives. For example, the system may mistakenly interpret a hard hat held by a worker as being correctly worn.

The closest approach to the proposed approach is the study by Xiong R. and Tang P. [4], which also uses human pose estimation to determine

attention zones. However, this approach is focused only on two types of PPE (hard hat and vest). The proposed system controls six types of PPE, including gloves and boots, which requires more precise determination of the positions of the hands and feet.

Using the HRNet architecture, it is possible to identify 17 key points of the human skeleton with high accuracy, ensuring correct anatomical matching of PPE elements with corresponding body parts even when multiple employees are present in the frame.

Practical Relevance and Industrial Implementation. Despite the moderate Recall value, the system's high accuracy (96.58%) ensures its practical significance for industrial applications. During the training phase, the YOLOv8 model achieved an F1 value of 0.94, significantly exceeding the result reported by Wang H. [15] for a similar YOLOv8s model (F1 = 0.74). Furthermore, the developed monitoring system, when processing a real video stream, demonstrated an F1 value of 0.8014, which is also higher than the results of the aforementioned study, despite significantly more complex operating conditions (13 classes, video stream, anatomical matching).

From a practical standpoint, high detection accuracy is of particular importance for industrial safety systems. Frequent false positives (unfounded warnings) lead to reduction of user confidence in the system and to ignoring the warnings by operators. Therefore, the achieved result, characterized by only four false positives (FP = 4) out of 117 positive predictions, demonstrates the system's high reliability and the accuracy of the generated violation notifications.

An additional advantage of the developed solution is its two-tier video stream processing architecture, based on asynchronous frame reading and processing. The implemented approach ensures a performance of 8 frames per second, which is sufficient for monitoring production processes characterized by relatively low employee movement speeds.

To improve computational efficiency, model quantization using TensorRT was used, which allows for reducing inference time and data processing delay. This solution is an important factor for the subsequent integration of the system into the existing video surveillance infrastructure of oil and gas fields and ensuring its operation in near-real time.

Limitations of the Research. Despite the obtained results, this study has several limitations. The system was tested on 16 video files obtained from a single oil field, which limits the generalizability of the results to other industrial facilities. The absence of a True Negatives class (TN = 0) is conditional upon to the nature of the dataset, which is designed solely for safety rules violation detection. Consequently, several quality indicators, such as Specificity and negative predictive value (NPV), cannot be calculated correctly. Furthermore, the dataset predominantly contains daylight scenes with a small

number of workers in the frame (up to 5 people), which may limit the system's effectiveness at nighttime shooting, complex lighting, and dense employee occurrence.

Directions for Further Research. To improve the comprehensiveness of safety rules violation detection, the following is planned:

1. To expand the dataset to more than 30 000 images, including scenes with night lighting, various weather conditions, and data from multiple industrial sites.
2. To explore adaptive mechanisms for selecting confidence thresholds instead of a fixed value (> 0.85), including the use of reinforcement learning methods for dynamic threshold adjustment.
3. To conduct a comparative evaluation of modern object detection models, including YOLOv11, YOLOv26, and RT-DETR, to improve the performance of small PPE elements detection.
4. To implement a feedback mechanism for further training the model based on accumulated false negatives (FNs).
5. To conduct multi-center validation of the system on data from various industrial sites to confirm the generalizability of the approach.

Conclusions

This paper presents the system for monitoring compliance with PPE wearing standards in real

time. The developed approach is based on a two-tier video stream processing architecture and combines the detection of 13 object classes using the YOLOv8 model, human pose estimation using HRNet, and a two-stage spatial and anatomical matching mechanism to verify proper PPE wearing.

Testing results on 16 video files obtained from a real oil field yielded an F1 score of 0.8014, with a Precision of 96.58% and a Recall of 68.48%. The system's high accuracy with a low false positives rate ($FP = 4$) confirms its practical applicability for industrial safety applications, where false positives reduce employee confidence in the system and ignoring warnings, creating greater operational damage than individual system gaps.

The key scientific and practical result of the study is the integration of anatomical matching based on human pose estimation, allowing the correlation of PPE elements with corresponding body parts. Unlike traditional approaches based solely on the spatial intersection of bounding rectangles, the proposed solution reduces the number of false positives and increases the reliability of safety compliance monitoring.

The results obtained confirm the potential of combining deep learning, object tracking, and human pose analysis for automated monitoring of PPE compliance.

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: Galymzhan S. Abdimanap – data acquisition, initial data preprocessing, model training, and manuscript preparation; Anel N. Alimova – dataset annotation, manuscript drafting and article revision; Kairat A. Bostanbekov – model optimization; Renat Ye. Abdrakhmanov – image classification, data curation, model performance evaluation, and analysis of the obtained results; Dana Orenkyzy – image annotation; Daniyar B. Nurseitov – development of the research concept, dataset verification and validation, and interpretation of the obtained results.

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: Эбдіманап F.C. – сбор и первичная обработка данных, обучение модели и написание статьи, Алимова A.H. – разметка датасета, подготовка текста и редакция статьи, Бостанбеков K.A. – оптимизация моделей, Абдрахманов P.E. – присвоение изображением классовых меток, систематизация данных, оценка эффективности модели и анализ полученных результатов, Оренқызы Д. – аннотирование изображений, Нурсейтов Д.Б. – разработка концепции исследования, проверка и валидация датасета, интерпретация полученных результатов.

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. Dubey S, Dixit M. A comprehensive survey on human pose estimation approaches. *Multimedia Systems*. 2022;29:167–195. doi: [10.1007/s00530-022-00980-0](https://doi.org/10.1007/s00530-022-00980-0).
4. Xiong R, Tang P. Pose guided anchoring for detecting proper use of personal protective equipment. *Automation in Construction*. 2021;130:103828. doi: <https://doi.org/10.1016/j.autcon.2021.103828>.
5. Chen S, Demachi K. A vision-based approach for ensuring proper use of personal protective equipment (PPE) in decommissioning of Fukushima Daiichi nuclear power station. *Applied Sciences*. 2020;10(15):5129. doi: [10.3390/app10155129](https://doi.org/10.3390/app10155129).
6. Delhi VSK, Sankaral R, Thomas A. Detection of Personal Protective Equipment (PPE) Compliance on Construction Site Using Computer Vision Based Deep Learning Techniques. *Frontiers in Built Environment*. 2020;6:136. doi: [10.3389/fbuil.2020.00136](https://doi.org/10.3389/fbuil.2020.00136).
7. 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).
8. GitHub [Internet]. ZijianWang Z. PPE_detection [cited 2026 May 05]. Available from: github.com/ZijianWang-ZW/PPE_detection.
9. Ma L, Li X, Dai X, et al. A Combined Detection Algorithm for Personal Protective Equipment Based on Lightweight YOLOv4 Model. *Wireless Communications and Mobile Computing*. 2022;3574588. doi: [10.1155/2022/3574588](https://doi.org/10.1155/2022/3574588).
10. Lo J-H, Lin L-K, Hung C-C. Real-Time Personal Protective Equipment Compliance Detection Based on Deep Learning Algorithm. *Sustainability*. 2023;15(1):391. doi: [10.3390/su15010391](https://doi.org/10.3390/su15010391).
11. Lee Y-R, Jung S-H, Kang K-S, et al. Deep Learning-Based Framework for Monitoring Wearing Personal Protective Equipment on Construction Sites. *Journal of Computational Design and Engineering*. 2023;10(4):905–917. doi: [10.1093/jcde/qwad040](https://doi.org/10.1093/jcde/qwad040).
12. Nugraha KOPP, Rifai AP. Convolutional Neural Network for Identification of Personal Protective Equipment Usage Compliance in Manufacturing Laboratory. *Jurnal Ilmiah Teknik Industri*. 2023;22:11–24. doi: [10.23917/jiti.v22i1.21826](https://doi.org/10.23917/jiti.v22i1.21826).
13. Zhao M, Barati M. Substation Safety Awareness Intelligent Model: Fast Personal Protective Equipment Detection Using GNN Approach. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2023;59(3):3142–3150. doi: [10.1109/TIA.2023.3234515](https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3234515).
14. Ngoc-Thoan N, Bui D-QT, Tran CNN, Tran D-H. Improved Detection Network Model Based on YOLOv5 for Warning Safety in Construction Sites. *International Journal of Construction Management*. 2023;24(9):1007–1017. doi: [10.1080/15623599.2023.2171836](https://doi.org/10.1080/15623599.2023.2171836).
15. Wang H. Detection of Personal Protective Equipment (PPE) Using an Anchor Free-Convolutional Neural Network. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*. 2024;15(2):39. doi: [10.14569/IJACSA.2024.0150239](https://doi.org/10.14569/IJACSA.2024.0150239).
16. Ren S, He K, Girshick R, Sun J. Faster R-CNN: Towards Real-Time Object Detection with Region Proposal Networks. *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*. 2017;39(6):1137–1149. doi: [10.1109/TPAMI.2016.2577031](https://doi.org/10.1109/TPAMI.2016.2577031).
17. Liu W, Anguelov D, Erhan D, et al. SSD: Single Shot MultiBox Detector. *Computer Vision – ECCV 2016*; 2016 Oct 11–14; Amsterdam, The Netherlands. 9905:21–37. Available from: link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-46448-0.
18. 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. P:779–788. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/7780460.
19. He K, Zhang X, Ren S, Sun J. Deep Residual Learning for Image Recognition. *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*; 2016 June 27–30; Las Vegas, NV, USA. P:770–778. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/7780459.
20. Newell A, Yang K, Deng J. Stacked Hourglass Networks for Human Pose Estimation Detector. *Computer Vision – ECCV 2016*; 2016 Oct 11–14; Amsterdam, The Netherlands. Vol. 9912. P:483–499. Available from: link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-46484-8.
21. GitHub [Internet]. CMU-Perceptual-Computing-Lab/openpose [cited 2026 May 5]. Available from: <https://github.com/CMU-Perceptual-Computing-Lab/openpose>.
22. Wei S-E, Ramakrishna V, Kanade T, Sheikh Y. Convolutional Pose Machines. *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*; 2016 June 27–30; Las Vegas, NV, USA. P:4724–4732. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/7780880.
23. Sun K, Xiao B, Liu D, Wang J. Deep High-Resolution Representation Learning for Human Pose Estimation. 2019 IEEE/CVF Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR); 2019 June 15–20; Long Beach, CA, USA. P:5686–5696. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/8953615.

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. Dubey S., Dixit M. A comprehensive survey on human pose estimation approaches // *Multimedia Systems*. 2022. Vol. 29. P. 167–195. doi: [10.1007/s00530-022-00980-0](https://doi.org/10.1007/s00530-022-00980-0).
4. Xiong R., Tang P. Pose guided anchoring for detecting proper use of personal protective equipment // *Automation in Construction*. 2021. Vol. 130. doi: [10.1016/j.autcon.2021.103828](https://doi.org/10.1016/j.autcon.2021.103828).
5. Chen S., Demachi K. A vision-based approach for ensuring proper use of personal protective equipment (PPE) in decommissioning of Fukushima Daiichi nuclear power station // *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, Issue 15. doi: [10.3390/app10155129](https://doi.org/10.3390/app10155129).
6. Delhi V.S.K., Sankaral R., Thomas A. Detection of Personal Protective Equipment (PPE) Compliance on Construction Site Using Computer Vision Based Deep Learning Techniques // *Frontiers in Built Environment*. 2020. Vol. 6. doi: [10.3389/fbuil.2020.00136](https://doi.org/10.3389/fbuil.2020.00136).
7. 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, Issue 10. doi: [10.3390/s21103478](https://doi.org/10.3390/s21103478).

8. GitHub [интернет]. ZijianWang Z. PPE_detection [дата обращения 05.05.2026]. Доступ по ссылке: github.com/ZijianWang-ZW/PPE_detection.
9. Ma L., Li X., Dai X., et al. A Combined Detection Algorithm for Personal Protective Equipment Based on Lightweight YOLOv4 Model // *Wireless Communications and Mobile Computing*. 2022. doi: [10.1155/2022/3574588](https://doi.org/10.1155/2022/3574588).
10. Lo J.-H., Lin L.-K., Hung C.-C. Real-Time Personal Protective Equipment Compliance Detection Based on Deep Learning Algorithm // *Sustainability*. 2023. Vol. 15, Issue 1. doi: [10.3390/su15010391](https://doi.org/10.3390/su15010391).
11. Lee Y.-R., Jung S.-H., Kang K.-S., et al. Deep Learning-Based Framework for Monitoring Wearing Personal Protective Equipment on Construction Sites // *Journal of Computational Design and Engineering*. 2023. Vol. 10, Issue 4. P. 905–917. doi: [10.1093/jcde/qwad040](https://doi.org/10.1093/jcde/qwad040).
12. Nugraha Kh.O.P.P., Rifai A.P. Convolutional Neural Network for Identification of Personal Protective Equipment Usage Compliance in Manufacturing Laboratory // *Jurnal Ilmiah Teknik Industri*. 2023. Vol. 22. P. 11–24. doi: [10.23917/jiti.v22i1.21826](https://doi.org/10.23917/jiti.v22i1.21826).
13. Zhao M., Barati M. Substation Safety Awareness Intelligent Model: Fast Personal Protective Equipment Detection Using GNN Approach // *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2023. Vol. 59, N 3. P. 3142–3150. doi: [10.1109/TIA.2023.3234515](https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3234515).
14. Ngoc-Thoan N., Bui D.-Q. T., Tran C.N.N., Tran D.-H. Improved Detection Network Model Based on YOLOv5 for Warning Safety in Construction Sites // *International Journal of Construction Management*. 2023. Vol. 24, Issue 9. P. 1007–1017. doi: [10.1080/15623599.2023.2171836](https://doi.org/10.1080/15623599.2023.2171836).
15. Wang H. Detection of Personal Protective Equipment (PPE) Using an Anchor Free-Convolutional Neural Network // *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*. 2024. Vol. 15, Issue 2. doi: [10.14569/IJACSA.2024.0150239](https://doi.org/10.14569/IJACSA.2024.0150239).
16. Ren S., He K., Girshick R., Sun J. Faster R-CNN: Towards Real-Time Object Detection with Region Proposal Networks // *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*. 2017. Vol. 39, N 6. P. 1137–1149. doi: [10.1109/TPAMI.2016.2577031](https://doi.org/10.1109/TPAMI.2016.2577031).
17. Liu W., Anguelov D., Erhan D., et al. SSD: Single Shot MultiBox Detector // *Computer Vision – ECCV 2016*; October 11–14, 2016; Amsterdam, The Netherlands. Vol. 9905. P. 21–37. Available from: link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-46448-0.
18. 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. P. 779–788. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/7780460.
19. He K., Zhang X., Ren S., Sun J. Deep Residual Learning for Image Recognition // *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*; June 27–30, 2016; Las Vegas, NV, USA. P. 770–778. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/7780459.
20. Newell A., Yang K., Deng J. Stacked Hourglass Networks for Human Pose Estimation Detector // *Computer Vision – ECCV 2016*; October 11–14, 2016; Amsterdam, The Netherlands. Vol. 9912. P. 483–499. Available from: link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-46484-8.
21. GitHub [интернет]. CMU-Perceptual-Computing-Lab/openpose [дата обращения 05.05.2026]. Доступ по ссылке: github.com/CMU-Perceptual-Computing-Lab/openpose.
22. Wei S.-E., Ramakrishna V., Kanade T., Sheikh Y. Convolutional Pose Machines // *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*; June 27–30, 2016; Las Vegas, NV, USA. P. 4724–4732. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/7780880.
23. Sun K., Xiao B., Liu D., Wang J. Deep High-Resolution Representation Learning for Human Pose Estimation // *2019 IEEE/CVF Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR)*; June 15–20, 2019; Long Beach, CA, USA. P. 5686–5696. Available from: ieeexplore.ieee.org/document/8953615.

AUTHORS' INFO

Galymzhan S. Abdimanap

ORCID 0000-0003-1676-4075

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

***Anel N. Alimova**

PhD

ORCID 0000-0002-5155-2417

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

Kairat A. Bostanbekov

PhD

ORCID 0000-0003-2869-772X

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

Renat Ye. Abdrakhmanov

ORCID 0009-0004-1997-9818

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

Orenkyzy Dana

ORCID 0009-0000-2265-2091

e-mail: d.orenkyzy@kmge.kz.

Daniyar B. Nurseitov

канд. физ.-мат. наук, ассоциированный профессор

ORCID 0000-0003-1073-4254

e-mail: d.nurseitov@kmge.kz.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Әбдіманап Ғалымжан Сейтахметғалиұлы

ORCID 0000-0003-1676-4075

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

***Алимова Анель Нурданбековна**

PhD

ORCID 0000-0002-5155-2417

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

Бостанбеков Кайрат Аратович

PhD

ORCID 0000-0003-2869-772X

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

Абдрахманов Ренат Ермеқұлы

ORCID 0009-0004-1997-9818

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

Өренқызы Дана

ORCID 0009-0000-2265-2091

e-mail: d.orenkyzy@kmge.kz.

Нурсейитов Данияр Борисович

канд. физ.-мат. наук, ассоциированный профессор

ORCID 0000-0003-1073-4254

e-mail: d.nurseitov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

ӨОЖ 81.93.29

ГТАХР 338.27

DOI: [10.54859/kjogi109002](https://doi.org/10.54859/kjogi109002)

Қабылданды: 23.05.2026.

Мақұлданды: 10.09.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Ғылыми шолу

Қазақстан Республикасының энергетика саласында жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің цифрлық жүйесін қалыптастыру

Н.С. Қалауов, Е.Ж. Қошқаров

Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігі, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Бұл мақалада Қазақстан Республикасының энергетика саласында жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің цифрлық жүйесін қалыптастырудың теориялық және қолданбалы аспектілері қарастырылады. Зерттеу энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз ету жағдайында цифрлық трансформацияның рөлін, сондай-ақ салалық ақпараттық жүйелердің қазіргі архитектурасын талдауға негізделген. Энергетика секторындағы қолданыстағы цифрлық платформалар мен интеграциялық шешімдер қарастырылып, олардың негізінен өндірістік және әкімшілік процестерді автоматтандыруға бағытталғаны, ал жұмылдыру дайындығын кешенді бағалау функцияларының жеткіліксіз дамығаны анықталды.

Зерттеу барысында Қазақстан Республикасының отын-энергетика кешеніндегі Ахуалдық-талдамалық орталықтың қызметі, сондай-ақ «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ, «QazaqGaz» ҰК АҚ, «KEGOC» АҚ, «Самұрық-Энерго» АҚ сияқты ірі ұйымдардың цифрлық инфрақұрылымы талданды. Сонымен қатар, халықаралық тәжірибе (IEA, UNECE) негізінде энергетикалық қауіпсіздікті цифрландырудың заманауи үрдістері қарастырылды. Эмпирикалық бөлімде жүргізілген сауалнама нәтижелері саладағы цифрландыру деңгейі мен басқарушылық тиімділіктің орташа деңгейде екенін көрсетті.

Зерттеу нәтижесінде жұмылдыру дайындығын нақты уақыт режимінде мониторингтеуге мүмкіндік беретін үш деңгейлі интеграцияланған цифрлық платформа моделі ұсынылды. Бұл модель Big Data, жасанды интеллект және болжамдық аналитика технологияларына негізделген. Қорытындысында энергетикалық қауіпсіздікті күшейту үшін бірыңғай цифрлық мониторинг жүйесін енгізу және ведомствоаралық деректер интеграциясын дамыту қажеттілігі негізделді.

Негізгі сөздер: энергетикалық қауіпсіздік, жұмылдыру дайындығы, цифрландыру, мониторинг жүйесі, деректерге негізделген басқару, Big Data, жасанды интеллект, ахуалдық орталық, энергетикалық инфрақұрылым, дағдарыстық басқару.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қалауов Н.С., Қошқаров Е.Ж. Қазақстан Республикасының энергетика саласында жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің цифрлық жүйесін қалыптастыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8-ші том, №3. С. 90–105. DOI: [10.54859/kjogi109002](https://doi.org/10.54859/kjogi109002).

УДК 81.93.29
МРНТИ 338.27

DOI: [10.54859/kjogi109002](https://doi.org/10.54859/kjogi109002)

Получена: 23.05.2026.

Одобрена: 10.09.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Научный обзор

Формирование цифровой системы мониторинга мобилизационной готовности в энергетической сфере Республики Казахстан

Н.С. Калауов, Е.Ж. Кошқаров

Министерство энергетики, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются теоретические и прикладные аспекты формирования цифровой системы мониторинга мобилизационной готовности в энергетической сфере Республики Казахстан. Исследование основано на анализе роли цифровой трансформации в обеспечении энергетической безопасности, а также текущей архитектуры отраслевых информационных систем. Установлено, что существующие цифровые платформы в энергетике в основном ориентированы на автоматизацию производственных и административных процессов, в то время как функции комплексной оценки мобилизационной готовности развиты недостаточно.

В ходе исследования проанализирована деятельность Ситуационно-аналитического центра топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан, а также цифровая инфраструктура таких ключевых компаний, как АО НК «КазМунайГаз», АО НК «QazaqGaz», АО «KEGOC», АО «Самрук-Энерго». Дополнительно рассмотрены современные международные практики цифровизации энергетической безопасности (IEA, UNECE). Результаты эмпирического исследования, основанные на опросе, показали средний уровень цифровизации и управленческой эффективности в отрасли.

В результате предложена трехуровневая интегрированная цифровая платформа для мониторинга мобилизационной готовности в режиме реального времени. Модель основана на технологиях Big Data, искусственного интеллекта и прогнозной аналитики. Обоснована необходимость внедрения единой цифровой системы мониторинга и усиления межведомственной интеграции данных для повышения энергетической безопасности.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, мобилизационная готовность, цифровизация, система мониторинга, управление на основе данных, Big Data, искусственный интеллект, ситуационный центр, энергетическая инфраструктура, кризисное управление.

Как цитировать:

Калауов Н.С., Кошқаров Е.Ж. Формирование цифровой системы мониторинга мобилизационной готовности в энергетической сфере Республики Казахстан // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 90–105. DOI: [10.54859/kjogi109002](https://doi.org/10.54859/kjogi109002).

UDC 81.93.29
CSCSTI 338.27

DOI: [10.54859/kjogi109002](https://doi.org/10.54859/kjogi109002)

Received: 23.05.2026.

Accepted: 10.09.2026.

Published: 30.09.2026.

Review article

Formation of a Digital Monitoring System for Mobilization Readiness in the Energy Sector of the Republic of Kazakhstan

Nurgauzhan S. Kalauov, Yerzhan Zh. Koshkarov

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

This article examines the theoretical and applied aspects of formation a digital monitoring system for mobilization readiness in the energy sector of the Republic of Kazakhstan. The study is based on an analysis of the role of digital transformation in ensuring energy security, as well as the current architecture of sectoral information systems. It was established that existing digital platforms in the energy sector are primarily focused on automating production and administrative processes, while comprehensive mobilization readiness assessment functions remain insufficiently developed.

The study analyzes the activities of the Situational and Analytical Center of the Fuel and Energy Complex of the Republic Kazakhstan, as well as the digital infrastructure of key companies such as NC KazMunayGas JSC, NC QazaqGaz JSC, KEGOC JSC, and Samruk Energy JSC. In addition, international best practices in digitalization of energy security (IEA, UNECE) are reviewed. The empirical results based on a survey indicate a medium level of digitalization and managerial efficiency in the sector.

As a result, a three-tier integrated digital platform for real-time monitoring of mobilization readiness is proposed. The model is based on Big Data, artificial intelligence, and predictive analytics. The study substantiates the need for a unified digital monitoring system and enhanced interagency data integration to enhance energy security.

Keywords: *energy security; mobilization readiness; digitalization; monitoring system; data-driven management; Big Data; artificial intelligence; situational center; energy infrastructure; crisis management.*

To cite this article:

Kalauov NS, Koshkarov YZ. Formation of a Digital Monitoring System for Mobilization Readiness in the Energy Sector of the Republic of Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3): 90–105. DOI: [10.54859/kjogi109002](https://doi.org/10.54859/kjogi109002).

Кіріспе

«Қазақстан-2050» Стратегиясында ХХІ ғасырдың жаһандық дамуына әсер ететін негізгі он сын-қатер айқындалып, олардың ішінде энергетикалық қауіпсіздік мәселесіне ерекше мән берілген¹. Қазақстан көмірсутегі ресурстарының елеулі қорына ие мемлекет ретінде жаһандық энергетикалық нарықта стратегиялық маңызға ие және халықаралық энергетикалық жүйенің маңызды қатысушысы болып табылады.

Қазіргі кезеңде геосаяси тұрақсыздықтың күшеюі, энергия ресурстарына сұраныс құрылымының өзгеруі және жеткізу тізбектерінің бұзылуы энергетикалық қауіпсіздікті ұлттық қауіпсіздіктің негізгі құрамдас бөлігі ретінде қарастыру қажеттілігін арттырады. Энергетикалық инфрақұрылымның тұрақтылығы қазіргі жағдайда тек экономикалық фактор емес, сонымен қатар ұлттық қауіпсіздіктің маңызды элементіне айналып отыр, себебі энергиямен жабдықтаудағы үзілістер әлеуметтік тұрақтылыққа өнеркәсіптік өндіріс пен мемлекеттік басқару жүйелеріне тікелей әсер етеді.

Қазақстан Республикасында (бұдан әрі – ҚР) энергетика саласындағы дағдарыстық жағдайларды басқару және отын-энергетикалық кешеннің тұрақтылығын қамтамасыз ету функциялары ҚР Энергетика министрлігіне (бұдан әрі – ЭМ) қарасты «Ахуалдық-талдамалық орталығы» акционерлік қоғамы (бұдан әрі – АТО АҚ) арқылы жүзеге асырылады. Орталық қазіргі уақытта орталық жылыту маусымына дайындықты мониторингтеу, мұнай мен сұйытылған газ жеткізілімдерін басқару, сондай-ақ жағдайлық-талдамалық дэшбордтарды пайдалану арқылы саланың ахуалын бақылау қызметтерін атқарады. Алайда ахуалдық-талдамалық орталықпен тығыз жұмыс жасайтын негізгі салалық «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ, «QazaqGaz» ҰК АҚ, «KEGOC» АҚ және «Samruk Energy» АҚ сияқты ұйымдардың цифрлық жүйелері орталықпен ішінара интеграцияланған. Әсіресе жұмылдыру контекстінде ұйымдардың барлығында бірдей цифрлық басқару, мониторингтеу, дағдарыс кезеңінде іс-қимыл жүргізу процестері толық шешім таппаған және жұмылдыру дайындығын бағалаудың бірыңғай цифрландырылған жүйесі қалыптаспаған. Осы тұрғыда ұйымдардың цифрлық жүйесін уәкілетті мемлекеттік органның орталығымен интеграциялау, байланыс арналарын бір жүйе үйлестіру, әсіресе жасанды интеллект (ЖИ) мүмкіндіктерін пайдалану мәселесінің өзектілігін көрсетеді [1].

Биоәртүрлілікті автоматтандырылған бағалау және экожүйе тұрақтылығын мониторингтеу жөнінде зерттеу жүргізген бірқатар отандық зерт-

теушілер ЖИ мен машиналық оқыту (МО)² әдістерінің тиімділігін растайды. Олардың пікірінше, ЖИ мен МО тәуекелдерді болжауды жақсартады және дәстүрлі әдістермен салыстырғанда жоғары дәлдікті, жылдам өңдеуді және жақсы ауқымдалуды қамтамасыз етеді [2].

Осыған байланысты энергетика саласындағы негізгі ғылыми проблема жұмылдыру дайындығын нақты уақыт режимінде бағалау, мониторингтеу және басқарушылық шешім қабылдауды қолдауға арналған бірыңғай цифрлық жүйенің шектеулігімен сипатталады. Қолданыстағы ақпараттық жүйелер өндірістік және операциялық міндеттерді шешуге, бейбіт кезеңде апаттарды мониторингтеуге бағытталғанымен, олардың функционалдық мүмкіндіктері жұмылдыру ресурстарын басқару міндеттерін толық қамтымайды.

Зерттеу аясына кіретін мәселелер халықаралық ұйымдардың есептері мен жекелеген ғалымдардың зерттеулерінде кеңінен қарастырылған. Атап айтқанда, Біріккен Ұлттары Ұйымының Еуропалық экономикалық комиссия (UNECE, ағыл. The United Nations Economic Commission for Europe) есептерінде цифрлық трансформация [3], ACAPS³ есептерінде энергетика саласындағы киберқауіпсіздік мәселелері кеңінен қаралған [4]. К. Афанасьев, М. Бохорко, О. Безпарточна, М. Безпарточный сынды зерттеушілер әскери жағдайдағы энергетикалық қауіпсіздікті басқару [5], индонезия зерттеушілері цифрлық трансформациялаудағы Қытай тәжірибесін талдаған [6].

Энергетикалық қауіпсіздік мәселелері отандық зерттеушілер Л.М. Иванова, Н.Т. Уранхаев, Г. Аргынбаева, А.К. Кукеев, Л.И. Мерғалиева және басқалардың еңбектерінде қамтылған. Бұл авторлар негізінен энергетикалық қауіпсіздіктің экономикалық, құқықтық, технологиялық аспектілерін қамтып, саланың орнықтылығын қамтамасыз ету тетіктерін негіздеген. Аталған зерттеулерді талдау энергетикалық қауіпсіздік, цифрлық трансформация және дағдарыстық басқару мәселелерінің жеткілікті деңгейде зерттелгенін көрсетеді. Алайда қарастырылған зерттеулерде энергетика саласының жұмылдыру дайындығын цифрлық мониторингтеу мәселесі дербес ғылыми зерттеу объектісі ретінде қарастырылмаған.

Дегенмен, энергетикалық қауіпсіздік пен цифрлық трансформация мәселелеріне арналған ғылыми еңбектердің едәуір санына қарамастан, энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын нақты уақыт режимінде мониторингтеуге арналған интеграцияланған цифрлық жүйелерді

¹ «Қазақстан-2050» Стратегиясы қалыптасқан мемлекеттің жаңа саяси бағыты. Қазақстан Республикасының Президенті - елбасы Н.Ә. Назарбаевтың Қазақстан халқына Жолдауы, Астана қ., 2012 жылғы 14 желтоқсан.

² Машиналық оқыту (МО) – ЖИ және информатиканың үлкен көлемдегі деректерді жинап, алгоритмдерді пайдаланатын машинаның адам миы сияқты үйренуіне көмектесетін саласы.

³ ACAPS (бастапқыда – Assessment Capacities Project) – 2009 ж. құрылған тәуелсіз коммерциялық емес ұйым. Ол дағдарыстар, апаттар және төтенше жағдайлар кезінде шешім қабылдауға көмектесу үшін гуманитарлық қажеттіліктерге тәуелсіз талдау, деректер мен әдістемелік құралдар ұсынуға маманданған.

қалыптастырудың теориялық және әдіснамалық негіздері жеткілікті деңгейде зерттелмеген. Бұл зерттеу бағытындағы ғылыми олқылықтың сақталып отырғанын көрсетеді.

Зерттеу нәтижелері көрсеткендей ҚР-дағы жұмылдыру дайындығы жүйесі негізінен дәстүрлі тәсілдерге сүйенеді және бірқатар институционалдық және технологиялық шектеулермен сипатталады. Атап айтқанда, деректерді жинау мен өңдеудің фрагментациясы, ақпараттық жүйелердің жеткіліксіз интеграциясы және нақты уақыт режимінде мониторинг пен автоматтандырылған шешім қабылдау тетіктерінің жеткіліксіздігі, жұмылдыру дайындығын бағалаудың бірыңғай цифрландырылған жүйесінің болмауы дағдарыс кезеңінде басқарушылық шешімдердің жеделдігі мен дәлдігіне кері әсер етуі ықтимал.

Халықаралық тәжірибе көрсеткендей, энергетикалық қауіпсіздік саласында цифрлық мониторинг және модельдеу жүйелерін қолдану дағдарыстық тәуекелдерді алдын ала анықтауға және инфрақұрылымның орнықтылығын арттыруға мүмкіндік береді. Мұндай жүйелер нақты уақыт режимінде деректерді өңдеу, тәуекелдерді болжау және ресурстар балансын басқару функцияларын қамтиды.

ҚР үшін энергетика саласы экономиканың базалық секторларының бірі болып табылады және оның тұрақты қызметі ұлттық қауіпсіздікпен тікелей байланысты. Сондықтан энергетикалық жүйенің жұмылдыру дайындығын бағалау, басқару және үздіксіз мониторингтеу ғылыми және практикалық тұрғыдан маңызды міндет болып саналады. Бұл міндеттерді шешу энергетика саласын жұмылдыру контекстінде цифрлық трансформациялау арқылы жүзеге асырылуы мүмкін. Цифрлық шешімдер сала объектілерінің дағдарыстық жағдайларында үйлесімді және жедел жұмыс істеуін қамтамасыз етіп, бейбіт кезеңде тиімді мониторинг пен талдауға мүмкіндік береді.

Материалдар мен әдістер

Бұл зерттеу Қазақстан Республикасының энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің интеграцияланған цифрлық жүйесін қалыптастырудың теориялық негіздерін әзірлеуге және оны жетілдіруге бағытталған практикалық ұсыныстар ұсынуға негізделген. Жұмыс барысында жұмылдыру дайындығы мен энергетикалық қауіпсіздік саласындағы цифрлық жүйелердің теориялық негіздері жан-жақты зерттеліп, халықаралық тәжірибеге талдау жасалды, сондай-ақ қолданыстағы жұмылдыру дайындығы мониторингін жүйесінің қазіргі жай-күйі жан-жақты қарастырылды.

Зерттеудің негізгі объектісі ретінде ҚР энергетика саласының жұмылдыру дайындығын қамтамасыз ету жүйесі таңдалды, ал пәні болып энергетика саласының жұмылдыру дайындығын мониторингтеуге арналған цифрлық басқару

ақпараттық-талдамалық механизмдері айқындалды.

Аталмыш еңбектің ғылыми жаңалығы мынадай бағыттармен сипатталады:

- энергетика саласының жұмылдыру дайындығын бағалауға арналған көрсеткіштер жүйесі негізінде интеграцияланған цифрлық мониторинг моделі ұсынылды;
- мемлекеттік органдар мен энергетикалық кәсіпорындардың ақпараттық ресурстарын біріктіруге мүмкіндік беретін цифрлық өзара іс-қимыл архитектурасы әзірленді;
- нақты уақыт режимінде мониторинг жүргізу мен тәуекелдерді болжауды қамтамасыз ететін функционалдық құрылым қалыптастырылды.

Ғылыми ізденістің негізгі гипотезасы ретінде энергетика саласының жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің бірыңғай цифрлық жүйесін енгізу басқарушылық шешімдердің жеделдігін едәуір арттырып, дағдарыстық жағдайларда энергетикалық инфрақұрылымның тұрақтылығын қамтамасыз ету тиімділігін жоғарылатады деген тұжырым негізге алынды. Қойылған міндеттерді шешу барысында жүйелік талдау, салыстырмалы талдау, институционалдық талдау, сараптамалық бағалау және контент-талдау сынды ғылыми әдістер қолданылды.

Нәтижелер және талқылау

Энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын цифрландырудың теориялық және институционалдық алғышарттары

Энергетика саласы ұлттық экономикалардың орнықты дамуын қамтамасыз ететін стратегиялық секторлардың бірі болып табылады. Оның тұрақты қызметі экономикалық өсімге, өнеркәсіптік өндірістің үздіксіздігіне және мемлекеттің ұлттық қауіпсіздік деңгейіне тікелей ықпал етеді. Қаржылық және экономикалық дағдарыстар энергетикалық қауіпсіздікке тікелей әсер ететін негізгі тәуекелдер ретінде қарастырылады. Энергия ресурстары экономиканың «қан тамыры» ретінде сипатталып, олардың үздіксіз жеткізілуі барлық салалардың тұрақты жұмыс істеуінің негізін құрайды. Осы себепті ҚР-нда энергетика саласының стратегиялық маңызы мемлекеттің бағдарламалық құжаттарда айқын бекітілген.

«Қазақстан-2050» Стратегиясында энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз ету мақсатында ұзақ мерзімді перспективада көмірсутегі ресурстарының стратегиялық резервін қалыптастыру қажеттілігі көрсетілген [1]. Бұл резерв елдің энергетикалық тұрақтылығын арттырып, ықтимал дағдарыстар жағдайында қауіпсіздік тетігі ретінде қызмет етеді.

Энергетикалық қауіпсіздік ұлттық қауіпсіздік жүйесінің маңызды құрамдас бөлігі болып табылады. «Қазақстан Республикасының ұлттық қа-

үйпсіздік туралы» заңда ықтимал қауіп-қатерлерді уақытылы анықтау, болжау, талдау және алдын алу міндеттері бекітілген⁴. Қазіргі кезеңде бұл міндеттерді тиімді іске асырудың негізгі құралы ретінде цифрлық технологиялар қарастырылады. Осыған байланысты энергетикалық ресурстардың жай-күйін, стратегиялық қорлардың көлемін және инфрақұрылым объектілерінің дайындық деңгейін нақты уақыт режимінде бақылауға мүмкіндік беретін цифрлық мониторинг жүйелерін енгізу өзекті міндетке айналуға.

Мемлекет басшысы Қ. Тоқаевтың 2025 ж. ЖИ дәуіріндегі Қазақстан алдында тұрған міндеттерге арнаған Жолдауында Қазақстанды үш жыл ішінде толық цифрлық мемлекетке айналдыру міндеті қойылған⁵. Осы бағытта энергетика саласын цифрландыру және деректерге негізделген басқару жүйелерін енгізу стратегиялық басымдық ретінде айқындалған.

ҚР-ның мұнай өңдеу саласын дамыту тұжырымдамасында (2025–2040 ж.ж.) активтерді басқарудың цифрлық жүйелерін енгізу, жабдықтардың жай-күйін онлайн мониторингтеу және тәуекелге негізделген басқару тәсілдерін дамыту көзделген. Бұл өнеркәсіптік қауіпсіздікті арттыруға және цифрлық инфрақұрылымның сенімділігін қамтамасыз етуге бағытталған. Алайда көрсетілген шаралар негізінен өндірістік активтерді басқаруға бағытталған және жұмылдыру дайындығы көрсеткіштерін мониторингтеу мәселелерін толық қамтымайды.

Халықаралық тәжірибеде стратегиялық резервтерді қалыптастыру және оларды мониторингтеу нақты регламенттелген. Мысалы, Ұлыбританияның DECC⁶ құжаты төтенше жағдайларда пайдалану үшін 22 күндік мұнай мен мұнай өнімдерінің стратегиялық қорын қалыптастыруды қарастырады [7]. Еуропалық Одақтың негізгі директивасында ЕО мүше мемлекеттеріне орташа тәуліктік таза импорттың 90 күніне немесе ішкі тұтынудың 61 күніне баламалы деңгейде ең аз мұнай қорын сақтауды міндеттейді [8]. Ал Халықаралық Энергетикалық Агенттік (IEA (ағыл. The International Energy Agency) / АҚШ стандарттары) бойынша АҚШ пен IEA басқа да мүше елдері үшін мұнай жеткізудегі дағдарыстарға қарсы тұру мақсатында кемінде 90 күндік таза мұнай импорты көлемінде төтенше резерв қорын ұстауы тиіс [9]. Бұл халықаралық тәжірибе мен көрсеткіштер Қазақстан Республикасы үшін де энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз ету мақсатында стратегиялық қорларды басқару мен цифрлық бақылау жүйесін жетілдіру қажеттігін көрсетеді].

Сонымен қатар стратегиялық қорлар жөніндегі ақпараттың едәуір бөлігі әлі де дәстүрлі есепке алу және есептілік тетіктері арқылы қалыптастырылып, өңделеді, бұл деректердің жеделдігі мен өзектілігін төмендетуі мүмкін.

Демек, халықаралық тәжірибе стратегиялық қорлардың көлемін сақтау ғана емес, оларды цифрлық технологиялар арқылы үздіксіз бақылау мен болжау жүйелерін қалыптастырудың да маңыздылығын көрсетеді.

Зерттеу тақырыбының маңыздылығы ҚР-ның 1997 ж. «Жұмылдыру дайындығы мен жұмылдыру туралы» Заңымен айқындалған. Заңнама бойынша жұмылдыру жүйесінің негізгі принциптеріне:

- жұмылдыру дайындығының міндеттілігі;
- орталықтандырылған басқару;
- алдын ала жоспарлау;
- аумақтық және салалық үйлесімділік;
- тұрақты бақылау жатады жатады⁷.

Аталған қағидаттарды іске асыру үшін жұмылдыру ресурстарының жай-күйі туралы ақпараттың өзектілігі, толықтығы және қолжетімділігі қамтамасыз етілуі тиіс. Бұл міндеттерді орындау қазіргі жағдайда интеграцияланған цифрлық мониторинг жүйелерін пайдалануды талап етеді.

ҚР-нда жұмылдыру дайындығын үйлестіру уәкілетті орган арқылы жүзеге асырылады (ҚР Ұлттық экономика министрлігінің Арнайы бағдарламалар комитеті). Соңғы жылдардағы нормативтік-құқықтық базаның жаңартылуы, сондай-ақ «Жұмылдыру туралы» жаңа заң жобасының әзірленуі осы салада геосаяси және технологиялық талаптарға бейімделген жаңа басқару тетіктерін енгізу қажеттігін көрсетеді.

Осылайша, жүргізілген институционалдық талдау ҚР-нда энергетика саласының жұмылдыру дайындығын нормативтік-құқықтық қамтамасыз ету жүйесінің қалыптасқанын көрсетеді. Сонымен бірге жұмылдыру ресурстарын нақты уақыт режимінде есепке алу, мониторингтеу және болжау функцияларын орындайтын бірыңғай цифрлық платформаның болмауы осы саладағы негізгі институционалдық және технологиялық шектеу болып табылады. Бұл энергетика саласының жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің интеграцияланған цифрлық жүйесін қалыптастыру қажеттігін негіздейді.

Энергетика саласын цифрландыру және ресурстарды жұмылдырудың теориялық негіздері мен халықаралық тәжірибесі

Энергетика саласын цифрландырудың тиімділігі екі деңгейлі сипатқа ие: біріншіден,

⁴ Қазақстан Республикасының Ұлттық қауіпсіздігі туралы Қазақстан Республикасының 2012 жылғы 6 қаңтардағы № 527-І.

⁵ «Жасанды интеллект дәуіріндегі Қазақстан: өзекті мәселелер және оны түбегейлі цифрлық өзгерістер арқылы шешу». Мемлекет басшысы Қасым-Жомарт Тоқаевтың 2025 жылғы 8 қыркүйектегі Қазақстан халқына Жолдауы. 2012. Қазақстан Республикасы Әділет министрлігінің «Қазақстан Республикасының Заңнама және құқықтық ақпарат институты» ШЖҚ РМҚ.

⁶ Ұлыбританияның DECC құжаты: UK Emergency Oil Stocking Guidance.

⁷ «Жұмылдыру дайындығы мен жұмылдыру туралы» Қазақстан Республикасының 1997 жылғы 16 маусымдағы № 127 Заңы.

ол энергетикалық басқару (energy governance) тетіктерін жетілдіреді, екіншіден, жұмылдыру контекстінде энергия ресурстарының қорын үздіксіз бақылауға және дайындық деңгейін объективті бағалауға мүмкіндік береді. Сондай-ақ цифрлық құралдар дағдарыс жағдайында жедел әрекет ету қабілетін айтарлықтай арттырады. Осыған байланысты энергетика саласындағы цифрлық трансформацияны жұмылдыру дайындығын қамтамасыз етудің институционалдық құралы ретінде қарастыруға болады.

Ғылыми тұрғыдан «ресурстарды жұмылдыру» ұғымы алғаш рет американдық зерттеуші А. Обершалл тарапынан енгізілген. Оның тұжырымдамасына сәйкес, жұмылдыру – қажетті ресурстарды уақтылы, үнемді және мақсатқа сай алу және оларды оңтайлы пайдалану процесі. Қазіргі геосаяси тұрақсыздық жағдайында бұл теория цифрлық технологиялармен толықтырылып, дағдарыстық жағдайларда жедел әрекет ету механизмінің маңызды элементіне айналды.

Индонезия зерттеушілері Қытайдың ресурстарды жұмылдыру тәжірибесін талдай отырып, жаһандық өзгерістер тек экономикалық немесе әскери қуатпен емес, ресурстарды ұйымдастыру қабілетімен де анықталатынын атап өтеді. Сондай-ақ зерттеушілер шамадан тыс орталықтандыру және есептіліктің әлсіздігі сияқты тәуекелдерді бар екенін де атап көрсетеді [6].

Осылайша, ресурстарды жұмылдыру теориясы энергетика саласындағы стратегиялық қорларды, резервтік қуаттарды және адами ресурстарды басқарудың ғылыми негізін қалыптастырады. Цифрландыру аталған ресурстарды басқарудың тиімділігін арттыратын маңызды құрал ретінде қарастырылады.

Энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз етуде Халықаралық ұйымдардың, әсіресе UNECE

және IEA тәжірибесі маңызды роль атқарады. UNECE деректеріне сәйкес, цифрлық трансформацияның негізгі бағыттары келесі элементтерді қамтиды:

- смарт-технологиялар: электр желілерін басқару және смарт есептегіштерді енгізу;
- ЖИ: тұтынуды болжау және жүйені оңтайландыру;
- киберқауіпсіздік: инфрақұрылымның цифрлық тұрақтылығын қамтамасыз ету.

Ал IEA мұнай, газ және электр энергетикасы секторларында дағдарысқа қарсы кешенді басқару механизмдерін қалыптастырған. Мұнай қауіпсіздігін қамтамасыз ету бағытында IEA стратегиялық мұнай қорларын басқару жүйесін енгізген. Бұл жүйе мүше мемлекеттерден кемінде 90 күндік мұнай импортына тең резервтік қор сақтауды талап етеді. Сонымен қатар, мұнай нарығының тұрақтылығын қамтамасыз ету үшін сұранысты қысқарту бағдарламалары және ұжымдық әрекет ету тетіктері қолданылады.

IEA тәжірибесі энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз етуде цифрлық мониторингтің, деректерге негізделген басқарудың және интеллектуалды энергетикалық жүйелердің маңызы артып келе жатқанын көрсетеді. Бұл технологиялар энергетикалық жүйелердің тұрақтылығын арттырып, дағдарыстық жағдайларда жедел шешім қабылдауға мүмкіндік береді [3, 10]. UNECE мен IEA тәжірибесін салыстырмалы талдау халықаралық ұйымдардың энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз етуде цифрлық мониторинг, деректерге негізделген басқару және тәуекелдерді алдын ала бағалау жүйелеріне басымдық беретінін көрсетеді.

Төмендегі суреттен UNECE кейс-стадилері негізінде авторлармен әзірленген энергияны цифрландырудың заманауи үрдістерін көруге болады [3].



Сурет 1. Энергияны цифрландырудағы қазіргі үрдістер
Figure 1. Current Trends in the Digitalization of Energy

2022 жылдан кейінгі Украинадағы энергетикалық дағдарыс қазіргі энергетикалық жүйенің осалдығын көрсетті. ACAPS есебіне сәйкес, инфрақұрылымға жасалған жүйелі шабуылдар 2024 ж. ортасына қарай генерация қуатын 50%-ға дейін қысқартты, бұл гуманитарлық дағдарысқа әкелді. Соның салдарынан миллиондаған халық уақытша электр энергиясынан қалды, ал кей өңірлерде жоспарлы өшірулер тәулігіне 8–20 сағатқа дейін созылды. Бұл жағдай келесі стратегиялық сабақтарды көрсетеді:

- төзімділік: жүйені жылдам қалпына келу қабілеті.
- резервтік қуаттар: мобильді генерацияның маңызы.
- цифрлық мониторинг: жедел бағалау және энергия ағындарын қайта бөлу [4].

Энергетикалық инфрақұрылымға жасалған шабуылдар тек энергетика саласына ғана емес, су, жылу, медицина, телекоммуникация және көлік жүйелерінің тұрақтылығына да әсер етеді. Электр энергиясының ұзақ үзілуі әлеуметтік осал топтарға елеулі қауіп төндіріп, экономикалық белсенділіктің төмендеуіне әкеледі. Украина тәжірибесі энергетикалық жүйенің орнықтылығы жұмылдыру дайындығымен, резервтік қуаттармен және дағдарыстық басқару тиімділігімен тығыз байланысты екенін көрсетеді.

ACAPS деректеріне сәйкес, бұл шабуылдар энергетикалық жүйенің тек физикалық емес, сонымен қатар басқару және резервтік қуаттарды іске қосу қабілетіне де қысым түсірді. Қалпына келу уақыты ұзарды және авариялық режим жиілігі артты [4]. Бұл жағдай энергетикалық жүйенің тұрақтылығы тек генерацияға ғана емес, оның төзімділігіне (resilience), резервтік қуаттарға және цифрлық басқару жүйелеріне тәуелді екенін дәлелдейді.

Осылайша Украина тәжірибесі алдын ала мониторинг, тәуекелдерді цифрлық бағалау және жедел әрекет ету жүйелерінің стратегиялық маңызын көрсетті. Жүргізілген халықаралық тәжірибені талдау нәтижелері энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің интеграцияланған цифрлық жүйесін қалыптастыру қажеттігін көрсетеді. Мұндай жүйе энергетикалық инфрақұрылымның жай-күйін нақты уақыт режимінде бақылауға, тәуекелдерді автоматты бағалауға және дағдарыстық сценарийлерді модельдеуге мүмкіндік береді.

Халықаралық тәжірибеден алынған сабақтарды Қазақстан жағдайына бейімдеу кезінде ұлттық энергетикалық жүйенің ерекшеліктерін ескеру қажет. Қазақстанның энергетикалық жүйесі кең аумақта таралған орталықтандырылған инфрақұрылымға, магистральдық электр желілеріне және мұнай-газ кешеніне тәуелді. Энергетикалық инфрақұрылымның орнықтылығын бағалау

кезінде әлеуметтік және гуманитарлық факторлар да ескерілуі қажет: халық саны, медициналық мекемелер және стратегиялық объектілерге әсері. Сонымен қатар, қысқы жүктеме, peak-load модельдеу, генерация мен импорт теңгерімі және резервтік қуаттар ерекше маңызға ие.

Осылайша, энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің цифрлық жүйесін қолданыстағы цифрлық платформалармен интеграциялау арқылы қалыптастыру Қазақстанның энергетикалық қауіпсіздігін күшейтуге мүмкіндік береді.

Украиналық ғалымдар К. Афанасьев, М. Бохорка, М. Безпарточныйдың зерттеулерінде әскери жағдайдағы энергетикалық қауіпсіздікті ресурстық, логистикалық және ақпараттық тұрғыдан қарастырып, киберқауіптердің артып келе жатқанын көрсетеді. Авторлар сүйенген Ponemon Institute⁸ деректері киберқауіптердің 75%-ы, Soha Systems⁹ деректері 63%-ы үшінші тараптармен байланысты екенін анықтаған. Бұл энергетика саласындағы цифрлық платформаларды әзірлеу кезінде киберқауіпсіздік талаптарын жүйенің негізгі архитектуралық элементтерінің бірі ретінде қарастыру қажеттігін көрсетеді [5].

Әлемдік энергетикадағы цифрландырудың дамуының заманауи тенденцияларын зерттеген И.А. Максимцев, К.Б. Костин, О.А. Онуфриева сияқты ресейлік зерттеушілер халықаралық тәжірибеге сүйене отырып, цифрлық трансформация өзара байланысты бес бағыттағы үйлестірілген жұмысқа негізделуі тиіс деген тұжырым жасаған. Олар:

- 1) Саланы цифрлық трансформациялауға арналған жағдайлар;
- 2) Компанияларды цифрлық трансформациялау;
- 3) Ағымдағы қызметке цифрлық шешімдерді енгізу;
- 4) Саладағы цифрлық трансформацияға институционалдық қолдау көрсету;
- 5) Жаңа кәсіпорындарды дамыту үшін цифрлық шешімдерді енгізу.

Авторлардың пікірінше, энергетикалық кәсіпорынның жұмысы жүзеге асырылатын бірыңғай цифрлық экосистемінің құру орынды.

Цифрлық трансформациялау тек технологиялық шешімдерден ғана емес, институционалдық қолдауға негізделген жүйелі шешімдерді қажет ететінін көрсетеді. Бұл жағдайлар біздің көтеріп отырған саланың дағдарысқа төзімділігін арттыратын бірыңғай цифрлық экосистемінің қалыптастыру қажеттігін дәлелдей түседі [10].

Халықаралық тәжірибе көрсеткендей, ҚР үшін энергетика саласында жұмылдыру дайындығын цифрлық мониторингтеу тек технологиялық емес, стратегиялық қауіпсіздік мәселесі болып табылады. Зерттеу нәтижелері энергетика

⁸ Ponemon Institute — ақпараттық қауіпсіздік және дербес деректерді қорғау саласындағы тәуелсіз зерттеулер жүргізетін америкалық ғылыми-зерттеу орталығы.

⁹ Soha Systems — кәсіпорындарға арналған қауіпсіз қашықтан қолжетімділікті қызмет ретінде (Secure Access as a Service) ұсынушы америкалық компания.

ка ұйымдарында киберқауіпсіздікті қамтамасыз етуге жүйелерінің жүйелі жолға қойылғанын көрсетті. Дегенмен, біз ұсынып отырған жұмылдыру контексіндегі цифрлық платформа жабық контурға арналған, сондай-ақ саланың қауіпсіздігіне әсер ететін сезімтал ақпараттарды құрайтын болғандықтан заманауи қорғаныс құралдарын енгізуді талап етеді. Шетел тәжірибелеріндегі SISHANKAMRATA¹⁰ секілді қорғаныс доктриналары цифрландыру арқылы айтарлықтай жетілдірілуі мүмкін. Аталған жүйе ерте ескерту (early detection) мүмкіндіктерін күшейтуге және ұлттық ресурстарды бірыңғай цифрлық платформаға біріктіруге және төтенше жағдайлар кезінде үйлестіру тиімділігін арттыруға жағдай жасайды [5].

Осылайша, жүргізілген теориялық және халықаралық тәжірибені талдау энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз етудің заманауи модельдерді цифрлық мониторингке, тәуекелдерді болжауға, стратегиялық резервтерді басқаруға және жедел шешім қабылдау жүйелеріне негізделетінін көрсетті. Бұл ҚР-ның энергетика саласында жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің интеграцияланған цифрлық жүйесін қалыптастырудың ғылыми негізділігін дәлелдейді.

Энергетика саласының цифрландырылуының қазіргі жай-күйі және жұмылдыру мониторингі мәселелері

Жүргізілген талдау ҚР-ның энергетика саласында соңғы жылдары ауқымды цифрлық трансформация үдерістерінің жүзеге асырылып жатқанын көрсетті. Цифрлық трансформацияның негізгі бағыты салалық ақпараттық жүйелерді интеграциялау арқылы бірыңғай цифрлық деректер экожүйесін қалыптастыру болып табылады.

Қазіргі уақытта энергетика саласында бірқатар мамандандырылған ақпараттық жүйелер жұмыс істейді. Олардың қатарында ҚР-ның Жер қойнауын пайдаланудың бірыңғай платформасы (бұдан әрі – ЖҚП)¹¹, Мұнай мен газ конденсатын есепке алу ақпараттық жүйесі, мұнай өнімдерінің қозғалысын бақылау жүйелері және салалық интеграциялық платформалар бар. Аталған жүйелер жер қойнауын пайдалану, көмірсутек ресурстарын өндіру, тасымалдау және өткізу процестерін цифрлық форматта бақылауға мүмкіндік береді.

Сонымен қатар, бұл жүйелер өндірістік және технологиялық процестерді басқарудың жоғары деңгейін қамтамасыз еткенімен, олардың функционалдық архитектурасында жұмылдыру дайындығын бағалау және мониторингтеу көрсеткіштері толық қамтылмаған. Салалық

ақпараттық жүйелер мемлекеттік ақпараттық ресурстармен және ведомстваралық платформалармен кең көлемде интеграцияланған. Олардың қатарына заңды және жеке тұлғалардың мемлекеттік дерекқорлары, Е-Статистика¹² және Е-лицензиялау¹³ жүйелері, «Ашық деректер» ұлттық порталы¹⁴, электрондық сауда алаңдары, SmartDataUkimet платформасы¹⁵, халыққа қызмет көрсету орталықтарының ақпараттық жүйелері және минералдық ресурстардың ұлттық деректер банкі жатады. Мұндай интеграциялар мемлекеттік органдар арасындағы деректер алмасуды автоматтандыруға және салалық басқарудың тиімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

Энергетика секторындағы цифрлық бақылаудың маңызды элементтерінің бірі мұнай өнімдерінің айналымын мониторингтеу жүйелері болып табылады. Осы бағытта мұнай өнімдерінің қозғалысын қадағалауға арналған OilTrack платформасы¹⁶ мен бақылау-есепке алу аспаптары арқылы нақты уақыт режимінде деректер жинау жүйелері енгізілген. Бұл технологиялар мұнай өңдеу зауыттары, мұнай базалары және жанармай кю станциялары деңгейінде отын қозғалысының ашықтығын қамтамасыз етеді. Сонымен қатар, энергетика саласын кешенді цифрландыру мақсатында отын-энергетика кешенінің барлық сегменттерін біріктіруге бағытталған «EnergyTech» бірыңғай цифрлық платформасын¹⁷ қалыптастыру жұмыстары жүргізілуде. Платформа салалық деректерді орталықтандыруды, өндірістік көрсеткіштерді нақты уақыт режимінде мониторингтеуді және интеллектуалды басқару шешімдерін қолдауды көздейді [11]. Алайда қолжетімді ақпараттарды талдау оның функционалдық мүмкіндіктері негізінен өндірістік және технологиялық басқару міндеттеріне бағытталғанын көрсетеді.

Талдау нәтижелері энергетика саласының негізгі субъектілері – «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ, «QazaqGaz» ҰК АҚ, «KEGOC» АҚ және «Samruk Energy» АҚ ұйымдарында өндірістік және басқарушылық процестерді цифрландыру бағытында жүйелі жұмыстар жүргізіп отырғанын көрсетті. Ұйымдарда корпоративтік ақпараттық жүйелер, өндірістік мониторинг платформалары және деректерді талдау құралдары кеңінен енгізілген. Бұл өз кезегінде өндірістік процестердің тиімділігін арттыруға және тәуекелдерді басқаруға мүмкіндік береді. Сонымен бірге жүргізілген талдау қолданыстағы цифрлық жүйелердің басым бөлігі өндірістік, экономикалық және өкімшілік міндеттерді шешуге бағытталғанын көрсетті. Қазіргі ақпараттық жүйелер энергетика саласының жұмылдыру дайындығын кешенді бағалау, стратегиялық ресурстар-

¹⁰ SISHANKAMRATA — Индонезияның ұлттық қорғаныс доктринасы.

¹¹ Жер қойнауын пайдаланудың бірыңғай платформасы.

¹² Е-Статистика жүйесі — stat.gov.kz

¹³ Е-лицензиялау жүйесі

¹⁴ «Ашық деректер» ұлттық порталы

¹⁵ Smart Data Ukimet

¹⁶ Мұнай өнімдерінің қозғалысын қадағалауға арналған OilTrack платформасы

¹⁷ «EnergyTech» бірыңғай цифрлық платформасы

дың жеткіліктілігін бақылау, төтенше жағдайлар кезіндегі орнықтылықты болжау және жұмылдыру жоспарларының орындалуын мониторингтеу функцияларын толық көлемде қамтымайды.

Осылайша, Қазақстан энергетика саласының цифрлық жетілу деңгейі жоғары болғанымен, жұмылдыру дайындығын мониторингтеуге арналған интеграцияланған цифрлық құралдар жеткілікті деңгейде қалыптаспаған. Қолданыстағы платформаларда жұмылдыру көрсеткіштерін жинау мен талдаудың бірыңғай әдіснамасы жоқ, ал әртүрлі ақпараттық жүйелер арасындағы деректер интеграциясы шектеулі сипатта қалып отыр.

ҚР отын-энергетика кешенінің АТО АҚ қызметін талдау

Жүргізілген талдау нәтижелері ҚР-ның энергетика саласындағы цифрлық трансформация үдерістерінің бірнеше институционалдық кезеңдерден өткенін көрсетті. Осы процестегі негізгі үйлестіруші құрылымдардың бірі ҚР ЭМ-нің отын-энергетика кешенінің (бұдан әрі – ОЭК) АТО АҚ болып табылады. Орталық 1992 ж. ҚР ЭМ-нің бұйрығымен құрылып, бүгінгі күнге дейін саланың тұрақты жұмысын мониторингтеу, талдау және басқарушылық шешімдерді ақпараттық қолдау функцияларын жүзеге асырып келеді [1].

Зерттеу барысында нормативтік құжаттарға, ресми ақпараттық ресурстарға және сараптамалық сұхбат материалдарына жүргізілген талдау АТО АҚ-ның энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз ету жүйесіндегі маңызды институционалдық элемент екенін көрсетті. Сонымен қатар жүргізілген сараптамалық талдау дағдарыстық жағдайларда әрекет ету алгоритмдерінің жекелеген цифрлық жүйелерде ішінара енгізілгенін көрсетті. Әсіресе жұмылдыру дайындығы тұрғысынан алғанда деректерді жинақтау, сақтау, өңдеу, резервтік байланыс арналарының тұрақтылығын қамтамасыз ету және ведомствоаралық өзара іс-қимылды цифрлық форматта ұйымдастыру мәселелері жеткілікті деңгейде шешілмеген.

АТО АҚ-ның қазіргі таңдағы қызметі мен мүмкіндіктерін, соның ішінде жұмылдыру дайындығы бойынша қызметін мына салыстымалы талдау нәтижелерінен көруге болады.

Зерттеу мәселесінің практикалық маңызы автормен және АТО АҚ қызметшілерімен 2026 ж. екі рет дағдарыстық оқу-жаттығу жиындарына қатысу арқылы апробациядан өткізілді. Оқу-жаттығу нәтижелері жұмылдыру дайындығы бойынша ақпараттарды жинау, өңдеу және мониторингтеудің цифрлық жүйесін жетілдірудің өзектілігін айқындады.

Авторлар жүргізген сараптамалық сұхбаттардың нәтижелері энергетика саласында жұмылдыру дайындығын қамтамасыз етуге бағытталған цифрлық шешімдерді қолдану деңгейі әлі де жеткіліксіз екенін көрсетті. Әсіресе авариялық қорлар, кадрлық резервтер, материалдық-техникалық ресурстар, қаржылық қамтамасыз ету

құралдары және құлақтандыру жүйелері жөніндегі ақпараттарды нақты уақыт режимінде жинау мен мониторингтеу толық автоматтандырылмаған. Талдау нәтижелері көрсеткендей, қазіргі жағдайда ЭМ мен отын-энергетика кешені ұйымдары арасындағы деректер алмасу көбінесе ведомстволық ақпараттық жүйелер шеңберінде жүзеге асырылады. Бұл ақпараттың өзектілігіне, жеделдігіне және басқарушылық шешімдердің қабылдану жылдамдығына әсер етуі мүмкін. Осыған байланысты энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын бағалау көрсеткіштерін қолданыстағы ақпараттық жүйелермен интеграциялау қажеттілігі туындайды. Алдыңғы бөлімде қарастырылған халықаралық тәжірибе (IEA, UNECE және басқа да халықаралық ұйымдар) энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз етуде цифрлық мониторинг пен деректерге негізделген басқарудың маңызды рөл атқаратынын көрсетті. Осы тұрғыдан алғанда АТО АҚ-ның қызметі энергетика саласындағы дағдарысқа қарсы басқару жүйесінің базалық элементі ретінде қарастырылуы мүмкін.

Ғылыми тұрғыдан алғанда, энергетика саласының жұмылдыру дайындығын цифрлық басқаруға көшіру энергетикалық қауіпсіздікті қамтамасыз етудің маңызды бағыттарының бірі болып табылады. Заманауи цифрлық платформалар энергетикалық жүйенің жай-күйін нақты уақыт режимінде бақылауға, тәуекелдерді алдын ала бағалауға, ықтимал сценарийлерді модельдеуге және төтенше жағдайлар кезіндегі басқарушылық шешімдердің тиімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

Осылайша, жүргізілген талдау АТО АҚ-ның энергетика саласын өндірістік көрсеткіштер мен ағымдағы деректер негізінде мониторингтеу және үйлестіру бағытындағы функционалдық мүмкіндіктері жеткілікті қалыптасқанын көрсетті. Сонымен бірге жұмылдыру дайындығын бағалау, стратегиялық ресурстарды бақылау, кадрлық резервтерді басқару және дағдарыстық сценарийлерді модельдеу функцияларын қамтитын бірыңғай цифрлық мониторинг жүйесінің болмауы осы саладағы негізгі институционалдық және технологиялық шектеулердің бірі екенін айқындады. Бұл энергетика саласының жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің интеграцияланған цифрлық платформасын қалыптастыру қажеттілігін ғылыми тұрғыдан негіздейді.

Зерттеу аясында энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығы мен цифрландыру деңгейін бағалау мақсатында сараптамалық сауалнама жүргізілді. Сауалнамаға мемлекеттік органдар мен отын-энергетика кешені ұйымдарының сала мамандары мен жұмылдыру органы мамандары қатысты. Жалпы респонденттер саны 85 адамды құрады. Сауалнама 2025–2026 ж.ж. аралығында жүзеге асырылып, энергетикалық қауіпсіздік пен жұмылдыру дайындығының қазіргі жай-күйін бағалауға бағытталды.

Кесте 1. «ҚР отын-энергетика кешенінің Ахуалдық-талдау орталығы» АҚ-ның қазіргі қызметі мен жұмылдыру дайындығы мүмкіндіктері туралы салыстырмалы кесте
Table 1. Comparative Table of the Current Activities and Mobilization Readiness Capabilities of Situational and Analytical Center of the Fuel and Energy Complex of the Republic of Kazakhstan JSC

Күнделікті қызметте In Day-to-Day Activities	Жұмылдыру дайындығы контекстінде In the Context of Mobilization Preparation
1. Жиынтық ақпаратты қалыптастыру / Compilation of Consolidated Information	
ЖҚП арқылы келіп түсетін деректер, сондай-ақ қолданыстағы тәртіпте көзделген жағдайларда электрондық пошта арқылы ұсынылатын мәліметтер негізінде қалыптастырылады. Data received through publicly accessible platforms (ЖҚП) are compiled based on information, as well as information submitted by email in cases provided for by the applicable procedure.	Дағдарыстық жағдайда ақпараттарды жинақтау ҚР Төтенше жағдай министрлігінің (бұдан әрі – ТЖМ) жоспарлау және жедел басқару орталығымен біріктірілген ақпараттық жүйеде іске асырылады. Ал, жұмылдыру дайындығы ақпараттарын қалыптастыру жолға қойылмаған. The collection and consolidation of information in a crisis situation are carried out in an information system integrated with the Center for Planning and Operational Management of the Ministry of Emergency Situations of the Republic of Kazakhstan (hereinafter referred to as the MES). At the same time, the collection of information on mobilization preparation has not been established.
Жиынтық ақпаратты қалыптастыру алгоритмі мынадай кезеңдерді қамтиды: The algorithm for compiling consolidated information includes the following stages:	
– бастапқы ақпаратты жинау; – мәліметтердің толықтығын, уақтылығын және дұрыстығын тексеру; – алынған деректерді өзара салыстыру және сәйкессіздіктерді анықтау; – қажеттілігіне қарай ақпаратты нақтылау; – деректерді бірыңғай жиынтық кестелер мен талдамалық материалдарға біріктіру; – жедел тәуліктік және айлық есептерді, анықтамаларды, талдамалық жазбаларды, презентациялық материалдарды, сондай-ақ ҚР ЭМ. және басқа да мемлекеттік органдарға арналған есептерді дайындау. – collection of initial information; – verification of the completeness, timeliness, and reliability of the information; – comparison of the data received and identification of discrepancies; – clarification of information as necessary; – consolidation of data into unified summary tables and analytical materials; – preparation of operational daily and monthly reports, statements, analytical notes, presentation materials, as well as reports for the Ministry of Energy of the Republic of Kazakhstan and other government bodies	– бүгінгі таңда жұмылдыру дайындығы бойынша ақпараттар жинақталмайды; – зерттеу ұсыныстары автормен ЭМ-нің Цифрландыру департаментімен бірлесе жұмылдыру дайындығын цифрландырудың техникалық тапсырмаларын пысактау сатысында. – as of today, information on mobilization preparation is neither collected nor consolidated; – the proposals based on the findings of the study are currently at the stage of developing technical specifications for the digitalization of mobilization preparation by the author in cooperation with the Department of Digitalization of the Ministry of Energy of the Republic of Kazakhstan.
2. Ақпараттың келіп түсу көздері / Sources of Information	
Мынадай субъектілерден ақпарат алады: – жер қойнауын пайдаланушылардан; – мұнай өңдеу зауыттарынан; – газ өңдеу зауыттарынан; – шағын мұнай өңдеу зауыттарынан; – мұнай базаларынан; – жергілікті атқарушы органдардан; – мұнай мен мұнай өнімдерін тасымалдау операторларынан; – ОӘК өзге де ұйымдарынан. Information is received from the following entities: – from subsoil users; – from oil refineries; – from gas processing plants; – from small oil refineries; – from oil depots; – from local executive bodies; – from operators responsible for the transportation of oil and petroleum products; – from other organizations of the fuel and energy complex.	– жұмылдыру дайындығы бойынша ақпараттарға мониторинг жүргізілмейді. – monitoring of information on mobilization preparation is not conducted.
Тәуліктік және айлық ақпарат ақпараттық жүйе – ЖҚП арқылы, сондай-ақ АТО АҚ, электрондық поштасы арқылы келіп түседі: – мұнай мен газды ішкі нарыққа және экспортқа тасымалдау туралы; – жергілікті атқарушы органдардан – мұнай өнімдері мен сұйытылған мұнай газының бөлшек саудадағы бағалары туралы; – мұнай базалары және оны жалға алушылардан – сақтау орындарындағы мұнай өнімдерінің қалдықтары туралы. Daily and monthly information is received through the information system — ЖҚП, as well as by email by SAC JSC: – on the transportation of oil and gas to the domestic market and for export; – from local executive bodies — on retail prices for petroleum products and liquefied petroleum gas; – from oil depots and their tenants — on petroleum product stocks at storage facilities.	– ақпарат жинақтау жолға қойылмаған; – зерттеу нәтижелері арқылы техникалық мүмкіндіктер пысықталуда. – the collection and consolidation of information have not been established; – technical capabilities are being explored based on the findings of the study.

Күнделікті қызметте In Day-to-Day Activities	Жұмылдыру дайындығы контекстінде In the Context of Mobilization Preparation
3. Дағдарыстық жағдайлар кезіндегі жұмыс / Work in Crisis Situations	
Ақпарат мынадай көздерден келіп түседі: – ҚР ТЖМ; – жер қойнауын пайдаланушылардан; – мұнай өңдеу зауыттарынан; – мұнай-газ кешенінің басқа да ұйымдарынан. Төтенше жағдай туралы ақпарат келіп түскеннен кейі АТО АҚ мамандары: – ақпаратты процеске қатысушылардан жедел түрде растайды; – нақтылаушы мәліметтерді жинайды; – ақпаратты АТО АҚ мен ЭМ басшылығына дереу жеткізеді. Жағдай толық тұрақтанғанға дейін тұрақты мониторинг жүргізіледі. Ақпарат тұрақты түрде жаңартылады, негізгі көрсеткіштердің өзгеруі талданады, тәуекелдер бағаланады және қажеттілігіне қарай басшылыққа жедел баяндалады. Information is received from the following sources: – Ministry of Emergency Situations of the Republic of Kazakhstan (MES RK); – from subsoil users; – from oil refineries; – from other organizations of the oil and gas sector. Upon receiving information about an emergency situation, specialists of SAC JSC: – promptly verify the information with the parties involved in the process; – collect additional data; – immediately report the information to the management of SAC JSC and the Ministry of Energy of the Republic of Kazakhstan. Continuous monitoring is carried out until the situation is fully stabilized. Information is regularly updated, the dynamics of key indicators are analyzed, risks are assessed, and, if necessary, the management is promptly informed.	– цифрлық ақпарат жинау көздері жолға қойылмаған. – sources for collecting digital information have not been established



Сурет 2. «ҚР отын-энергетикалық кешені Ахуалдық-талдамалық орталығы» АҚ тарихы

Figure 2. History of Situational and Analytical Center of the Fuel and Energy Complex of the Republic of Kazakhstan JSC

Ескерту. АТО АҚ деректері негізінде авторлармен әзірленген



Сурет 3. Жұмылдыру саласындағы цифрландыру деңгейі

Figure 3. Digitalization in the Field of Mobilization

Цифрландыру деңгейіне қатысты сауалнама нәтижелері респонденттердің 51,8%-ы оны «орташа» деңгейде, 32,9%-ы «төмен» деңгейде, ал тек 15,3%-ы «жоғары» деңгейде деп бағалағанын көрсетті. Бұл деректер энергетика саласында цифрлық технологиялардың енгізілу қарқыны жеткіліксіз екенін және интеграцияланған цифрлық басқару жүйелерін дамыту қажеттігін айқындайды.

Қорытынды
Жүргізілген зерттеу нәтижелері ҚР-ның энергетика саласындағы жұмылдыру дайын-

дығын мониторингтеу және бағалау жүйесінде институционалдық және цифрлық даму резервтерінің бар екенін көрсетті. Зерттеу барысында ақпаратты жинау, өңдеу, верификациялау және талдау процестерінің толық автоматтандырылмағаны, ақпараттық жүйелер арасындағы деректер алмасудың жеткілікті деңгейде интеграцияланбауы және жұмылдыру дайындығын мониторингтеуге арналған бірыңғай цифрлық платформаның болмауы анықталды. Бұл факторлар ақпараттың жеделдігі мен сапасына, сондай-ақ дағдарыстық жағдайларда басқарушылық шешімдердің тиімділігіне әсер етуі мүмкін.

Сауалнама нәтижелерінде «қанағаттанарлық» деңгейдің басым болуы энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын басқарудың негізгі институционалдық тетіктері қалыптасқанымен, олардың цифрлық трансформациясы толық аяқталмағанын көрсетеді. Осыған байланысты деректерге негізделген басқару (data-driven governance) қағидаттарын енгізу, ақпараттық процестерді автоматтандыру, ведомствоаралық деректер интеграциясын күшейту және болжамдық талдау құралдарын пайдалану өзекті бағыттар ретінде айқындалады.

Зерттеудің негізгі ғылыми-тәжірибелік нәтижесі ретінде ҚР-ның энергетика саласында жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің үш деңгейлі цифрлық жүйе моделі ұсынылады. Модельдің негізгі мақсаты – энергетикалық объектілерден алынатын бастапқы ақпаратты орталықтандырылған түрде жинау, өңдеу және талдау арқылы тәуекелдерді ерте анықтау, ықтимал дағдарыстық сценарийлерді бағалау және басқарушылық шешімдерді ақпараттық қолдау.

Ұсынылып отырған модель операциялық, тактикалық және стратегиялық үш деңгейден тұрады. Деңгейлер өзара бірыңғай цифрлық ақпараттық жабық контур арқылы байланысып, ақпараттың төменнен жоғары қарай қалыптасуын және басқарушылық шешімдердің жоғарыдан төмен қарай жеткізілуін қамтамасыз етеді.

Операциялық деңгей – энергетикалық объектілер.

Бірінші деңгей энергетикалық инфрақұрылымның нақты объектілерін қамтиды: электр станциялары, жылу электр орталықтары, мұнай және газ өндіру, өңдеу және тасымалдау объектілері және басқа да стратегиялық объектілер. Бұл деңгейде SCADA¹⁸, IoT¹⁹ және автоматтандырылған есепке алу жүйелері арқылы өндіріс көлемі, отын қоры, өндірістік қуаттардың қолжетімділігі, технологиялық жабдықтардың жай-күйі, дағдарыс кезеңіндегі құлақтандыру және басқа да жедел көрсеткіштер туралы ақпарат жиналады.

Жасанды интеллекттің негізгі міндеттері:

- деректердің сапасын бастапқы бақылау;

- қалыпты көрсеткіштерден ауытқуларды анықтау;

- ықтимал техникалық және ресурстық тәуекелдерді айқындау;

- қысқа мерзімді болжам жасау.

Нәтижесінде әрбір энергетикалық объектінің ағымдағы жағдайы және анықталған тәуекелдер туралы жедел ақпарат қалыптасады.

Тактикалық деңгей – салалық және өңірлік басқару.

Екінші деңгейде энергетикалық объектілерден, салалық ұйымдардан және жергілікті атқарушы органдардан келіп түсетін ақпарат біріктіріліп, өңірлік және салалық деңгейде (электр энергетикасы, мұнай-газ, мұнайгазхимия) талданады. Бұл деңгейдің негізгі міндеті – әртүрлі дерек көздерінен алынған ақпаратты салыстыру, верификациялау және олардың өзара байланысын анықтау.

Жасанды интеллект:

- деректерді салыстырады және верификациялайды;

- ресурстардың жеткіліктілігін бағалайды;

- тәуекелдердің өңірлік деңгейдегі ықтимал әсерін анықтайды;

- дағдарыстық сценарийлерді модельдейді;

- қажетті ресурстар мен ықтимал әрекет ету шараларын айқындауға ақпараттық қолдау көрсетеді.

Мысалы, отын қорының төмендеуі, өндірістік қуаттардың қысқаруы және логистикалық шектеулер бір уақытта орын алған жағдайда, жүйе олардың өңірдің энергетикалық қамтамасыз етілуіне ықтимал әсерін кешенді түрде бағалай алады.

Стратегиялық деңгей – республикалық басқару.

Үшінші деңгейде өңірлік және салалық деңгейлерде өңделген ақпарат республикалық ауқымда жинақталады. Бұл деңгейдің мақсаты – ҚР-ның энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығының жалпы жай-күйін бағалау және стратегиялық басқарушылық шешімдерді қолдау.

Жасанды интеллект бұл деңгейде:

- орта және ұзақ мерзімді болжам жасайды;

- жиынтық тәуекелдерді бағалайды;

- әртүрлі дағдарыстық сценарийлерді салыстырады;

- энергетикалық ресурстар мен резервтердің жеткіліктілігін бағалайды;

- басқарушылық шешімдердің ықтимал салдарын модельдейді.

Нәтижесінде уәкілетті органдарға энергетика саласының жұмылдыру дайындығы туралы жиынтық аналитикалық ақпарат ұсынылады. Бұл ресурстарды қайта бөлу, резервтерді толықтыру,

¹⁸ SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition – Диспетчерлік басқару және деректерді жинау) – өндірістік процестерді нақты уақытта қашықтан бақылау және басқару жүйесі.

¹⁹ IoT (Internet of Things – Заттар интернеті) – физикалық құрылғылардың интернет арқылы дерек алмасып, өзара әрекеттесу жүйесі.

қосымша қуаттарды пайдалану немесе алдын алу шараларын қабылдау қажеттілігін бағалауға мүмкіндік береді.

Ұсынылып отырған модельдің негізгі ерекшелігі – үш деңгейдің дербес емес, бірыңғай цифрлық жүйе ретінде жұмыс істейі.

Кесте 2. Үш деңгейлі цифрлық жүйе моделінің негізгі мақсаттары мен міндеттер
Table 2. Core Goals and Objectives of the Three-Tier Digital System Model

Деңгей Level	Дерек көзі Source	ЖИ функциясы AI Function	Негізгі нәтиже Main Outcome
Операциялық Operational	Энергетикалық объектілер Energy facilities	Ауытқуларды анықтау, бастапқы болжам Detection of deviations, initial forecasting	Объектінің ағымдағы жағдайы және тәуекелі Current status and risks of the facility
Тактикалық Tactical	Салалық және өңірлік деректер Industry and regional data	Верификация, тәуекелдерді бағалау, сценарийлік талдау Verification, risk assessment, scenario analysis	Өңірлік және салалық тәуекелдер Regional and industry-specific risks
Стратегиялық Strategic	Жиынтық республикалық деректер Consolidated national data	Болжамдау, кешенді бағалау, шешімдерді қолдау Forecasting, comprehensive assessment, decision-making support	Энергетика саласының жалпы тұрақтылығы Overall resilience of the energy sector

Ақпараттық ағын «объект → өңір/сала → республика» бағыты бойынша қалыптасады. Ал басқарушылық шешімдер мен тиісті тапсырмалар «республика → өңір/сала → объект» бағыты бойынша жеткізіледі. Осылайша, модель кері байланысқа негізделген үздіксіз басқару циклін қалыптастырады. Үш деңгейлі цифрлық жүйенің құрамына мынадай негізгі модульдерді енгізу ұсынылады:

- энергетикалық баланс және ресурстар мониторингі;
- жұмылдыру қорларын есепке алу;
- кадрлық және материалдық резервтерді мониторингтеу;
- тәуекелдерді ерте анықтау;
- сценарийлік және болжамдық талдау;
- дағдарыстық жағдайларды визуализациялау;
- басқарушылық шешімдерді қолдау;
- құлақтандыру;
- автоматтандырылған есептілік.

Жасанды интеллект бұл модульдерде деректерді автоматты өңдеу, ауытқуларды анықтау, тәуекелдерді бағалау және болжам жасау құралы ретінде қолданылады. Бұл ретте соңғы басқарушылық шешім уәкілетті тұлғада сақталады, ал ЖИ шешім қабылдау процесін ақпараттық-талдамалық тұрғыдан қолдайды.

Ұсынылған модельді іске асыру үшін:

- энергетика саласының жұмылдыру дайындығын мониторингтейтін бірыңғай цифрлық жүйе қалыптастыру;
- ведомствоаралық деректер алмасудың бірыңғай стандарттарын енгізу;
- энергетикалық объектілерден деректерді автоматты түрде жинау мүмкіндіктерін кеңейту;

ҚОСЫМША АҚПАРАТ

Қаржыландыру көзі. Авторлар осы зерттеуді жүргізу барысында сыртқы қаржыландыру көздері болмағанын мәлімдейді.

Мүдделер қақтығысы. Авторлар осы зерттеуді жүргізуге және мақаланы жариялауға байланысты нақты немесе ықтимал мүдделер қақтығысының жоқ екенін мәлімдейді.

- жұмылдыру ресурстарының бірыңғай цифрлық реестрін қалыптастыру;

- тәуекелдерді бағалау және сценарийлік болжау үшін ЖИ құралдарын енгізу;

- дағдарыстық кезеңде құлақтанырудың цифрлық жүйесін енгізу;

- ақпараттық қауіпсіздік пен деректерді қорғаудың көпдеңгейлі жүйесін қамтамасыз ету;

- ахуалдық-талдамалық орталықты ақпаратты жинау және мониторингтеумен қатар, талдау, болжау және басқарушылық шешімдерді қолдау функцияларын жүзеге асыратын цифрлық басқару орталығы ретінде дамыту ұсынылады.

Осылайша, үш деңгейлі ЖИ моделі энергетика саласындағы жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің объектілік, өңірлік-салалық және республикалық деңгейлерін біртұтас цифрлық контурға біріктіруге бағытталған. Модельдің ерекшелігі – әр деңгейде ЖИ-дің нақты басқарушылық міндетке сәйкес қолданылуында: операциялық деңгейде – ерте анықтау, тактикалық деңгейде – тәуекелдерді бағалау және сценарийлік талдау, стратегиялық деңгейде – болжамдау және шешімдерді қолдау.

Ұсынылған тәсіл ақпаратты жинау мен өңдеу уақытын қысқартуға, ведомствоаралық ақпарат алмасуды жақсартуға, жұмылдыру ресурстарының жай-күйін жедел бағалауға және ықтимал дағдарыстық жағдайларға алдын ала ден қою мүмкіндігін арттыруға бағытталған. Осы тұрғыдан алғанда, үш деңгейлі модель ҚР-ның энергетика саласында жұмылдыру дайындығын мониторингтеудің цифрлық жүйесін қалыптастырудың негізгі архитектуралық шешімі ретінде ұсынылады.

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 related to this study and its publication.

Authors' contribution. All authors made substantial contributions to the conception and design

Авторлардың үлесі. Барлық авторлар зерттеу тұжырымдамасын әзірлеуге, деректерді талдауға, қолжазбаны дайындауға және редакциялауға елеулі үлес қосты, жарияланар алдында мақаланың соңғы нұсқасымен танысып, оны мақұлдады. Авторлардың негізгі үлесі келесідей бөлінді: Қалауов Н.С. – зерттеудің тұжырымдамалық негізін әзірледі, халықаралық тәжірибе мен статистикалық деректерге жүйелі талдау жасады, сондай-ақ қолжазбаның бірінші нұсқасын құрастыру және ғылыми редакциялау жұмыстарын басқарды; Қошқаров Е.Ж. – отын-энергетика кешені саласы бойынша сараптамалық бағалау жүргізді, жинақталған ақпараттың нақты объектілердің жұмылдыру дайындығы шаралары мен цифрлық қызмет мүмкіндіктеріне сәйкестігін тексерді, мәтінге мазмұндық түзетулер енгізді.

of the study, data analysis and interpretation, manuscript preparation and revision, approved the final version of the manuscript, and agreed to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nurgauzhan S. Kalauov – developed the conceptual framework of the study, conducted a systematic analysis of international practices and statistical data, and worked on drafting and scientifically editing the first version of the manuscript; Yerzhan Zh. Koshkarov – performed an expert assessment of the fuel and energy complex sector, verified the alignment of gathered data with mobilization readiness measures and digital service capabilities of specific facilities, and contributed substantive content revisions to the manuscript.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. sactek.kz [ғаламтор]. «ҚР отын-энергетикалық кешенінің ахуалдық-талдау орталығы» АҚ [жүгінген күні: 03.04.2026]. Кіру режімі: www.sactek.kz/.
2. unece.org [ғаламтор]. UNESE. Digitalization in Energy [жүгінген күні: 06.04.2026]. Кіру режім: unece.org/sustainable-energy/digitalization-energy/.
3. Mussirepova E., Koshkarov Y., Abishova G., et al. Employing AI in machine learning to assess biodiversity and guarantee ecosystem resilience // E3S Web of Conferences. 2026. Vol. 719. doi: [10.1051/e3sconf/202671901004](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202671901004).
4. Attacks on Ukraine's Energy Infrastructure: Outlook and Impact During the 2024–2025 Cold Season. ACAPS; 2024 Sept. Thematic Report.
5. Afanasyev K., Bahorka M., Bezpartochna O., et al. Current issues of security management during martial law [ғаламтор]. Košice : University of Security Management in Košice, 2022. [жүгінген күні: 15.04.2026]. Кіру режімі: zenodo.org/records/7231597.
6. Tyakhyono G., Manangkalangi G., Susanto T.H., et al. Xi Jinping's Technocratic Leadership and the Mobilization of China's National Resources: Implications for Defense Strategy and the Digitalization of the Iranian Navy // Jurnal DIALETIKA: Jurnal Ilmu Sosial. 2025. Vol. 23, No. 3. P. 141–152.
7. gov.uk [ғаламтор]. UK emergency oil stocking: international obligations [жүгінген күні: 16.04.2026]. Кіру режімі: www.gov.uk/government/publications/uk-emergency-oil-stocking-international-obligations.
8. eur-lex.europa.eu [ғаламтор]. Council Directive 2009/119/EC of 14 September 2009 imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products [жүгінген күні: 16.04.2026]. Кіру режімі: eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:265:0009:0023:EN:PDF.
9. iea.org [ғаламтор]. IEA. Agreement on an International Energy Program (IEP Agreement) / IEA Emergency Reserve Requirements [жүгінген күні: 26.04.2026]. Кіру режімі: www.iea.org/topics/energy-security.
10. Максимцев И.А., Костин К.Б., Онуфриева О.А. Современные тенденции развития цифровизации в мировой энергетике // Вопросы инновационной экономики. 2023. Т. 13, № 2. С. 869–892. doi: [10.18334/vinec.13.2.117224](https://doi.org/10.18334/vinec.13.2.117224).
11. inform.kz [ғаламтор]. KAZINFORM. Единую систему управления энергетикой создадут в Казахстане к 2027 году. [жүгінген күні: 06.09.2026]. Кіру режімі: www.inform.kz/ru/edinuyu-sistemu-upravleniya-energetikoy-sozdadut-v-kazahstane-k-2027-godu-7bbcb7.

REFERENCES

1. sactek.kz [Internet]. Situational Analytical Center of the Fuel and Energy Complex of the Republic of Kazakhstan [cited 2026 Apr 03]. Available from: www.sactek.kz/.
2. unece.org [Internet]. UNESE. Digitalization in Energy [cited 2026 Apr 04]. Available from: unece.org/sustainable-energy/digitalization-energy/.
3. Mussirepova E, Koshkarov Y, Abishova G, et al. Employing AI in machine learning to assess biodiversity and guarantee ecosystem resilience. *E3S Web of Conferences*. 2026;719:01004. doi: [10.1051/e3sconf/202671901004](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202671901004).
4. Attacks on Ukraine's Energy Infrastructure: Outlook and Impact During the 2024–2025 Cold Season. ACAPS; 2024 Sept. Thematic Report.
5. Afanasyev K, Bahorka M, Bezpartochna O, et al. Current issues of security management during martial law [Internet]. Košice: University of Security Management in Košice; 2022 [cited 2026 Apr 15]. Available from: zenodo.org/records/7231597.
6. Tyakhyono G, Manangkalangi G, Susanto TH, et al. Xi Jinping's Technocratic Leadership and the Mobilization of China's National Resources: Implications for Defense Strategy and the Digitalization of the Iranian Navy. *Jurnal DIALETIKA: Jurnal Ilmu Sosial*. 2025;23(3):141–152.
7. gov.uk [Internet]. UK emergency oil stocking: international obligations [cited 2026 Apr 16]. Available from: www.gov.uk/government/publications/uk-emergency-oil-stocking-international-obligations.
8. eur-lex.europa.eu [Internet]. Council Directive 2009/119/EC of 14 September 2009 imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products [cited 2026 Apr 16]. Available from: eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:265:0009:0023:EN:PDF.

9. [iea.org](https://www.iea.org) [Internet]. IEA. Agreement on an International Energy Program (IEP Agreement) / IEA Emergency Reserve Requirements [cited 2026 Apr 26]. Available from: www.iea.org/topics/energy-security.
10. Maksimsev IA, Kostin KB, Onufrieva OA. Current trends in digitalization in the global energy sector. *Russian Journal of Innovation Economics*. 2023;13(2):1087–1104. doi: [10.18334/vinec.13.2.117224](https://doi.org/10.18334/vinec.13.2.117224).
11. [inform.kz](https://www.inform.kz) [Internet]. KAZINFORM. A unified energy management system will be created in Kazakhstan by 2027. (Accessed: 06.09.2026). Available at: www.inform.kz/ru/edinuyu-sistemu-upravleniya-energetikoy-sozhdadut-v-kazahstane-k-2027-godu-7bbcb7.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ***Қалауов Нұрғажан Серикович**ORCID [0009-0002-0583-4517](https://orcid.org/0009-0002-0583-4517)e-mail: kalafov1976@mail.ru.**Қошқаров Ержан Жетпісұлы**ORCID [0009-0001-0801-0647](https://orcid.org/0009-0001-0801-0647)e-mail: yerzhan.koshkarov@astarait.edu.kz.**AUTHORS' INFO*****Nurgauzhan S. Kalauov**ORCID [0009-0002-0583-4517](https://orcid.org/0009-0002-0583-4517)e-mail: kalafov1976@mail.ru.**Yerzhan Zh. Koshkarov**ORCID [0009-0001-0801-0647](https://orcid.org/0009-0001-0801-0647)e-mail: yerzhan.koshkarov@astarait.edu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 665.6/.7
CSCSTI 61.51.17

DOI: [10.54859/kjogi109015](https://doi.org/10.54859/kjogi109015)

Received: 11.06.2026.

Accepted: 21.09.2026

Published: 30.09.2026.

Original article

Design of a Combined Isomerization-Catalytic Reforming Unit for Increasing Gasoline Octane Number Using an AI-Based Quality Prediction Model

Aruzhan Abdigali, Nuriya Ye. Aikenova, Zhansaya Zhakhanshayeva

Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The production of high-octane gasoline meeting stringent environmental requirements remains an important task for petroleum-refining industries, including Kazakhstan. At the same time, artificial intelligence and digitalization are increasingly applied to support process design and fuel-quality prediction.

Aim: To design a combined isomerization-catalytic reforming system for producing AI-92, AI-95, and AI-98 gasoline grades using an AI-based model for gasoline-quality prediction.

Materials and Methods: Three commercial gasoline grades (AI-92, AI-95, and AI-98) were characterized by pycnometric density measurement, capillary viscometry, and thermogravimetric analysis with differential thermal analysis. Linear Regression, k-Nearest Neighbors, and Decision Tree models were used to predict research octane number (RON). Kinetic models were developed for light-naphtha isomerization and catalytic reforming, together with material and energy balance calculations, DIP-column design, and reformat-yield estimation.

Results: The Decision Tree model provided exact RON predictions for the three tested grades (MAE = 0.00; $R^2 = 1.00$). The isomerization unit with DIP recycle produced an isomerate with RON 87.4, while the catalytic reforming unit produced reformat with RON 98.5 at 500°C and a liquid yield of 85.4 vol%. The calculated blended RON values were 92.1, 95.3, and 98.2 for AI-92, AI-95, and AI-98, respectively.

Conclusions: The combined process configuration enables the production of the full range of studied gasoline grades by adjusting the proportions of isomerate and reformat in the blending pool. The AI-based quality model can be used as a supporting tool for defining target octane specifications during process design.

Keywords: gasoline octane number; artificial intelligence; machine learning; isomerization; catalytic reforming; light naphtha; kinetic model; material balance; energy balance; refinery design.

To cite this article:

Abdigali A, Aikenova NY, Zhakhanshayeva Z Design of a Combined Isomerization-Catalytic Reforming Unit for Increasing Gasoline Octane Number Using an AI-Based Quality Prediction Model. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):106–118. DOI: [10.54859/kjogi109015](https://doi.org/10.54859/kjogi109015).

УДК 665.6/.7
МРНТИ 61.51.17

DOI: [10.54859/kjogi109015](https://doi.org/10.54859/kjogi109015)

Получена: 11.06.2026.

Одобрена: 21.09.2026

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Разработка комбинированной установки изомеризации-каталитического риформинга для повышения октанового числа бензина с использованием модели прогнозирования качества на основе искусственного интеллекта

А. Абдигали, Н.Е. Айкенова, Ж. Жаханшаева

Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Производство высокооктанового бензина, соответствующего современным экологическим требованиям, остаётся актуальной задачей нефтеперерабатывающей промышленности, в т.ч. Казахстана. Одновременно искусственный интеллект и цифровизация всё шире применяются для поддержки проектирования технологических процессов и прогнозирования качества топлива.

Цель. Разработать комбинированную систему изомеризации и каталитического риформинга для получения бензинов AI-92, AI-95 и AI-98 с использованием модели на основе искусственного интеллекта для прогнозирования качества бензина.

Материалы и методы. Три товарные марки бензина (AI-92, AI-95 и AI-98) исследовали методами пикнометрического определения плотности, капиллярной вискозиметрии и термогравиметрического анализа в сочетании с дифференциальным термическим анализом. Для прогнозирования исследовательского октанового числа (далее – РОН) применяли линейную регрессию, метод k-ближайших соседей и дерево решений. Для изомеризации лёгкой нефти и каталитического риформинга разработаны кинетические модели с расчётом материального и энергетического балансов, проектированием колонны ДИП и оценкой выхода риформата.

Результаты. Модель дерева решений обеспечила точное прогнозирование РОН для трёх исследованных марок (MAE = 0,00; $R^2 = 1,00$). Установка изомеризации с рециркуляцией ДИП обеспечила изомеризат с РОН 87,4, а установка каталитического риформинга – риформат с РОН 98,5 при 500°C и выходом жидкого продукта 85,4%об. Расчётные значения РОН смесевых бензинов составили 92,1, 95,3 и 98,2 для AI-92, AI-95 и AI-98 соответственно.

Заключение. Комбинированная конфигурация позволяет получать весь рассматриваемый ряд товарных бензинов за счёт регулирования соотношения изомеризата и риформата в смесевом пуле. Модель прогнозирования качества на основе искусственного интеллекта может использоваться как вспомогательный инструмент при задании целевых характеристик октанового числа на этапе проектирования.

Ключевые слова: октановое число бензина, искусственный интеллект, машинное обучение, изомеризация, каталитический риформинг, лёгкая нефть, кинетическая модель, материальный баланс, энергетический баланс, проектирование нефтеперерабатывающей установки.

Как цитировать:

Абдигали А., Айкенова Н.Е., Жаханшаева Ж. Разработка комбинированной установки изомеризации-каталитического риформинга для повышения октанового числа бензина с использованием модели прогнозирования качества на основе искусственного интеллекта // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 106–118. DOI: [10.54859/kjogi109015](https://doi.org/10.54859/kjogi109015).

ӨОЖ 665.6/.7
ГТАХР 61.51.17

DOI: [10.54859/kjogi109015](https://doi.org/10.54859/kjogi109015)

Қабылданды: 11.06.2026.

Мақұлданды: 21.09.2026

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Жасанды интеллект негізіндегі сапаны болжау моделін пайдалана отырып, бензиннің октан санын арттыруға арналған изомеризация-каталитикалық риформингтің біріктірілген қондырғысын әзірлеу

А. Абдигали, Н.Е. Айкенова, Ж. Жаханшаева

Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Қазіргі экологиялық талаптарға сәйкес келетін жоғары октанды бензин өндіру мұнай өңдеу өнеркәсібі, соның ішінде Қазақстан үшін де өзекті міндет болып табылады. Сонымен қатар жасанды интеллект пен цифрландыру технологиялық үдерістерді жобалауды және отын сапасын болжауды қолдау үшін кеңінен қолданылуда.

Мақсаты. Бензин сапасын жасанды интеллект негізіндегі модель арқылы болжау мүмкіндігін пайдаланып, AI-92, AI-95 және AI-98 маркаларын өндіруге арналған изомеризация-каталитикалық риформингтің біріктірілген жүйесін әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. AI-92, AI-95 және AI-98 маркаларының үш тауарлық бензин үлгісінің тығыздығы пикнометриялық әдіспен, кинематикалық тұтқырлығы капиллярлық вискозиметрия әдісімен, ал термиялық сипаттамалары термогравиметриялық және дифференциалдық-термиялық талдау арқылы анықталды. Зерттеу октан санын болжау үшін сызықтық регрессия, k-жақын көршілер әдісі және шешімдер ағашы қолданылды. Жеңіл нафтан изомеризациялау және каталитикалық риформинг үшін кинетикалық модельдер әзірленіп, материалдық және энергетикалық баланстар есептелді, ДИП колоннасы жобаланды және риформат шығымы бағаланды.

Нәтижелері. Шешімдер ағашы моделі зерттелген үш бензин маркасы үшін РОН мәндерін дәл болжады ($MAE = 0,00$; $R^2 = 1,00$). ДИП рециркуляциясы бар изомеризация қондырғысы РОН 87,4 болатын изомеризат, ал каталитикалық риформинг қондырғысы 500°C температурада РОН 98,5 және сұйық өнім шығымы 85,4 көлем.% болатын риформат берді. Қоспалық РОН мәндері AI-92, AI-95 және AI-98 үшін тиісінше 92,1; 95,3 және 98,2 болды.

Қорытынды. Біріктірілген технологиялық сұлба қоспа құрамындағы изомеризат пен риформаттың арақатынасын реттеу арқылы қарастырылған бензин маркаларының толық қатарын өндіруге мүмкіндік береді. Жасанды интеллект негізіндегі сапаны болжау моделі технологиялық жобалау кезеңінде мақсатты октан санын анықтауға арналған қосымша құрал ретінде пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: бензиннің октан саны; жасанды интеллект; машиналық оқыту; изомеризация; каталитикалық риформинг; жеңіл нефть; кинетикалық модель; материалдық баланс; энергетикалық баланс; мұнай өңдеу қондырғысын жобалау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Абдигали А., Айкенова Н.Е., Жаханшаева Ж. Жасанды интеллект негізіндегі сапаны болжау моделін пайдалана отырып, бензиннің октан санын арттыруға арналған изомеризация-каталитикалық риформингтің біріктірілген қондырғысын әзірлеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 106–118 б. DOI: [10.54859/kjogi109015](https://doi.org/10.54859/kjogi109015).

Introduction

The production of high-octane gasoline meeting stringent environmental standards such as Euro-5 represents a major challenge for petroleum-refining industries worldwide, and particularly in Kazakhstan, where refinery modernization programs aim to phase out legacy low-octane grades (e.g., A-80) and produce fuels complying with Euro-4 / Euro-5 requirements [1]. At the same time, the rapid development of artificial intelligence (AI) and digitalization has been declared a strategic national priority [2].

Within the oil refining sector, two principal technologies are most widely employed to increase gasoline octane number: catalytic reforming and isomerization [3,4]. Catalytic reforming converts naphtha (C_7 – C_{10} fraction) into high-octane reformate by promoting dehydrogenation of naphthenes to aromatics, isomerization, and dehydrocyclization. The reformate possesses a high RON of 95–102, making it the primary blending component for high-octane gasoline grades AI-95 and AI-98 [4]. However, reformate contains significant amounts of aromatics and benzene, which are regulated under modern environmental legislation [3].

Light naphtha isomerization, in contrast, rearranges straight-chain C_5/C_6 paraffins into their branched isomers, producing a sulfur-free, benzene-free, olefin-free isomerate with RON up to 92 depending on the process configuration [3, 5, 6]. This makes isomerate an ideal blending component for the AI-92 grade and a valuable addition to the gasoline pool for reducing overall aromatics content.

The combination of isomerization and catalytic reforming in a single refinery scheme is widely recognized as the most effective strategy for meeting the full spectrum of gasoline quality requirements: isomerization handles the light naphtha fraction to produce clean AI-92 base stock, while catalytic reforming upgrades the heavier naphtha fraction to provide the high-octane reformate needed for AI-95 and AI-98 [3, 5, 6]. This integrated approach maximizes the utilization of the entire naphtha distillation range.

Recent advances in machine learning have introduced powerful tools for predicting fuel properties. Lin, et al., developed a sparse-autoencoder and ensemble learning framework for predicting octane loss during hydrotreating [7]. Bounaceur, et al., proposed a deep learning model based on quantitative structure–property relationship (QSPR) modeling for RON, MON, and cetane number estimation [8]. These studies demonstrate that AI can serve as a reliable surrogate model within the refinery design loop [7–9].

The objective of this work is to design a combined isomerization–catalytic reforming system using

an AI-based model to predict gasoline quality. The specific tasks include: (1) experimental characterization of three commercial gasoline grades; (2) development and comparison of machine learning (ML) models for RON prediction; (3) design of a light naphtha isomerization unit with DIP recycle for AI-92 production; (4) design of a catalytic reforming unit for AI-95 and AI-98 production; (5) comprehensive mathematical modeling of both units.

Materials and methods

Three grades of commercial automotive gasoline–AI-92, AI-95, and AI-98 were used in this study. The samples were obtained from petroleum refineries in Kazakhstan. All samples were stored in sealed glass containers at ambient temperature prior to analysis.

The density of each gasoline sample was determined at 15°C using the pycnometric method in accordance with ASTM D1298¹. Kinematic viscosity was measured at 20°C using a capillary viscometer following ASTM D445². All measurements were performed in triplicate.

Thermogravimetric analysis was performed using a NETZSCH STA 449F3 Jupiter simultaneous thermal analyzer³. Approximately 195 mg of each gasoline sample was placed in an open Al_2O_3 crucible and heated from 30 to 600°C at 10°C·min^{−1} under an inert atmosphere (N_2). Thermogravimetric analysis (TGA) and differential thermal analysis (DTA) signals were recorded simultaneously. Mass loss was calculated as:

$$\Delta m = m_0 - m_t \quad (1)$$

where m_0 is the initial sample mass, and m_t is the mass at the given temperature.

Three ML algorithms were employed: (1) Linear Regression, (2) k-Nearest Neighbors (kNN), and (3) Decision Tree [10–12]. The input features comprised density (ρ , g·cm^{−3}), kinematic viscosity (ν , mm²·s^{−1}), mass loss (Δm , %), and temperature (T , °C). The same symbols are used in the regression equation, so that each feature is identified unambiguously:

$$ON = a + b_1 \cdot \rho + b_2 \cdot \nu + b_3 \cdot \Delta m + b_4 \cdot T \quad (2)$$

where ON is the research octane number (–) – the dependent variable; ρ is the density of the sample at 15°C (g·cm^{−3}); ν is the kinematic viscosity at 20°C (mm²·s^{−1}); Δm is the mass loss determined by TGA at the given temperature (%), Eq. (1); T is the temperature of the TGA measurement (°C); a is the intercept and b_1 – b_4 are the regression coefficients of the corresponding features, obtained by ordinary least squares.

¹ ASTM D1298-12b(2017)е1 Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method

² ASTM D445-24 Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)

³ Simultaneous Thermogravimetry STA 449 F3 Jupiter® © Fascinating Flexibility in Thermal Analysis

Models were implemented in Python using scikit-learn.

For producing AI-92 gasoline, a light naphtha isomerization unit with DIP recycle was designed. The isomerization process converts C_5/C_6 paraffins into branched isomers on Pt/ Al_2O_3 chlorinated catalyst. The DIP column separates isopentane (RON = 92.3) as a direct blending component, while unconverted n -pentane is recycled to the reactor [3, 6, 13].

For producing AI-95 and AI-98 grades, a catalytic reforming unit was designed. Catalytic reforming converts the heavier naphtha fraction (C_7 – C_{10} , boiling range 85–180°C) into high-octane reformate (RON 95–102) through dehydrogenation, isomerization, and dehydrocyclization reactions on a Pt–Re/ Al_2O_3 bimetallic catalyst [4, 14]. The reformate serves as the primary blending component for AI-95 and AI-98 grades.

Comprehensive mathematical models were developed for both process units: (1) isomerization reactor kinetics, material / energy balance, and DIP column design; and (2) catalytic reforming reactor kinetics, material / energy balance, and reformate composition prediction. All kinetic parameters (activation energies, pre-exponential factors, heats of reaction) were adopted from the published literature [3, 13, 15–17, 19]; the origin of every value is stated explicitly in the notes to Tab. 5 and 8. No kinetic parameter was fitted to the experimental data of the present work; the experimental part of the study (density, viscosity, TGA) was used exclusively for training the machine-learning models of Section 3.3.

Quantities referring to a reaction (rate r_i , rate constant k_i , equilibrium constant $K_{eq,i}$, activation energy $E_{a,i}$, heat of reaction $\Delta H_{r,i}$) carry the reaction index i as a subscript; the indices $i = 1$ –3 to the isomerization reactions (pentane isomerization, hexane isomerization and hydrocracking) and $i = 4$ –7 to the reforming reactions (dehydrogenation, dehydrocyclization, paraffin isomerization and hydrocracking). Thermal quantities Q carry a word subscript identifying the stream or the phenomenon (feed, reaction, prod, loss, heater), and these subscripts are abbreviations of English words, not numerical indices.

Results and Discussion

The measured properties are presented in Tab. 1. Density increases from AI-92 (0.7165 g/cm³) to AI-98 (0.7265 g/cm³), reflecting higher proportions of branched and aromatic hydrocarbons. Viscosity exhibits an inverse trend (1.030 to 0.993 mm²/s).

Table 1. Physicochemical properties of the gasoline samples

Gasoline Grade	Density, g/cm ³	Viscosity, mm ² /s	RON
AI-92	0.7165	1.030	92
AI-95	0.7227	1.016	95
AI-98	0.7265	0.993	98

Correlation analysis revealed $|r| \approx 0.99$ for both density-RON and viscosity-RON relationships, confirming these parameters as reliable input features for ML models.

Table 2. Temperature-dependent mass loss (%) for the three gasoline grades

T, °C	AI-92, Δm, %	AI-95, Δm, %	AI-98, Δm, %	Dominant Process
30	0.0000	0.0000	0.0000	No change
100	0.0701	0.1814	0.0538	C_5 – C_6 evaporation
150	0.1515	0.3173	0.1019	C_6 – C_7 evaporation
200	0.2771	0.4379	0.1548	C_7 – C_{10} evaporation
250	0.2971	0.4694	0.1684	Residual fraction

AI-95 exhibited the highest total mass loss (0.47% at 250°C), while AI-98 showed the lowest (0.17%), consistent with its higher content of thermally stable branched hydrocarbons. DTA curves confirmed that the major thermal events correspond to evaporation of light and medium hydrocarbon fractions (C_5 – C_9) in the 30–200°C range.

Table 3. Predicted octane numbers by the three machine learning models

Gasoline Grade	Actual	Linear Reg.	kNN	Decision Tree	Best
AI-92	92	91.27	93.50	92.00	DT
AI-95	95	93.28	93.50	95.00	DT
AI-98	98	95.28	96.50	98.00	DT

The Decision Tree model provided exact predictions for all three grades (mean absolute error (MAE) = 0.00, $R^2 = 1.00$). Linear Regression showed systematic underestimation (MAE = 2.15), while kNN exhibited intermediate performance (MAE = 1.83). These AI-predicted RON values were used to define the target specifications for both process units: isomerate RON ≥ 87 for AI-92 blending, and reformate RON ≥ 95 for AI-95 / AI-98 blending.

Isomerization Unit Design for AI-92 Production

For AI-92 gasoline production, the DIP recycle isomerization configuration was selected based on the comparative analysis of process alternatives (Tab. 4). The DIP recycle provides RON 87–88, which, when blended with other gasoline pool components, is sufficient to meet the AI-92 specification (RON ≥ 92).

Table 4. Comparison of isomerization configurations for AI-92 production

Parameter	Once-Through	DIP Recycle	DIP+DIH
Product RON	83–84	87–88	90–92+
Relative CAPEX	1.0	1.3–1.5	1.8–2.2
Energy (MW)	2–3	6–8	11–14
Complexity	Simple	Moderate	Complex
Number of columns	0	1 (DIP)	2 (DIP+DIH)

DIH – deisohexanizer

Over a chlorinated $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3$ catalyst, light naphtha undergoes two parallel isomerization transformations that are relevant to the design of the unit: the reversible isomerization of n -pentane to isopentane (2-methylbutane), and the reversible isomerization of n -hexane to its branched isomers. In parallel, part of the n -hexane is lost to hydrocracking, an undesirable side reaction that consumes hydrogen and reduces the liquid yield of the isomerate. These three transformations are indexed 1, 2 and 3 in the kinetic model.

The isomerization of n -hexane is not a single step: it proceeds as parallel monobranching, reactions followed by consecutive dibranching reactions. In the kinetic model the four branched hexane isomers – 2-methylpentane (2-MP), 3-methylpentane (3-MP), 2,2-dimethylbutane (2,2-DMB) and 2,3-dimethylbutane (2,3-DMB) – are lumped into a single pseudo-component, denoted $i\text{-C}_6\text{H}_{14}$ (abbreviated $i\text{-C}_6$), whose concentration is the sum of the concentrations of the individual isomers. Accordingly, the lumped equilibrium constant $K_{eq,2}$ refers to the overall transformation of $n\text{-C}_6\text{H}_{14}$ into $i\text{-C}_6\text{H}_{14}$ and equals the sum of the equilibrium constants of the individual monobranching and dibranching steps [15, 16]. The distribution of the lumped $i\text{-C}_6$ over the individual isomers reported in Tab. 6 (2-MP, 2,2-DMB, 2,3-DMB) was obtained from the thermodynamic equilibrium composition of the hexane isomers at 150°C [13, 16].

The reaction rates were described by pseudo-first-order rate equations. In Eqs. (3–5) the symbol C denotes the molar concentration ($\text{kmol}\cdot\text{m}^{-3}$), and the subscript identifies the species to which the concentration refers:

$$r_1 = k_1 \cdot (C_{n\text{-C}_5\text{H}_{12}} - C_{i\text{-C}_5\text{H}_{12}} / K_{eq,1}) \quad (3)$$

$$r_2 = k_2 \cdot (C_{n\text{-C}_6\text{H}_{14}} - C_{i\text{-C}_6\text{H}_{14}} / K_{eq,2}) \quad (4)$$

$$r_3 = k_3 \cdot (C_{n\text{-C}_6\text{H}_{14}}) \quad (5)$$

where r_1 , r_2 and r_3 are the rates the pentane isomerization, of the lumped hexane isomerization and the hydrocracking reaction, respectively ($\text{kmol}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$); k_1 , k_2 , k_3 are the corresponding pseudo-first-order rate constants (s^{-1}); $C_{n\text{-C}_5\text{H}_{12}}$ and $C_{i\text{-C}_5\text{H}_{12}}$ are the molar concentrations of n -pentane and of isopentane; $C_{n\text{-C}_6\text{H}_{14}}$ and $C_{i\text{-C}_6\text{H}_{14}}$ are the molar concentrations of n -hexane and of the lumped hexane isomers defined above, all in $\text{kmol}\cdot\text{m}^{-3}$; $K_{eq,1}$ and $K_{eq,2}$ are the dimensionless thermodynamic equilibrium constants of the pentane and of the hexane isomerization reactions. The prefixes n - and i - in the subscripts denote the normal (linear) and the branched (iso) isomer of the corresponding species, and not a concentration.

The temperature dependence of the rate constants follows the Arrhenius equation:

$$k_i = A_i \cdot \exp(-E_{a,i} / (R \cdot T)) \quad (6)$$

where k_i is the rate constant of reaction i (s^{-1}); A_i is the pre-exponential factor of reaction i (s^{-1}); $E_{a,i}$ is the activation energy of reaction i ($\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$); $R = 8.314 \text{ J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ is the universal gas constant; T is the absolute temperature (K); the index $i = 1, 2, 3$ refers to the pentane isomerization, the hexane isomerization and the hydrocracking reaction. The numerical values of A_i and $E_{a,i}$ are given in Tab. 5.

Table 5. Kinetic parameters for isomerization on $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3$

Reaction	E_a , $\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$	A , s^{-1}	K_{eq} at 150°C (-)	k at 150°C (s^{-1})
$n\text{-C}_5\text{H}_{12} \rightarrow i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	105.4	1.35×10^9	2.17	3.42×10^{-3}
$n\text{-C}_6\text{H}_{14} \rightarrow i\text{-C}_6\text{H}_{14}$	117.2	2.10×10^9	1.85	1.87×10^{-3}
$n\text{-C}_6\text{H}_{14} \rightarrow \text{hydrocracking}$	142.5	5.60×10^9	–	2.15×10^{-4}

Note to Tab. 5. Origin of the data. The activation energies E_a and the pre-exponential factors A for the isomerization of n -pentane and of n -hexane over chlorinated $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3$ were taken from the experimental kinetic study of Volkova, et al. [15], (n -pentane isomerization over $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3\text{-Cl}$, 130–170°C) and from the industrial light-naphtha isomerization model of Ivanchina, et al. [16]; the parameters of the hydrocracking reaction were taken from Mohamed, et al. [13], Middle East Oil Refinery light-naphtha isomerization unit. The equilibrium constants K_{eq} at 150°C were calculated in the present work from Eqs. (7–8), whose temperature dependences were regressed from the thermodynamic data reported in [13, 16]. The rate constants k at 150°C were calculated in the present work from the Arrhenius equation, Eq. (6), using the listed values of E_a and A . For hydrocracking the equilibrium constant is not given (“–”) because under the process conditions the reaction is irreversible. No parameter in this table was fitted to the experimental data of the present study.

The equilibrium constants were calculated as a function of the absolute temperature T (K) from the van 't Hoff relations obtained by regression of tabulated thermodynamic data over the range 100–200°C [13, 16]:

$$\ln(K_{eq,1}) = 1580/T - 1.30 \quad (7)$$

$$\ln(K_{eq,2}) = 1420/T - 1.12 \quad (8)$$

The reactor was modelled as a $\bar{F}$ isothermal plug-flow reactor; the molar flow rate $\bar{F}_j$ of each species changes along the catalyst bed according to:

$$dF_{n\text{-C}_5\text{H}_{12}}/dW = -r_1$$

$$dF_{i\text{-C}_5\text{H}_{12}}/dW = +r_1 \quad (9)$$

$$dF_{n\text{-C}_6\text{H}_{14}}/dW = -r_2$$

$$dF_{i\text{-C}_6\text{H}_{14}}/dW = +r_2 \quad (10)$$

where $\bar{F}_j$ is the molar flow rate of species j ($\text{kmol}\cdot\text{h}^{-1}$), the subscript j identifying the species, and W

is the mass of catalyst counted from the reactor inlet (kg).

These ordinary differential equations were solved using the Runge–Kutta fourth-order method. The material balance was calculated for a feed of 5,000 bpd of light naphtha (C_5/C_6 fraction).

Table 6. Material balance of the isomerization unit (DIP recycle) for AI-92

Component	Feed, wt%	Feed, t/d	Product, wt%	Product, t/d	RON
$i-C_5$	22.0	147.4	46.2	309.5	92.3
$n-C_5$	28.0	187.6	5.1	34.2	61.7
Cyclo- C_5	3.0	20.1	3.4	22.8	101.3
$n-C_6$	19.0	127.3	11.0	73.7	24.8
$i-C_6$ (2-MP)	12.0	80.4	15.3	102.5	73.4
2,2-DMB	3.0	20.1	9.4	63.0	91.8
2,3-DMB	4.0	26.8	5.3	35.5	104.3
MCP+Benzene	5.0	33.5	2.4	16.1	91.0
C_{5+}	4.0	26.8	1.9	12.7	42.0
Total	100.0	670.0	100.0	670.0	87.4

Note to Tab. 6. The feed composition corresponds to the C_5/C_6 light-naphtha cut of the atmospheric distillation unit [13]; the product composition was calculated in the present work from the kinetic model, Eqs. (3–10), for a DIP recycle ratio $RDIP = 0.65$. The blending research octane numbers RON_i listed in the last column are pure-component blending values taken from the literature [4, 13]; the value in the “Total” row is the blended RON of the stream calculated from Eq. (11).

The research octane number of the isomerate was calculated by linear blending on a mass basis:

$$RON_{prod} = \Sigma (x_i \cdot RON_i) = 87.4$$

(11)

where RON_{prod} is the research octane number of the isomerate leaving the unit (-); x_i is the mass fraction of component i in the isomerate (-), taken from the column “Product (wt%)” of Tab. 6; RON_i is the blending octane number of the pure component i (-), last column of Tab. 6; and the summation is carried out over all components i of the product stream. The subscript prod (product) denotes the stream leaving the unit, as opposed to the subscript feed used for the stream entering it.

With a DIP recycle ratio $R_{DIP} = 0.65$ (i.e. 65% of the unconverted n -pentane separated in the DIP column is returned to the reactor), the total mass flow rate at the reactor inlet is $G_R = 670 + 0.65 \cdot 187.6 = 791.9$ t·d⁻¹ = 33.0 t·h⁻¹, where G_R is the reactor feed including the recycle. The corresponding molar flow rates at the reactor inlet are $F_{n-C_5H_{12}} = 178.7$ kmol·h⁻¹ (309.5 t·d⁻¹ of n -pentane, fresh feed plus recycle, $M = 72.15$ g·mol⁻¹) and $F_{n-C_6H_{14}} = 61.5$ kmol·h⁻¹ (127.3 t·d⁻¹ of n -hexane, $M = 86.18$ g·mol⁻¹); these values are used in the heat balance below.

The steady-state energy balance of the isomerization reactor was written in the following form, in which every term is an enthalpy or a heat flow expressed in kW:

$$Q_{feed} + Q_{reaction} = Q_{prod} + Q_{loss}$$

(12)

where the subscripts are abbreviations of English words (and not numerical indices), namely:

Q_{feed} (feed) – the enthalpy flow of the stream entering the reactor, counted from the reference temperature $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$, kW;
 $Q_{reaction}$ (reaction) – the heat released by the exothermic isomerization reactions inside the reactor, kW; it appears on the left-hand side of Eq. (12) because for an exothermic process the reaction is a heat source;
 Q_{prod} (product) – the enthalpy flow of the stream leaving the reactor, kW;
 Q_{loss} (losses) – the heat lost to the surroundings through the reactor wall and the insulation, kW, taken as 2% of Q_{feed} for a thermally insulated adiabatic reactor.

The individual terms were calculated as $Q_{feed} = G_R \cdot c_p \cdot (T_{in} - T_{ref})$ and $Q_{reaction} = \Sigma F_j \cdot X_j \cdot |\Delta H_{rj}|$, where G_R is the mass flow rate of the reactor feed including the recycle (kg·h⁻¹), $c_p = 2.22$ kJ·kg⁻¹·K⁻¹ is the mean specific heat capacity of the light naphtha, $T_{in} = 150^\circ\text{C}$ is the reactor inlet temperature, F_j is the molar flow rate of reactant j at the reactor inlet (mol·h⁻¹), X_j is its conversion (-), and ΔH_{rj} is the heat of the corresponding isomerization reaction (kJ·mol⁻¹).

The heats of the isomerization reactions are exothermic and were taken from [15,16]: $\Delta H_{r,1} (n - C_5H_{12} \rightarrow i - C_5H_{12}) = -6.86$ kJ·mol⁻¹ and $\Delta H_{r,2} (n - C_6H_{14} \rightarrow i - C_6H_{14}) = -8.37$ kJ·mol⁻¹, the negative sign denoting heat release. With the conversions $X_1 = 0.75$ (n -pentane, with recycle) and $X_2 = 0.60$ (n -hexane):

$$Q_1 = F_{n-C_5H_{12}} \cdot X_1 \cdot |\Delta H_{r,1}| = 178.7 \cdot 10^3 \times 0.75 \times 6.86 = 9.19 \cdot 10^5 \text{ kJ} \cdot \text{h}^{-1} = 255.4 \text{ kW}$$

(13)

$$Q_2 = F_{n-C_6H_{14}} \cdot X_2 \cdot |\Delta H_{r,2}| = 178.7 \cdot 10^3 \times 0.75 \times 6.86 = 9.19 \cdot 10^5 \text{ kJ} \cdot \text{h}^{-1} = 255.4 \text{ kW}$$

(14)

$$Q_{reaction} = Q_1 + Q_2 = 255.4 + 85.8 = 341.2 \text{ kW}$$

(15)

$$Q_{feed} = G_R \cdot c_p \cdot (T_{in} - T_{ref}) = 33.0 \cdot 10^3 \times 2.22 \times (150 - 25) = 9.16 \cdot 10^6 \text{ kJ} \cdot \text{h}^{-1} = 2544 \text{ kW}$$

(16)

$$Q_{loss} = 0.02 \cdot Q_{feed} = 50.9 \text{ kW};$$

$$Q_{prod} = Q_{feed} + Q_{reaction} - Q_{loss} = 2834 \text{ kW}$$

(17)

Because the isomerization reactions are only mildly exothermic, the heat released is small compared with the sensible heat of the feed ($Q_{reaction}/Q_{feed} = 0.13$). The adiabatic temperature rise of the catalyst bed is therefore:

$$\Delta T_{ad} = Q_{reaction} / (G_R \cdot c_p) = 1.228 \cdot 10^6 / (33.0 \cdot 10^3 \times 2.22) = 16.8^\circ\text{C} \quad (18)$$

so that the outlet temperature of the reactor is about 167°C for an inlet temperature of 150°C . The reactor therefore operates under quasi-isothermal conditions: the temperature rise remains well inside the operating window of the chlorinated $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3$ catalyst ($140\text{--}180^\circ\text{C}$), no inter-stage cooling is required, and the shift of the thermodynamic equilibrium of Eqs. (7–8) caused by ΔT_{ad} reduces the equilibrium yield of isopentane by less than 2 rel.%. This result is consistent with industrial data for C_5/C_6 isomerization units, for which adiabatic temperature rises of $10\text{--}25^\circ\text{C}$ are reported [13, 16].

The DIP column separates isopentane as the overhead product (mole fraction $x_{i-\text{C}_5\text{H}_{12}}^D \geq 0.95$) from the C_{6+} bottoms ($x_{i-\text{C}_5\text{H}_{12}}^B \leq 0.05$). Here the superscripts D and B denote the distillate and the bottoms, respectively. At the average column temperature of 65°C the relative volatility of the key pair $i-\text{C}_5\text{H}_{12}/n-\text{C}_5\text{H}_{12}$ is $\alpha = 1.21$.

The minimum number of theoretical stages was obtained from the Fenske equation [17]:

$$N_{min} = \ln[(x^D/(1-x^D)) \cdot ((1-x^B)/x^B)] / \ln \alpha = \ln[(0.95/0.05)^2] / \ln(1.21) = 30.9 \approx 31 \quad (19)$$

where N_{min} is the minimum number of theoretical stages at total reflux (-), x^D and x^B are the mole fractions of the light key (isopentane) in the distillate and in the bottoms (-), and α is the relative volatility of the key pair (-).

The minimum reflux ratio calculated by the Underwood method [17] is $R_{r,min} = 5.8$; the operating reflux ratio was set at $\bar{R}_r = 1.3 \cdot R_{r,min} = 7.54$, where the subscript r denotes reflux (R without a subscript is reserved for the universal gas constant, and R_{DIP} for the recycle ratio of the unit).

The actual number of theoretical stages obtained from the Gilliland correlation [17] is $N = 52$; with an overall tray efficiency of 75%, the number of actual trays is $N_{act} = 70$.

The column diameter at 80% of flooding is $D_c = 5.0$ m. The column height was calculated as $N_{act} \cdot h_i + h_0 = 70 \times 0.6 + 5.0 = 47.0$ m, where $h_i = 0.6$ m is the tray spacing and $h_0 = 5.0$ m is the allowance for the sump and the vapour disengagement space.

Table 7. Design parameters of the isomerization reactor and DIP column

Parameter	Value
Isomerization Reactor	
Reactor type / catalyst	Fixed-bed / $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3$ (Cl)
Reactor diameter $\times$ length	2.35 m $\times$ 7.05 m
Catalyst mass	18.45 t
Temperature / pressure	150°C / 25–30 bar
LHSV / H_2/HC ratio	2.0 h^{-1} / 0.05–0.10

Parameter	Value
$n-\text{C}_5$ conversion (with recycle)	75%
Deisopentanizer Column	
Diameter / height	5.0 m / 47.0 m
Actual trays / tray spacing	70 / 0.6 m
Reflux ratio	июл.54
Operating pressure	2.5 atm
Reboiler / condenser duty	6.8 MW / 6.5 MW

LHSV – liquid hourly space velocity, h^{-1}

Catalytic Reforming Unit Design for Al-95 and Al-98 Production

Catalytic reforming converts the heavy naphtha fraction ($\text{C}_7\text{--}\text{C}_{10}$, boiling range $85\text{--}180^\circ\text{C}$) into high-octane reformat through four main reaction types on a $\text{Pt-Re}/\text{Al}_2\text{O}_3$ bifunctional catalyst: (a) dehydrogenation of naphthenes to aromatics; (b) isomerization of paraffins and naphthenes; (c) dehydrocyclization of paraffins to aromatics; and (d) hydrocracking (undesirable) [4, 11]. A semi-regenerative fixed-bed configuration with three reactors in series was selected.

The main reactions and their kinetic expressions adopted for the four reaction families are given below. Dehydrogenation of naphthenes, represented by the conversion of cyclohexane to benzene $\Delta H_{r,4} = 206 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$. Its rate was described by a Langmuir–Hinshelwood expression, in which p denotes the partial pressure (atm) and the subscript identifies the species:

$$r_4 = k_4 \cdot (p_N - p_A \cdot p_{\text{H}_2}^3 / K_{eq,4}) / (1 + K_A \cdot p_A + K_N \cdot p_N) \quad (20)$$

where r_4 is the rate of the dehydrogenation reaction ($\text{kmol} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$); k_4 is its rate constant ($\text{kmol} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{h}^{-1} \cdot \text{atm}^{-1}$); p_N , p_A and p_{H_2} are the partial pressures of the naphthene (cyclohexane), of the aromatic (benzene) and of hydrogen, respectively (atm); $K_{eq,4}$ is the equilibrium constant of that reaction (atm^3); and K_A and K_N are the adsorption equilibrium constants of the aromatic and of the naphthene on the catalyst surface (atm^{-1}). The subscripts N and A therefore denote a class of hydrocarbons (naphthene, aromatic), whereas the subscript eq denotes a thermodynamic equilibrium constant.

Dehydrocyclization of n -heptane to toluene is likewise strongly endothermic ($\Delta H_{r,5} = +264 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$); its rate was taken as first order in the paraffin:

$$r_5 = k_5 \cdot p_{n-\text{C}_7\text{H}_{16}} \quad (21)$$

Isomerization of n -paraffins, represented by the model reaction of n -heptane to its branched isomers (2-methylhexane, 3-methylhexane, 2,3-dimethylpentane and 2,4-dimethylpentane), lumped into the pseudo-component $i-\text{C}_7\text{H}_{16}$; it is only mildly exothermic ($\Delta H_{r,6} \approx -8 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$).

$$r_6 = k_6 \cdot (p_{n-\text{C}_7\text{H}_{16}} - p_{i-\text{C}_7\text{H}_{16}} / K_{eq,6}) \quad (22)$$

Hydrocracking of paraffins, to lighter products is an undesirable reaction that lowers the liquid yield $\Delta H_{r,7} = -45 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$:

$$r_7 = k_7 \cdot p_{n-C_7H_{16}} \cdot p_{H_2} \tag{23}$$

where $r_5 - r_7$ are the rates of the dehydrocyclization, of the paraffin isomerization and of the hydrocracking reaction ($\text{kmol}\cdot\text{kgcat}^{-1}\cdot\text{h}^{-1}$); $k_5 - k_7$ are the corresponding rate constants; $p_{n-C_7H_{16}}$ and $p_{\text{w-C}_7H_{16}}$ are the partial pressures of *n*-heptane and of the lumped branched heptane isomers (atm); p_{H_2} is the partial pressure of hydrogen (atm); and $K_{eq,6}$ is the equilibrium constant of the paraffin isomerization reaction (-). All partial pressures refer to the gas phase at the reactor conditions.

Table 8. Kinetic parameters for catalytic reforming on Pt-Re/Al₂O₃

Reaction	E_a , kJ·mol ⁻¹	ΔH_r , kJ·mol ⁻¹	K_{eq} at 500°C	k at 500°C
Dehydrogenation	125.5	206	5.8×10^4	8.4×10^{-2}
Dehydrocyclization	159.0	264	3.2×10^3	1.2×10^{-3}
Isomerization	108.0	-8	1.45	5.1×10^{-2}
Hydrocracking	220.0	-45	–	3.5×10^{-4}

Note to Tab. 8. Origin of the data. The activation energies E_a of dehydrogenation, dehydrocyclization, isomerization and hydrocracking over Pt-Re/Al₂O₃ were adopted from the classical kinetic scheme of Smith [18] and from the naphtha-reforming kinetic model of Ancheyta-Juárez and Villafuerte-Macías [19]; they are consistent with the industrial reformer model of Rahimpour, et al. [20]. The heats of reaction ΔH_r are standard values calculated from the tabulated enthalpies of formation of the species involved and referred to 500 °C [4, 19]. The equilibrium constant of dehydrogenation $K_{eq,4}$ at 500°C was calculated in the present work from Eq. (24); the equilibrium constants of dehydrocyclization and of isomerization were calculated from the corresponding van 't Hoff relations with the thermodynamic data of [18, 19]. The rate constants k at 500°C were calculated in the present work from the Arrhenius equation, Eq. (6), and are expressed in $\text{kmol}\cdot\text{kgcat}^{-1}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{atm}^{-n}$, the pressure order n being that of the corresponding rate expression, Eqs. (20–23). For hydrocracking no equilibrium constant is given (“–”) because the reaction is irreversible under the process conditions. As in Tab. 5, no parameter was fitted to the experimental data of the present study.

The equilibrium constant of the naphthene dehydrogenation reaction was calculated from the van 't Hoff relation, with T in K:

$$\ln(K_{eq,4}) = -24800/T + 43.05 \tag{24}$$

where the coefficient $24800 = \Delta H_{r,4} / R$ (with $\Delta H_{r,4} = 206 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$) and the constant $43.05 = \Delta S_{r,4} / R$ (with $\Delta S_{r,4} = 358 \text{ J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$, the standard entropy change of that reaction, which is strongly positive because four moles of gas

are formed from one) [18, 19]. At the design temperature of 500°C (773 K) Eq. (24) gives $K_{eq,4} = 5.8 \cdot 10^4 \text{ atm}^3$, so that the equilibrium the reaction is shifted almost completely towards the aromatic product, which is the thermodynamic basis of the high octane number of the reformate.

The catalytic reforming unit processes 6,000 bpd of heavy naphtha (C₇–C₁₀ fraction). The feed and product compositions are presented in Tab. 9.

Table 9. Material balance of the catalytic reforming unit

Component	Feed, wt%	Feed, t/d	Reformate, wt%	Reformate, t/d	RON
Paraffins (C ₇ –C ₉)	45.0	369.0	18.2	127.4	45–65
Naphthenes	35.0	287.0	5.3	37.1	75–85
Aromatics (in feed)	12.0	98.4	62.5	437.5	100–120
Light gases (C ₁ –C ₄)	0.0	0.0	8.0	56.0	–
H ₂ produced	0.0	0.0	3.0	21.0	–
LPG (C ₃ –C ₄)	0.0	0.0	3.0	21.0	–
Other	8.0	65.6	0.0	0.0	–
Total	100.0	820.0	100.0	700.0*	98.5

LPG – Liquefied Petroleum Gas.
Reformate yield = 85.4% (liquid volume); 14.6% converted to gases and hydrogen

Note to Tab. 9. The feed composition is that of the C₇–C₉ heavy-naphtha cut [4]; the reformate composition was calculated in the present work from the kinetic model, Eqs. (20–24), at a reactor inlet temperature of 500°C. The ranges of blending octane numbers in the last column are pure-group values taken from the literature [4, 14].

The research octane number of the reformate was calculated by linear blending on a mass basis, in the same way as for the isomerate, Eq. (11):

$$RON_{reformat} = \Sigma (x_i \cdot RON_i) = 98.5 \tag{25}$$

where x_i is the mass fraction of the group of components i in the reformate (-) and RON_i is the mean blending octane number of that group (-), both taken from Tab. 9; the light gases, the LPG and the hydrogen are excluded from the summation, since they do not remain in the liquid reformate. The high aromatic content (62.5 wt%) in the reformate provides the high RON necessary for blending into Al-95 and Al-98 grades. By adjusting the reformer severity (reactor temperature), the reformate RON can be tuned: at 490°C, $RON \approx 95$ (suitable for Al-95 with blending); at 510°C, $RON \approx 100$ (for Al-98 blending). Higher severity increases aromatic yield but reduces liquid yield and catalyst lifetime [4]. Catalytic reforming is strongly endothermic overall, being dominated by dehydrogenation and by dehydrocyclization. The steady-state energy balance of the three-reactor system, with all terms expressed in kW, was written as:

$$Q_{\text{feed}} + Q_{\text{heater}} = Q_{\text{prod}} + Q_{\text{reaction}} + Q_{\text{loss}} \quad (26)$$

where the subscripts, as in Eq. (12), are abbreviations of English words:

Q_{feed} (feed) – the enthalpy flow of the heavy-naphtha feed entering the reactor section, kW;

Q_{heater} (heater) – the total heat duty supplied by the fired heaters, i.e. the charge heater plus the two inter-stage reheaters, kW;

Q_{prod} (product) – the enthalpy flow of the reactor effluent leaving the third reactor, kW;

Q_{reaction} (reaction) – the net heat consumed by the endothermic reforming reactions, kW; unlike Eq. (12), this term appears on the right-hand side, because for an endothermic process the reaction is a heat sink and not a heat source;

Q_{loss} (losses) – the heat lost from the reactors, the transfer lines and the heaters to the surroundings, kW, taken as 3% of Q_{heater} .

The net heat of reaction per mole of converted feed was estimated from the contributions of the four reaction families:

$$\Delta H_{\text{overall}} = x_N \cdot \Delta H_{r,4} + x_{\text{DHC}} \cdot \Delta H_{r,5} + x_{\text{ISO}} \cdot \Delta H_{r,6} + x_{\text{HC}} \cdot \Delta H_{r,7} \quad (27)$$

where $\Delta H_{\text{overall}}$ is the net heat of reaction per mole of feed converted ($\text{kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$); $\Delta H_{r,4}$, $\Delta H_{r,5}$, $\Delta H_{r,6}$ and $\Delta H_{r,7}$ are the heats of the dehydrogenation, dehydrocyclization, paraffin isomerization and hydrocracking reactions ($\text{kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$, Tab. 8); and x_N , x_{DHC} , x_{ISO} and x_{HC} are the mole fractions of the feed converted by dehydrogenation of naphthenes (N), by dehydrocyclization (DHC), by isomerization (ISO) and by hydrocracking (HC), respectively (-). These four subscripts denote reaction families and not individual species.

For the feed composition of Tab. 9 (45 wt% paraffins, 35 wt% naphthenes, 12 wt% aromatics), the converted fractions are $x_N = 0.35$, $x_{\text{DHC}} = 0.20$, $x_{\text{ISO}} = 0.10$ and $x_{\text{HC}} = 0.05$, which gives:

$$\Delta H_{\text{overall}} = 0.35 \times 206 + 0.20 \times 264 + 0.10 \times (-8) + 0.05 \times (-45) = +121.9 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1} \quad (28)$$

The positive value confirms that the process is a net heat consumer, so that the heat withdrawn from the gas by the reactions has to be restored by inter-stage reheating between the reactors.

The endothermic nature requires inter-stage reheating. With three reactors, the temperature profile:

$$\text{Reactor 1 inlet: } 500^\circ\text{C} \rightarrow \text{outlet: } 430^\circ\text{C} (\Delta T = -70^\circ\text{C}) \quad (29)$$

$$\text{Reactor 2 inlet: } 500^\circ\text{C} \rightarrow \text{outlet: } 455^\circ\text{C} (\Delta T = -45^\circ\text{C}) \quad (30)$$

$$\text{Reactor 3 inlet: } 500^\circ\text{C} \rightarrow \text{outlet: } 475^\circ\text{C} (\Delta T = -25^\circ\text{C}) \quad (31)$$

The decreasing temperature drop reflects the shift from fast dehydrogenation (Reactor 1) to slower dehydrocyclization and isomerization (Reactors 2–3). The total duty of the fired heaters required for the inter-stage reheating is:

$$\begin{aligned} Q_{\text{heater}} &= G_F \cdot c_p \cdot \Sigma \Delta T_i = 34.2 \\ &\cdot 10^3 \times 2.35 \\ &\times (70 + 45 + 25) / 3600 = 3126 \text{ kW} \approx 3.1 \text{ MW} \end{aligned} \quad (32)$$

where Q_{heater} is the inter-stage reheating duty (kW); $G_F = 820 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1} = 34.2 \text{ t} \cdot \text{h}^{-1}$ is the mass flow rate of the fresh heavy-naphtha feed (the subscript F denoting the fresh feed of the reforming unit); $c_p = 2.35 \text{ kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ is the mean specific heat capacity of the heavy naphtha; ΔT_i is the temperature drop across reactor i , Eqs. (29–31); and the factor 3600 converts $\text{kJ} \cdot \text{h}^{-1}$ into kW. The feed preheating duty from 25 to 500°C is accounted for separately in Tab. 10.

Table 10. Heat balance of the catalytic reforming unit

Heat Component	Value (MW)	Notes
Feed preheat (25→500°C)	10.6	Fired heater
R1→R2 interheat	1.4	Fired heater
R2→R3 interheat	0.9	Fired heater
R3→Stabilizer interheat	0.8	Fired heater
Total fired heater duty	13.7	
Product cooling	5.2	Air + water coolers

Table 11. Design parameters of the catalytic reforming reactor system

Parameter	Value
Configuration	3 reactors in series (semi-regenerative)
Catalyst	Pt-Re/Al ₂ O ₃ (bimetallic, 0.25% Pt, 0.25% Re)
Total catalyst mass	32.5 t (R1: 5.0, R2: 10.0, R3: 17.5)
Catalyst distribution	15% / 30% / 55%
Reactor inlet temperature	490–510°C
Operating pressure	15–25 bar
WHSV	1.5 h ⁻¹
H ₂ /HC molar ratio	5–7
Reactor diameters (R1/R2/R3)	2.0 / 2.5 / 3.0 m
Reactor lengths (R1/R2/R3)	3.2 / 4.1 / 5.0 m
Reformate RON (at 500°C)	98.5
Reformate liquid yield	85.4 vol%
H ₂ production	21 t/d (by-product)

WHSV – weight hourly space velocity, h⁻¹

The final gasoline grades are produced by blending the isomerate and reformate with other refinery streams:

Table 12. Gasoline blending scheme for AI-92, AI-95, and AI-98 production

Component	RON	AI-92, vol%	AI-95, vol%	AI-98, vol%
Isomerate	87.4	55	20	10
Reformate (low severity)	95.0	30	45	0
Reformate (high severity)	100.0	0	15	65
FCC naphtha / alkylate	92–96	15	20	25

Component	RON	AI-92, vol%	AI-95, vol%	AI-98, vol%
Blended RON		92.1	95.3	98.2

The blending analysis confirms that the combination of isomerate (RON 87.4) and reformate (RON 95–100) provides the necessary octane quality for all three gasoline grades. The isomerate contributes the majority of the AI-92 blend (55 vol%), while reformate is the primary component for AI-95 (60 vol%) and AI-98 (65 vol%) production.

Conclusion

This study demonstrated the design of a combined isomerization-catalytic reforming system for producing the full spectrum of commercial gasoline grades, integrated with an AI-based quality prediction model. The main findings are: Physicochemical characterization of three commercial gasoline grades (AI-92, AI-95, AI-98) revealed strong correlations between density, viscosity, and octane number ($|r| \approx 0.99$), confirming these parameters as reliable ML features. The Decision Tree model achieved exact RON predictions (MAE = 0.00, $R^2 = 1.00$) for all three grades. A light naphtha isomerization unit with DIP recycle was designed for AI-92 production. The mathematical model includes pseudo-first-order kinetics

($E_a = 105.4 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$ for $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$, material and heat balances showing that the reactor operates under quasi-isothermal conditions (adiabatic temperature rise $\Delta T_{ad} = 16.8^\circ\text{C}$, i.e. an outlet temperature of about 167°C , within the operating window of the chlorinated $\text{Pt}/\text{Al}_2\text{O}_3$ catalyst), and a Fenske–Underwood–Gilliland design of the DIP column (70 actual trays, $D_c = 5.0 \text{ m}$, $R_r = 7.54$). The isomerate RON = 87.4 serves as the primary blending component for AI-92 gasoline.

A catalytic reforming unit with three semi-regenerative reactors was designed for AI-95 and AI-98 production. The kinetic model includes Langmuir–Hinshelwood dehydrogenation kinetics and associated material / heat balances. The reformate RON = 98.5 at 500°C with 85.4% liquid yield provides the high-octane base for AI-95 (blended RON 95.3) and AI-98 (blended RON 98.2). The gasoline blending analysis demonstrated that the full range of commercial grades can be produced by adjusting the proportions of isomerate, low-severity reformate, and high-severity reformate in the blending pool. Future work should expand the ML training dataset, validate the mathematical models through Aspen HYSYS simulation, and optimize the blending strategy through multi-objective optimization.

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: Aruzhan Abdigali – experimental characterization of gasoline samples, development of machine-learning models, and preparation of the first manuscript draft; Nuriya Ye. Aikenova – methodology of process modeling, selection and systematization of kinetic parameters, process-design decisions, and scientific supervision; Zhansaya Zhakhanshayeva – material and energy balance calculations, analysis of process-model results, preparation of tables and visual materials, and manuscript revision.

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: Абдигали А. – экспериментальная характеристика образцов бензина, разработка моделей машинного обучения и подготовка первого варианта рукописи; Айкенова Н.Е. – разработка методики математического моделирования, выбор и систематизация кинетических параметров, проектные решения и научное руководство; Жаханшаева Ж. – расчёт материальных и энергетических балансов, анализ результатов математического моделирования, подготовка таблиц и графических материалов, доработка рукописи.

REFERENCES

1. [www.iea.org](http://www.iea.org/reports/kazakhstan-2022) [Internet]. IEA. Kazakhstan 2022: Energy Sector Review [cited 2026 May 05]. Available from: www.iea.org/reports/kazakhstan-2022.
2. akorda.kz [Internet]. President of the Republic of Kazakhstan. President Kassym-Jomart Tokayev's State of the Nation Address to the People of Kazakhstan "Kazakhstan in the Era of Artificial Intelligence: Current Challenges and Solutions through Digital Transformation" [cited 2026 May 05]. Available from: node2.akorda.kz/en/president-kassym-jomart-tokayevs-state-of-the-nation-address-to-the-people-of-kazakhstan-in-the-era-of-artificial-intelligence-current-challenges-and-solutions-through-digital-transformation-1083029.
3. Osman WS, Fadel AE, Salem SM, et al. Optimum Design of Naphtha Recycle Isomerization Unit with Modification by Adding De-Isopentanizer. *Processes*. 2023;11(12):3406. doi: [10.3390/pr11123406](https://doi.org/10.3390/pr11123406).
4. Jechura J. *Gasoline Upgrading: Reforming, Isomerization, & Alkylation. Chapter 10&11*. In: *CBEN 409 – Petroleum Refining*. Golden : Colorado School of Mines; 2019.
5. blog.axens.net [Internet]. Axens. How to Achieve Gasoline Pool Octane Requirement and Boost Light Cut Naphtha Contribution with an Environmental-friendly Process? [cited 2026 Apr 05]. Available from: <https://blog.axens.net/how-to-achieve-gasoline-pool-octane-requirement>.
6. kbr.com [Internet]. KBR. MAX-ISOMTM Maximize octane using innovative catalytic distillation principles [cited 2026 Apr 05]. Available from: www.kbr.com/sites/default/files/documents/2023-09/refining_maxisom_2022apr.pdf.
7. Lin X, Yin X, Shitao Y. Trustworthy Artificial Intelligence Framework for Predicting Gasoline Octane Loss Using Sparse Autoencoder and Stacking Ensemble Learning in Petrochemical Processes. Preprint;2025 [cited 2026 Apr 05]. doi: [10.20944/preprints202504.2593.v1](https://doi.org/10.20944/preprints202504.2593.v1).
8. Bounaceur R, Barthélemy N, Delort N, et al. A Multimodal Learning Model based on a QSPR approach for the estimation of RON, MON and CN, for any C, H, O hydrocarbons. *Fuel*. 2025;381(C):133438. doi: [10.1016/j.fuel.2024.133438](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133438).
9. Chen Z, vom Lehn F, Pitsch H, Cai L. Design of novel high-performance fuels with artificial intelligence: Case study for spark-ignition engine applications. *Applications in Energy and Combustion Science*. 2025;23:100341. doi: [10.1016/j.jaecs.2025.100341](https://doi.org/10.1016/j.jaecs.2025.100341).
10. Pedregosa F, Varoquaux G, Gramfort A, et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*. 2011;12(2825–2830).
11. Fix E, Hodges JL. Discriminatory Analysis. Nonparametric Discrimination: Consistency Properties. *International Statistical Review*. 1989;57:238–247. doi: [10.2307/1403797](https://doi.org/10.2307/1403797).
12. Breiman L, Friedman J, Olshen RA, Stone CJ. *Classification and Regression Trees*, 1st ed. New York: Chapman and Hall/CRC; 1984.
13. Mohamed MF, Shehata WM, Abdel Halim AA, Gad FK. Improving gasoline quality produced from MIDOR light naphtha isomerization unit. *Egyptian Journal of Petroleum*. 2017;26(1):111–124. doi: [10.1016/j.ejpe.2016.02.009](https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.02.009).
14. Benavides A, Zapata C, Benjumea P, et al. Predicting Octane Number of Petroleum-Derived Gasoline Fuels from MIR Spectra, GC-MS, and Routine Test Data. *Processes*. 2023;11(5):1437. doi: [10.3390/pr11051437](https://doi.org/10.3390/pr11051437).
15. Volkova GG, Reshetnikov SI, Shkuratova LN, et al. n-Hexane skeletal isomerization over sulfated zirconia catalysts with different Lewis acidity. *Chemical Engineering Journal*. 2007;134(1–3):106–110. doi: [10.1016/j.cej.2007.03.079](https://doi.org/10.1016/j.cej.2007.03.079).
16. Ivanchina ED, Chuzlov VA, Ivanchin NR, et al. Mathematical modeling of the process catalytic isomerization of light naphtha. *Petroleum and Coal*. 2019;61(2):413–417.
17. Seader JD, Henley EJ, Keith Roper D. *Separation Process Principles*. 3rd ed. Wiley; 2010. 848 p.
18. Smith RB. Kinetic analysis of naphtha reforming with platinum catalyst. *Chemical Engineering Progress*. 1959;55(6):76–80.
19. Ancheytá-Juárez J, Villafuerte-Macias E. Kinetic Modeling of Naphtha Catalytic Reforming Reactions. *Energy Fuels*. 2000;14(5):1032–1037. doi: [10.1021/ef0000274](https://doi.org/10.1021/ef0000274).
20. Rahimpour MR, Esmaili S, Ghalehghazi NB. A kinetic and deactivation model for industrial catalytic naphtha reforming. *Iranian Journal of Science and Technology, Transaction B: Engineering*. 2003;27(B2):279–290.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. [www.iea.org](http://www.iea.org/reports/kazakhstan-2022) [интернет]. IEA. Kazakhstan 2022: Energy Sector Review [дата обращения: 05.05.2026]. Режим доступа: www.iea.org/reports/kazakhstan-2022.
2. akorda.kz [интернет]. Официальный сайт Президента Республики Казахстан. Послание Главы государства Касым-Жомарта Токаева народу Казахстана «Казахстан в эпоху искусственного интеллекта: актуальные задачи и их решения через цифровую трансформацию» [дата обращения: 05.05.2026]. Режим доступа: node2.akorda.kz/en/president-kassym-jomart-tokayevs-state-of-the-nation-address-to-the-people-of-kazakhstan-in-the-era-of-artificial-intelligence-current-challenges-and-solutions-through-digital-transformation-1083029.
3. Osman W.S., Fadel A.E., Salem S.M., et al. Optimum Design of Naphtha Recycle Isomerization Unit with Modification by Adding De-Isopentanizer // *Processes*. 2023. Vol. 11, Issue 12. doi: [10.3390/pr11123406](https://doi.org/10.3390/pr11123406).
4. Jechura J. *Gasoline Upgrading: Reforming, Isomerization, & Alkylation. Chapter 10&11*. In: *CBEN 409 – Petroleum Refining*. Golden : Colorado School of Mines, 2019.
5. blog.axens.net [интернет]. Axens. How to Achieve Gasoline Pool Octane Requirement and Boost Light Cut Naphtha Contribution with an Environmental-friendly Process? [дата обращения: 05.04.2026]. Режим доступа: blog.axens.net/how-to-achieve-gasoline-pool-octane-requirement.
6. kbr.com [интернет]. KBR. MAX-ISOMTM Maximize octane using innovative catalytic distillation principles [дата обращения: 05.04.2026]. Режим доступа: www.kbr.com/sites/default/files/documents/2023-09/refining_maxisom_2022apr.pdf.
7. Lin X., Yin X., Shitao Y. A Trustworthy Artificial Intelligence Framework for Predicting Gasoline Octane Loss Using Sparse Autoencoder and Stacking Ensemble Learning in Petrochemical Processes principles [дата обращения: 05.04.2026]. PrePrint, 2025. doi: [10.20944/preprints202504.2593.v1](https://doi.org/10.20944/preprints202504.2593.v1).
8. Bounaceur R., Barthélemy N., Delort N., et al. A Multimodal Learning Model based on a QSPR approach for the estimation of RON, MON and CN, for any C, H, O hydrocarbons // *Fuel*. 2025. Vol. 381, Part C. doi: [10.1016/j.fuel.2024.133438](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133438).

9. *Chen Zh., vom Lehn F., Pitsch H., Cai L.* Design of novel high-performance fuels with artificial intelligence: Case study for spark-ignition engine applications // Applications in Energy and Combustion Science. 2025. Vol. 23. doi: [10.1016/j.jaecs.2025.100341](https://doi.org/10.1016/j.jaecs.2025.100341).
10. *Pedregosa F., Varoquaux G., Gramfort A., et al.* Scikit-learn: Machine Learning in Python // Journal of Machine Learning Research. 2011. Vol. 12. P. 2825–2830.
11. *Fix E., Hodges J.L.* Discriminatory Analysis. Nonparametric Discrimination: Consistency Properties // International Statistical Review. 1989. Vol. 57. P. 238–247. doi: [10.2307/1403797](https://doi.org/10.2307/1403797).
12. *Breiman L., Friedman J., Olshen R.A., Stone C.J.* Classification and Regression Trees, 1st ed. New York : Chapman and Hall/CRC, 1984.
13. *Mohamed M.F., Shehata W.M., Abdel Halim A.A., Gad F.K.* Improving gasoline quality produced from MIDOR light naphtha isomerization unit // Egyptian Journal of Petroleum. 2017. Vol. 26, Issue 1. P. 111–124. doi: [10.1016/j.ejpe.2016.02.009](https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.02.009).
14. *Benavides A., Zapata C., Benjumea P., et al.* Predicting Octane Number of Petroleum-Derived Gasoline Fuels from MIR Spectra, GC-MS, and Routine Test Data // Processes. 2023, Vol. 11, Issue 5. doi: [10.3390/pr11051437](https://doi.org/10.3390/pr11051437).
15. *Volkova G.G., Reshetnikov S.I., Shkuratova L.N., et al.* n-Hexane skeletal isomerization over sulfated zirconia catalysts with different Lewis acidity // Chemical Engineering Journal. 2007. Vol. 134, Issues 1–3. P. 106–110. doi: [10.1016/j.cej.2007.03.079](https://doi.org/10.1016/j.cej.2007.03.079).
16. *Ivanchina ED, Chuzlov VA, Ivanchin NR, et al.* Mathematical modeling of the process catalytic isomerization of light naphtha // Petroleum and Coal. 2019. Vol. 61, Issue 2. P. 413–417.
17. *Seader J.D., Henley E.J., Keith Roper D.* Separation Process Principles. 3rd ed. Wiley, 2010. 848 p.
18. *Smith R.* Kinetic analysis of naphtha reforming with platinum catalyst // Chemical Engineering Progress. 1959. Vol. 55. P. 76–80.
19. *Ancheyta-Juárez J., Villafuerte-Macias E.* Kinetic Modeling of Naphtha Catalytic Reforming Reactions // Energy Fuels. 2000. Vol. 14, Issue 5. P. 1032–1037. doi: [10.1021/ef0000274](https://doi.org/10.1021/ef0000274).
20. *Rahimpour M.R., Esmaili S., Ghaleghazi N.B.* A kinetic and deactivation model for industrial catalytic naphtha reforming // Iranian Journal of Science and Technology, Transaction B: Engineering. 2003;27(B2):279–290.

AUTHORS' INFO***Aruzhan Abdigali**ORCID [0009-0005-9636-622X](https://orcid.org/0009-0005-9636-622X)e-mail: abdigali_aa_1@enu.kz.**Nuriya Ye. Aikenova**

PhD

ORCID [0000-0002-1144-4008](https://orcid.org/0000-0002-1144-4008)e-mail: aikenova_nye@enu.kz.**Zhansaya Zhakhanshayeva**ORCID [0009-0009-1804-0549](https://orcid.org/0009-0009-1804-0549)e-mail: zhakhanshayeva_zhn@enu.kz.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Абдигали Аружан**ORCID [0009-0005-9636-622X](https://orcid.org/0009-0005-9636-622X)e-mail: abdigali_aa_1@enu.kz.**Айкенова Нурия Еркиновна**

PhD

ORCID [0000-0002-1144-4008](https://orcid.org/0000-0002-1144-4008)e-mail: aikenova_nye@enu.kz.**Жаханшаева Жансая**ORCID [0009-0009-1804-0549](https://orcid.org/0009-0009-1804-0549)e-mail: zhakhanshayeva_zhn@enu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

ӨОЖ 622.276

ФТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952)

Қабылданды: 11.02.2026.

Мақұлданды: 30.07.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Х кен орнын игеру шеңберінде технологиялық қондырғыларды жаңғыртумен байланысты CAPEX / OPEX тиімділігін анықтау

Қ.Ғ. Сатенов^{1,2}, Е.М. Сүлеймен², М.С. Қыныртай^{1,3}, Ә.М. Сәлімгереев¹

¹ҚМГ Инжинирнг, Астана қаласы, Қазақстан

²Қ. Құлажанов атындағы Қазақ технология және бизнес университеті, Астана қаласы, Қазақстан

³Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Х кен орнының өндірістік объектілерін пайдаланудың жобалық мерзімдерінің аяқталуы технологиялық құрылыстарды жаңғыртуға байланысты CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарының экономикалық тиімділігін айқындауды, сондай-ақ өндіру көлемінің болжамды төмендеуін және кен орнын одан әрі игеру перспективаларын ескере отырып, инвестициялық шешімдерді оңтайландыру жөніндегі ұсынымдарды әзірлеуді талап етеді.

Мақсаты. Келісімшарттан кейінгі кезеңде 2-фазаның технологиялық объектілерін жаңғыртуға байланысты CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарын бағалау.

Материалдар мен әдістер. Жұмыс Х кен орнын игеру жобасының және кен орнын игеруді талдау (КИТ) деректеріне негізделген. Жүргізілген жұмыстар шеңберінде Қондырғы-1 және Қондырғы-2 негізгі қондырғыларының әлеуетті ауыстыру құнын бұрын бекітілген жобалық құжаттамада ұсынылған нәтижелермен салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде аталған қондырғылардың моделі құрылды. Модельдеу қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттары негізінде орындалды.

Нәтижелері. СК бойынша жылына 2,8 млн тонна өнімділікке ие бір технологиялық желі деңгейінде өндірудің тұрақты деңгейін ұзарту нұсқасы оны сақтап тұру ұзақтығына қарай ең оңтайлы нұсқа ретінде таңдалды (7 жыл). Қондырғы-3 ұңғымаларының сағалық қысымын жоғары деңгейден орташа деңгейге дейін төмендету СК өндіру көлемін ұлғайтуға елеулі әсер етіп, өндірудің тұрақты деңгейін қосымша 5 жылға ұзартуды қамтамасыз етті.

Қорытынды. Ұсынылған тұжырымдама техникалық тұрғыдан іске асырылатын және экономикалық негізделген деп танылды – IRR 15 %-дан жоғары. Инфрақұрылымды оңтайландыру CAPEX инвестицияларын 2,97 млрд АҚШ долларына қысқартуға, шамамен 8 млн тонна СК қосымша өндіруге, өндірудің тұрақты деңгейін 12 жылға ұзартуға және газды экспортқа шығару мерзімін 7 жылға ұлғайтуға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: сұйық көмірсутектер, CAPEX инвестициялары, OPEX шығындары, инфрақұрылымды жаңғырту, игерудің жаңа тұжырымдамасы, инкременттік талдау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сатенов Қ.Ғ., Сүлеймен Е.М., Қыныртай М.С., Сәлімгереев Ә.М. Х кен орнын игеру шеңберінде технологиялық қондырғыларды жаңғыртумен байланысты CAPEX / OPEX тиімділігін анықтау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3. 119–128 б.

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952).

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952)

Received: 11.02.2026.

Accepted: 30.07.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Assessment of the Effectiveness of CAPEX/OPEX Associated with the Modernization of Process Facilities Within the Framework of the Development of Field X

Kurmet G. Satenov^{1,2}, Yerlan M. Suleimen², Mira S. Kynyrtay^{1,3},

Asset M. Salimgereyev¹

¹KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

²K. Kulazhanov Kazakh University of Technology and Business, Astana, Kazakhstan

³Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The expiry of the design operating life of the production facilities at Field X requires an assessment of the cost-effectiveness of capital expenditures (CAPEX) and operating expenditures (OPEX) associated with the modernization of process facilities, as well as the development of recommendations for optimizing investment decisions, considering the forecast decline in production and the prospects for further field development.

Aim: To assess capital and operating expenditures associated with the modernization of the Phase 2 process facilities in the post-contract period.

Materials and methods: The study is based on data from the Field X Development Project and Field Development Analysis (FDA). As part of the work performed, a model of the main Units 1 and 2 was developed using QUE\$TOR software to compare the cost of their potential replacement with the results presented in the previously approved project documentation. The modelling was performed based on the current production capacities of the units.

Results: The option involving the extension of the production plateau using a single liquid hydrocarbon (LH) process train with a capacity of 2.8 million tonnes per year was selected as the most optimal, based on the duration of maintaining the production plateau duration (7 years). Reducing the wellhead pressure of Unit 3 wells from a high to a medium level had a significant impact on increasing LH production, extending the production plateau by an additional 5 years.

Conclusion: The proposed concept was recognized as technically feasible and economically justified. Infrastructure optimization makes it possible to reduce capital expenditures by USD 2.97 billion, achieve additional LH production of approximately 8 million tonnes, extend the production plateau by 12 years, and extend the gas export period by 7 years.

Keywords: liquid hydrocarbon (LH), CAPEX, OPEX, infrastructure modernization, new field development concept, incremental analysis.

To cite this article:

Satenov KG, Suleimen YM, Kynyrtay MS, Salimgereyev AM. Assessment of the Effectiveness of Capex/Opex Associated with the Modernization of Process Facilities Within the Framework of the Development of Field X. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):119–128. DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952).

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952)

Получена: 11.02.2026.

Одобрена: 30.07.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Определение эффективности CAPEX / OPEX, связанных с модернизацией технологических сооружений в рамках разработки месторождения X

К.Г. Сатенов^{1,2}, Е.М. Сулеймен², М.С. Кыныртай^{1,3}, А.М. Салимгереев¹

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²Казахский университет технологии и бизнеса им. К. Кулажанова, г. Астана, Казахстан

³КазНИТУ им. К. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Истечение проектных сроков эксплуатации производственных объектов месторождения X требует определения экономической эффективности капитальных (CAPEX, *сокр. от англ. Capital Expenditure*) и операционных (OPEX, *сокр. от англ. Operating Expenditure*) затрат, связанных с модернизацией технологических сооружений, а также разработки рекомендаций по оптимизации инвестиционных решений с учётом прогнозируемого снижения добычи и перспектив дальнейшего освоения месторождения.

Цель. Оценка капитальных и операционных вложений, связанных с модернизацией технологических сооружений Фазы 2 в постконтрактный период.

Материалы и методы. Работа основана на данных проекта разработки месторождения X и анализа разработки. В рамках проведённых работ была создана модель основных установок 1 и 2 в программном обеспечении QUESTOR с целью сравнения стоимости их потенциальной замены с результатами, представленными в ранее утверждённой проектной документации. Моделирование выполнено на основе текущих производственных мощностей установок.

Результаты. Вариант с продлением полки добычи на одну технологическую линию жидких углеводородов в 2,8 млн т/г. был выбран как наиболее оптимальный исходя из длительности сохранения полки добычи (7 лет). Снижение устьевого давления скважин установки 3 с высокого на средний уровень показало существенное влияние на увеличение добычи жидких углеводородов, обеспечив продление полки на дополнительные 5 лет.

Заключение. Предложенная концепция признана технически выполнимой и экономически обоснованной. Оптимизация инфраструктуры позволяет снизить капитальные затраты на 2,97 млрд долл. США, получить дополнительную добычу жидких углеводородов около 8 млн т, продлить полку добычи на 12 лет и увеличить срок экспорта газа на 7 лет.

Ключевые слова: жидкие углеводороды, CAPEX, OPEX, модернизация инфраструктуры, новая концепция освоения, инкрементный анализ.

Как цитировать:

Сатенов К.Г., Сулеймен Е.М., Кыныртай М.С., Салимгереев А.М. Определение эффективности CAPEX / OPEX, связанных с модернизацией технологических сооружений в рамках разработки месторождения X // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 119–128.

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952).

Кіріспе

Мұнай-газ кен орындарын игеру кезең-кезеңімен жүзеге асырылады және өндіру көлемін біртіндеп арттыру, ең жоғары деңгейлерге жету және одан кейінгі төмендеу сатыларын қамтиды (сурет 1). Игерудің кеш кезеңдеріне көшу кен орнын пайдалану режимінің өзгеруімен, өндіру көлемінің азаюымен, сондай-ақ қолданыстағы өндірістік инфрақұрылымды пайдалану тиімділігіне қойылатын талаптардың артуымен қатар жүреді¹ [1–4].

Х кен орны Батыс Қазақстан аумағында орналасқан, 1979 жылы ашылған, өнеркәсіптік игеру 1980-жылдардың ортасында басталған, ал қазіргі уақытта сұйық көмірсутектерді (бұдан әрі – СК) өндіру көлемінің біртіндеп төмендеуімен сипатталатын игеру кезеңінде тұр. Осы жағдайда өндірістік инфрақұрылымның жай-күйі мен құрылымы объектілерді одан әрі пайдалануда шешуші маңызға ие болады. Технологиялық жабдықтың жобалық ресурсы сарқылған сайын оны жаңғырту жөнінде шешімдер қабылдау қажеттілігі туындайды, ал өндіру көлемінің азаюы технологиялық қуаттардың толық жүктелмеуіне әкеледі. Мұндай жағдайда инфрақұрылымды жаңғырту пайдалану режимдерінің өзгеруін және жабдықтардың нақты жүктелу деңгейін ескере отырып жүзеге асырылуы тиіс, бұл бұрын қабылданған техникалық және инвестициялық шешімдерді қайта қарауды талап етеді [5–7].

Х кен орнын игеру жобасы және кен орнын игеру талдауының (бұдан әрі – КИТ) талаптарына сәйкес, 2-кезеңдегі барлық өндірістік объектілердің жобалық пайдалану мерзімі 40 жылды құрайды деп болжануда. Болжамға сәйкес, 2044 жылы Х кен орнында жерүсті жабдықтарын жаңарту жоспарланған. КИТ аясында жалпы құны 12,308 млрд АҚШ долларын құрайтын үш негізгі объектіні (Қондырғы-1, Қондырғы-2, Қондырғы-3) ауыстыру қарастырылған.

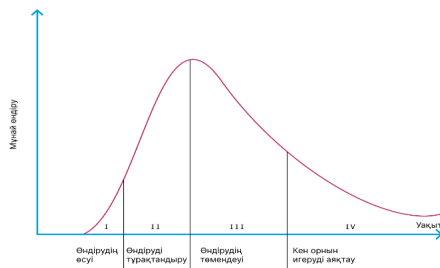
Осыған байланысты, келісімшарттан кейінгі 2-кезеңде өндірістік объектілерді (соның ішінде Қондырғы-3) жаңартуға байланысты CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарның тиімділігіне бағалау жүргізу қажет.

Көрсетілген кезеңге қарай СК мен газ өндіру көлемінің төмендеуі күтілетіндіктен, негізгі міндет – CAPEX инвестицияларын барынша азайту және инфрақұрылымның тек аса қажетті бөлігін ғана жаңарту.

Осылайша, аталған зерттеу аясында Х кен орнын дамытудың жаңа тұжырымдамасын анықтау және сұйық көмірсутектер өндірудің жаңартылған профилін қалыптастыру талап етілді.

Таңдалған даму сценарийлері бойынша CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарын есептеу, оның ішінде объектілерді пайдаланудан шығару/ауыстыру және технологиялық желілер санын қысқарту сценарийлерін қарастыру көзделді.

Іске асырылатын іс-шаралардың экономикалық тиімділігі инкременттік талдау әдісі арқылы бағаланды, яғни жобалық сценарийлерді базалық сценариймен (КИТ) салыстыру мақсатында инкременттік ақша ағындарын, NPV (ағыл. Net Present Value – таза келтірілген құн, IRR (ағыл. Internal Rate of Return – ішкі табыстылық нормасы) және өтелу мерзімін есептеу жүргізілді.



1-сурет. Кен орнын игеру кезеңдері
Figure 1. Field Development Stages

Материалдар мен әдістер

Жұмыс Х кен орнын игеру жобасының және кен орнын игеруді талдау (КИТ) деректеріне негізделген. Жүргізілген жұмыстар шеңберінде Қондырғы-1 және Қондырғы-2 негізгі қондырғыларының әлеуетті ауыстыру құнын бұрын бекітілген жобалық құжаттамада ұсынылған нәтижелермен салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде аталған қондырғылардың моделі құрылды. Модельдеу қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттары негізінде орындалды.

Нәтижелер мен талқылау

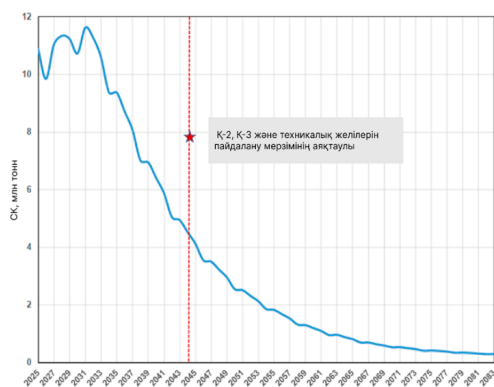
Кен орнын одан әрі игеру нұсқасы

2044 жылға қарай сұйық көмірсутектерді өндіру деңгейінің айтарлықтай төмендеуі болжануда. Өндіру көлемдерінің төмендеуіне байланысты инфрақұрылымды оңтайландыру мәселесін қарастыру және пайдалануда сұйық көмірсутектерді дайындауға арналған тек бір технологиялық желіні ғана қалдыру орынды болып табылады (сурет 2).

Өндірудің жаңа профилін анықтау мақсатында СК өндірудің жылдық әртүрлі деңгейлерімен үш сценарий қарастырылды: жылына 2,3 млн т, 2,8 млн т және 3,3 млн т (3 және 4-суреттер):

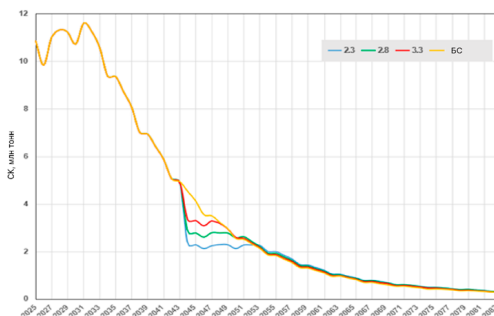
- жылына 2,3 млн т СК өндіру деңгейін қарастыратын сценарийде газ өндіру көлемі экспортқа жіберілетін шикі газдың талап етілетін көлемін қамтамасыз ету үшін жеткіліксіз болады, себебі СК өндіру көлемінің төмендеуі газ өндіру көлемінің пропорционалды түрде төмендеуімен қатар жүреді;
- жылына 3,3 млн т деңгейінде өндіру деңгейі тек төрт жыл бойы сақталады, одан кейін күрт төмендеу байқалады.

¹ «Жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірыңғай қағидаларды бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2018 жылғы 15 маусымдағы № 239 бұйрығы.



2-сурет. Базалық көйс үшін СК өндіру профілі, млн т
Figure 2. LH Production Profile for the Base Case, Mt

Талдау нәтижелері көрсеткендей, жылына 2,8 млн т өндіру деңгейі бар сценарий ең теңгерімді болып табылады. Бұл нұсқа жеті жыл бойы СК өндірудің тұрақты деңгейін сақтауды қамтамасыз етеді, сонымен қатар өндірістік қуаттарды оңтайландыруға және CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарын төмендетуге мүмкіндік береді.



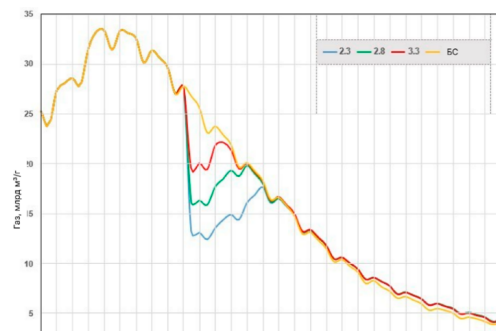
3-сурет. СК өндіру деңгейін 2,3, 2,8 және 3,3 млн т/ж деңгейлерінде ұзарту нұсқалары бойынша профільдер, млн т
Figure 3. LH Production Profiles for Plateau Extension Options at 2.3, 2.8 and 3.3 Mtpa, Mt

Жылына 2,3 млн т деңгейінде газ өндіру көлемі экспортқа қажетті газ көлемін қамтамасыз ету үшін жеткіліксіз болады, себебі СК өндіру көлемінің төмендеуі газ өндірудің пропорционалды азаюымен қатар жүреді.

Жылына 3,3 млн т деңгейінде өндіру небәрі төрт жыл бойы ғана сақталады, одан кейін өндірудің күрт төмендеуі байқалады. Жүргізілген зерттеулер жылына 2,8 млн т өндіру деңгейін көздейтін нұсқаның ең теңгерімді екенін көрсетті. Аталған нұсқа жеті жыл бойы СК өндірудің тұрақты деңгейін сақтауды қамтамасыз ете отырып, өндірістік қуаттарды оңтайландыруға және CAPEX пен OPEX-ті төмендетуге мүмкіндік береді.

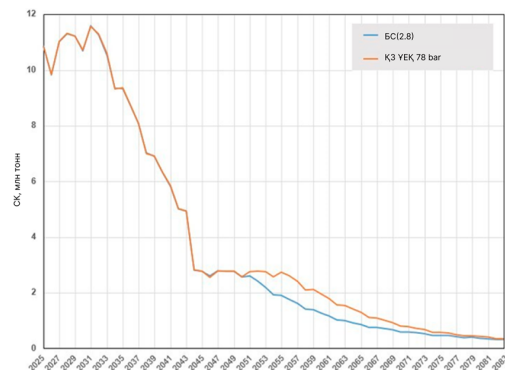
Х кен орнындағы негізгі қондырғылардың ішінде №3 кешенді мұнай дайындау қондырғысы (бұдан әрі – Қондырғы-3) ең ұзақ уақыт бойы

пайдаланылып келе жатқан және жоғары қысым жағдайында жұмыс істейтін нысан болып табылады. СК мен газ өндіру көлемдерінің болжамды төмендеуін ескере отырып, Қондырғы-3-ті пайдаланудан шығару мүмкіндігі қарастырылды. Бұл жағдайда бұрын аталған қондырғыға қосылған ұңғымалардың өнімі Қондырғы-1 және Қондырғы-2 объектілері арасында қайта бөлінетін болады. Аталған сұлбаны іске асыру үшін қолданыстағы Станция-1-ге ұқсас жоба бойынша жобаланған жаңа мұнай өндіру станциясы (бұдан әрі – Станция-2) салу көзделеді.



4-сурет. СК өндіру деңгейін 2,3; 2,8 және 3,3 млн т/ж деңгейлерінде ұзарту нұсқалары бойынша газ өндіру профільдері, млрд м³/ж
Figure 4. Gas Production Profiles for LH Plateau Extension Options at 2.3, 2.8 and 3.3 Mtpa, BCMA
Figure 3. LH Production Profiles for Plateau Extension Options at 2.3, 2.8 and 3.3 Mtpa, Mt

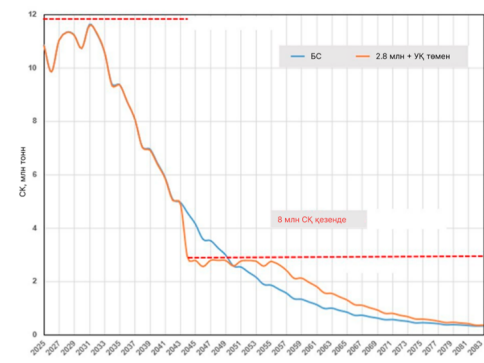
Зерттеулер барысында Қондырғы-3-ке қосылған ұңғымалардағы қысымды 78 барға дейін төмендету бойынша техникалық іс-шаралар қарастырылды. Бұл шешімді іске асыру қабаттың қосымша әлеуетін тартуға, СК-ді өндіру платосының мерзімін шамамен 5 жылға ұзартуға (сурет 5).



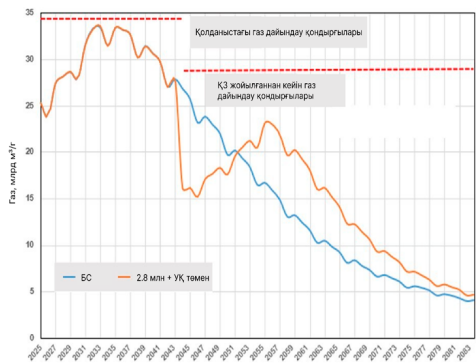
5-сурет. СК өндіру профільдері: базалық нұсқа (2,8 млн т/ж) және ұңғымалардағы қысымды 78 барға дейін төмендеткен нұсқа, млн т
Figure 5. LH Production Profiles: Base Case (2.8 Mtpa) and Case with Well Pressure Reduced to 78 bar, Mt

Қондырғы-3 / Станция-2 ұңғымаларындағы сағалық қысымды жоғары деңгейден орташа деңгейге дейін төмендету, сондай-ақ СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін қысқарту жөніндегі іс-шараларды іске асыру келесі жиынтық әсерді қамтамасыз етеді (сурет 6–7):

- шамамен 8 млн т көлемінде қосымша СК өндіру және өндіру деңгейінің мерзімін 12 жылға ұзарту;
- экспортталатын газ көлемін ұлғайту және газ экспортын жүзеге асыру мерзімін қосымша 7 жылға арттыру.



6-сурет. СК өндіру профильдері: базалық нұсқа және өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту нұсқасы, млн т
Figure 6. LH Production Profiles: Base Case and 2.8 Mtpa Plateau Extension Option, Mt



7-сурет. Газ өндіру профильдері: базалық нұсқа және өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту нұсқасы, млрд м3/ж
Figure 7. Gas Production Profiles: 2.8 Mtpa Production Plateau Extension Option, BCMA

Өндірістік инфрақұрылымды және капиталдық шығындарды оңтайландыру

Жүргізілген зерттеулер аясында бұрын бекітілген жобалық құжаттамада [8–10] ұсынылған нәтижелермен олардың ықтимал ауыстыру құнын салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде Қондырғы-1 және Қондырғы-2 негізгі объектілерінің моделі әзірленді. Модель қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттарына негізделіп жасалынды.

Қондырғылардың (Қондырғы-1 және Қондырғы-2) газ бойынша өндірістік қуаттары газды өндеудің қосымша көлемін қабылдауға мүмкіндік береді.

Жаңғыртылатын объектілер:

- Қондырғы-1 (СК өндеуге арналған бір объект);
- Қондырғы-2.
- Жаңа объектілер:
- Станция-2 (Қондырғы-3 орнына);
- Станция-2-ден Қондырғы-1 мен Қондырғы-2-ге дейінгі құбыржолдары;

- Қондырғы-1-ден экспорттық алаңға дейінгі газ құбыры.
- Пайдаланудан шығарылатын объектілер:
- Қондырғы-3;
- Қондырғы-1-дің СК бойынша объектілері.

1-кесте. CAPEX есептеу, млн АҚШ долл.
Table 1. CAPEX Estimates, MM USD

Объектілер Facilities	Оңтайландырылған CAPEX Optimized CAPEX
Қондырғы-1 Unit 1	5 836
Қондырғы-2 Unit 2	3 230
Станция-2 Station 2	269
Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-1) Pipeline (Station 2 – Unit 1)	
Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-2) Pipeline (Station 2 – Unit 2)	
Құбыр желісі (Қондырғы-1 – Станция-2) Pipeline (Unit 1 – Station 2)	
Барлығы TOTAL	9 334

2-кесте. CAPEX нәтижелерін салыстыру, млн АҚШ долл.
Table 2. CAPEX Results Comparison, MM USD

Объектілер Facilities	Оператордың моделі Operator's Model	Оңтайландырылған CAPEX Optimized CAPEX	Айырмашылық Difference
Қондырғы-1 Unit 1	11 230	5 836	-2 164
Қондырғы-2 Unit 2		3 230	
Станция-2 Station 2	1 078	-	-810
Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-1) Pipeline (Station 2 – Unit 1)	-	269	

Объектілер Facilities	Оператордың моделі Operator's Model	Оңтайландырылған CAPEX Optimized CAPEX	Айырмашылық Difference
Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-2) Pipeline (Station 2 – Unit 2)	-	269	
Құбыр желісі (Қондырғы-1 – Станция-2) Pipeline (Unit 1 – Station 2)	-		
Қондырғы-1 Unit 1	-		
Барлығы TOTAL	12 308	9 334	-2 974

3-кесте. 2025–2083 жылдар аралығындағы экономикалық бағалау нәтижелері
Table 3. Economic Evaluation Results for 2025–2083

Нұсқа Case	Ақша ағындары, млн АҚШ долл. Cash Flows, MM USD			NPV, млн АҚШ долл. NPV, MM USD			IRR, %	
	жоба Plan	мердігер Vendor	ҚР RoK	жоба Plan	мердігер Vendor	ҚР RoK	жоба Plan	мердігер Vendor
Базалық нұсқа Base Case	57669	20196	37473	23698	9080	14618	33,57%	19,63%
СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa	3235	2994	241	229	214	15	20%	15%
Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa	60904	23190	37713	23926	9293	14633	33,58%	19,64%

ҚР / RoK – Қазақстан Республикасы / Republic of Kazakhstan

4-кесте. 2025–2037 жылдар аралығындағы экономикалық бағалау нәтижелері, 2038 жылдан бастап қолданыстағы салықтық режим

Table 4. Results of the Economic Evaluation for 2025–2037, with the Current Tax Regime Effective from 2038

Нұсқа	ОРЕХ, млн АҚШ долл. OREX, MM USD	CAPEX, млн АҚШ долл. CAPEX, MM USD	СК өндіру, млн т LH Production, Mt	Газ өндіру, млрд м³ Gas Production, BCM	NPV, млн АҚШ долл. NPV, MM USD		
					жоба Plan	мердігер Vendor	ҚР RoK
Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa	80074	42457	233	1114	18203	1650	16661

5-кесте. 2025–2037 жылдар аралығындағы экономикалық бағалау нәтижелері
Table 5. Economic Evaluation Results for 2025–2037

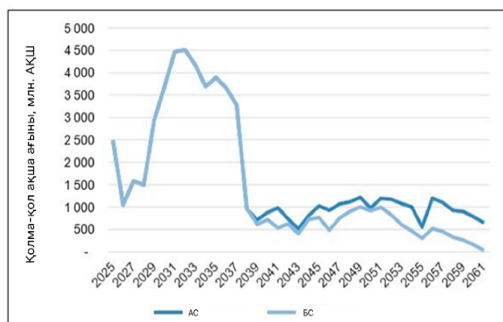
Нұсқа Case	Ақша ағындары, млн АҚШ долл. Cash flows, MM USD			NPV, млн АҚШ долл. NPV, MM USD			IRR, %	
	жоба Plan	мердігер Vendor	ҚР RoK	жоба Plan	мердігер Vendor	ҚР RoK	жоба Plan	мердігер Vendor
Базалық нұсқа Base Case	15204	3708	11496	2133	401	1732		
СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa	3235	2994	241	229	214	15	17%	14%
Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa	18440	6703	11737	2362	614	1748		

6-кесте. Экономикалық бағалау нәтижелері 2038 жылдан бастап, ӨБТК нұсқасы бойынша 2037 жылға дейін, ағымдағы салық режимі 2038 жылдан бастап

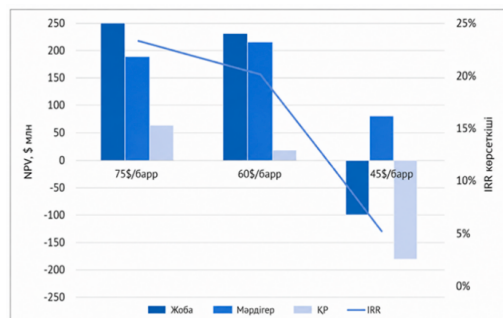
Table 6. Economic Evaluation Results under the PSA Regime through 2037 and the Current tTx Regime from 2038 Onward

Нұсқа	ОРЕХ, млн АҚШ долл. OREX, MM USD	CAPEX, млн АҚШ долл. CAPEX, MM USD	СК өндіру, млн т LH Production, Mt	Газ өндіру, млрд м³ Gas Production, BCM	NPV, млн АҚШ долл. NPV, MM USD		
					жоба Plan	мердігер Vendor	ҚР RoK
Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa	67311	31697	99	724	-3833	-5799	1966

ӨБТК – Өнім бөлу туралы түпкілікті келісім.



8-сурет. Ұсынылатын нұсқа бойынша ақшалай қаражат ағынының графигі, млн АҚШ долл.
Figure 8. Cash Flow Profile for the Recommended Option, MM USD



9-сурет. Ұсынылатын нұсқа бойынша мұнай бағасына сезімталдықты талдау және ақшалай қаражат ағынының графигі, млн АҚШ долл.
Figure 9. Oil Price Sensitivity Analysis and Cash Flow Profile for the Recommended Option, MM USD

Жүргізілген зерттеулер шеңберінде қондырғылардың ықтимал ауыстыру құнын жобалық құжаттамада ұсынылған нәтижелермен салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде қондырғылар моделі әзірленді. Модель қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттарына негізделіп жасалынды.

Сондай-ақ CAPEX инвестицияларын есептеу барысында бұрынғы Қондырғы-3 ұңғымаларынан келетін мұнай-газ-конденсат қоспасын бөліп, оны Қондырғы-1 мен Қондырғы-2-ге бағыттайтын жаңа Станция-2, сондай-ақ үш құбыржол салу ескерілді: Станция-2 – Қондырғы-1, Станция-2 – Қондырғы-2 және Қондырғы-1 – Станция-2.

QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде орындалған CAPEX бойынша есептік деректер кесте-1 ұсынылған.

Жүргізілген зерттеу талдаулары көрсеткендей, Қондырғы-3 пайдаланудан шығару және Станция-2, сондай-ақ қажетті құбыржолдарды салу CAPEX инвестицияларын қосымша 810 млн АҚШ долларына оңтайландыруға мүмкіндік береді. CAPEX нәтижелерінің салыстырмалы талдауы кесте-2 келтірілген. СК

өңдеу объектілерін (Қондырғы-3) қысқартуға байланысты оңтайландырылған CAPEX көлемі 2 164 млн АҚШ долларын құрайды (кесте-2).

2044 жылға қарай газ өндірудің жалпы көлемінің төмендеуі Қондырғы-3 кезең-кезеңімен пайдаланудан шығаруға және кейіннен өндірілетін газ көлемін Қондырғы-1 мен Қондырғы-2 арасында қайта бөлуге алғышарттар жасайды. Бұл шара, сондай-ақ Қондырғы-1-дегі мұнай дайындауға арналған технологиялық желілер санын төртеуден біреуге дейін қысқарту КИТ-та келтірілген көрсеткіштермен салыстырғанда CAPEX инвестицияларын 2,974 млрд АҚШ долларына төмендетуге мүмкіндік берді (2-кесте).

QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде модельдеу жүргізу барысында құрылыс, монтаж, құбыржол және электротехникалық жұмыстарды қоса алғанда, әртүрлі жұмыс түрлері бойынша өңірлік өнімділік коэффициенттері базалық деректер ретінде пайдаланылды.

Есептеулерде сондай-ақ ірі капиталдық жобалар үшін қабылданған халықаралық тәжірибеге сәйкес 30 % мөлшеріндегі күтпеген шығындар резерві (Contingency) ескерілді.

Экономикалық бағалау

Экономикалық есептеулерде өндіру, айдау және өнім шығару профильдері пайдаланылды. Есептік деректер 2025–2083 жылдар аралығын қамтиды.

Есептеулерде CAPEX, OPEX және өнімді өткізу тарифтері бойынша бастапқы деректер пайдаланылды.

Экономикалық модельдеу мен талдау инкременттік талдау негізінде жүргізілді. Инкременттік экономика базалық өндіру профилі мен экономикасымен салыстырғанда барлық болашақ кеңейтулердің жекелеген әсерін көрсетеді.

Экономикалық бағалау нәтижелері кесте 3–6-те келтірілген.

Қорытынды

Жүргізілген зерттеулердің нәтижелерін талдау негізінде келесі қорытындылар жасалды:

1. СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін қысқарту өндіру деңгейінің сақталу ұзақтығын (7 жыл) ескере отырып, ең оңтайлы нұсқа ретінде таңдалды. Сонымен қатар Қондырғы-3-ке қосылған ұңғымалардың сағалық қысымын жоғары деңгейден орташа деңгейге дейін төмендету СК өндіру көлемін айтарлықтай арттыруға ықпал етіп, өндіру деңгейін қосымша 5 жылға ұзартуды қамтамасыз етті.

2. Газ өндірудің жалпы көлемінің төмендеуі Қондырғы-3-ті кезең-кезеңімен пайдаланудан шығару және кейіннен өндірілетін газ көлемін Қондырғы-1 мен Қондырғы-2 арасында қайта бөлу үшін алғышарттар қалыптастырады. Аталған шаралар, сондай-ақ Қондырғы-1-дегі объектілер санының қысқаруы Оператор көрсеткіштерімен салыстырғанда CAPEX шығындарын

2,974 млрд АҚШ долларына төмендетуге мүмкіндік берді.

Осылайша, экономикалық бағалау нәтижелері бойынша жүргізілген талдау қабылданған есептік шарттар жағдайында Х кен орнының тех-

нологиялық құрылыстарын жаңғыртуға байланысты CAPEX және OPEX инвестицияларының тиімділігін айқындауға бағытталған жобаның инкременттік ақшалай ағындар тұрғысынан рентабельді екенін көрсетеді.

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Бұл зерттеуді Қазақстан Республикасы Ғылым және Жоғары Білім Министрілігінің Ғылым Комитеті қаржыландырады (BR24992761 гранты).

Мүдделер қақтығысы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қақтығысының 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: Сатенов Қ.Ф. – деректерді түсіндіру, қолжазбаны жазу және редакциялау; Сүлеймен Е.М. – деректерді жинау, талдау, түсіндіру, нәтижелерді тексеру, қолжазбаны редакциялау; Қыныртай М.С. – талдау, түсіндіру, нәтижелерді тексеру; Салимгереев А.М. – жұмыс тұжырымдамасы, деректерді интерпретациялау, жұмыстың орындалуын бақылау.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was funded by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (grant BR24992761).

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: Kurmet G. Satenov – data interpretation, writing, and manuscript editing; Yerlan M. Suleimen – data collection, analysis, and interpretation; validation of results, and manuscript editing; Mira S. Kynyrтай – data collection, analysis, and interpretation; Asset M. Salimgereyev – research conceptualization, data interpretation, and study supervision.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : Академия, 2013. 352 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. Москва : Недра, 2003. 638 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 623 с.
4. Жуман Ж., Ду Б., Хамзаева А.В. Текущее состояние нефтегазовой отрасли Казахстана // Вестник РОО «Национальной Академии наук Республики Казахстан». 2024. №408(2). С. 470–485. doi: [10.32014/2024.2518-1467.735](https://doi.org/10.32014/2024.2518-1467.735).
5. Турков О.С., Кuantayev Н.Е., Кулумбетова Г.Е., Есеналы Д.Д. Атлас месторождений нефти и газа Республики Казахстан. Том 1. Алматы : КОНГ, 2020. 392 с.
6. Аманиязов К.Н., Ахметов А.С., Кожакмет К.А. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана. Алматы : ТОО РПИК «Дәуір», 2003. 400 с.
7. Ульянов Д.И., Лиман И.А. Нефтегазоконденсатное месторождение как экономический объект // Прогрессивная экономика. 2025. №1. С. 90–103. doi: [10.54861/27131211_2025_1_90](https://doi.org/10.54861/27131211_2025_1_90).
8. Ponomarenko T., Marin E., Galevskiy S. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects // Energies. 2022. Vol. 15, Issue 9. doi: [10.3390/en15093103](https://doi.org/10.3390/en15093103).
9. Митулинский В.В., Саксин А.Г. Анализ методов оценки рисков инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. 2024. Т. 15, №1. С. 79–86. doi: [10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86](https://doi.org/10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86).
10. spglobal.com [интернет]. S&P Global. QUESTOR : Oil & Gas Cost Estimation Software [дата обращения: 28.01.2026]. Доступ по ссылке: www.spglobal.com/energy/en/products-solutions/upstream-midstream-oil-gas/questor-oil-gas-cost-estimation-software.

REFERENCES

1. Vadetskiy YV. Burenije neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow: Academiya; 2013. 352 p. (In Russ).
2. Lysenko VD. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. Proektirovaniye i analiz. Moscow: Nedra; 2003. 638 p. (In Russ).
3. Basarygin YM, Bulatov AI, Proselkov YM. Burenije neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow: Nedra-Biznescentr; 2002. 623 p. (In Russ).
4. Juman J, Du B, Khamzayeva AV. Current state of the oil and gas industry in Kazakhstan. *Bulletin the National academy of sciences of the Republic of Kazakhstan*. 2024;2(408):470–485. doi: [10.32014/2024.2518-1467.735](https://doi.org/10.32014/2024.2518-1467.735) (In Russ).
5. Turkov OS, Kuantayev NY, Kulumbetova GY, Yessenaly DD. *Atlas neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Respubliki Kazakhstan*. Vol. 1. Almaty: Kazhastanskoe obshchestvo nefyanikov-geologov; 2020. 392 p. (In Russ).
6. Amanniyazov KN, Akhmetov AS, Kozhakhmet KA. *Neftyanyye i gazovyye mestorozhdeniya Kazakhstana*. Almaty: Daur; 2003. 400 p. (In Russ).

7. Ulyanov DI, Liman IA. Oil and gas condensate field as an economic facility. *Progressive economy*. 2025;1:90–103. doi: [10.54861/27131211_2025_1_90](https://doi.org/10.54861/27131211_2025_1_90). (In Russ).
8. Ponomarenko T, Marin E, Galevskiy S. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects. *Energies*. 2022;15(9):3103. doi: [10.3390/en15093103](https://doi.org/10.3390/en15093103).
9. Mitulinskiy VV, Saksin AG. Analysis of methods for risk assessment of investment projects in the oil production industry. *Vestnik of Samara University. Economics and Management*. 2024;15(1):79–86. doi: [10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86](https://doi.org/10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86). (In Russ).
10. spglobal.com [Internet]. S&P Global. QUESTOR : Oil & Gas Cost Estimation Software [cited 2026 Jan 28]. Available from: www.spglobal.com/energy/en/products-solutions/upstream-midstream-oil-gas/questor-oil-gas-cost-estimation-software.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Сатенов Курмет Гизатуллаевич

канд. хим. наук

ORCID [0000-0002-6396-913X](https://orcid.org/0000-0002-6396-913X)

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

Сүлеймен Ерлан Мэлсұлы

PhD, профессор

ORCID [0000-0002-5959-4013](https://orcid.org/0000-0002-5959-4013)

e-mail: syerlan75@yandex.kz.

Қыныртай Мира Сабетханқызы

ORCID [0009-0000-5075-9283](https://orcid.org/0009-0000-5075-9283)

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

Салимгереев Асет Маликович

ORCID [0009-0008-6453-2416](https://orcid.org/0009-0008-6453-2416)

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

AUTHORS' INFO

*Kurmet G. Satenov

Cand. Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0002-6396-913X](https://orcid.org/0000-0002-6396-913X)

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

Yerlan M. Suleimen

PhD, Professor

ORCID [0000-0002-5959-4013](https://orcid.org/0000-0002-5959-4013)

e-mail: syerlan75@yandex.kz.

Mira S. Kynyrtay

ORCID [0009-0000-5075-9283](https://orcid.org/0009-0000-5075-9283)

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

Asset M. Salimgereyev

ORCID [0009-0008-6453-2416](https://orcid.org/0009-0008-6453-2416)

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

*Корреспондент-автор / Corresponding Author

ӨОЖ 504.064.2

ГТАХР 87.03.17

DOI: [10.54859/kjogi109017](https://doi.org/10.54859/kjogi109017)

Қабылданды: 18.06.2026.

Мақұлданды: 08.09.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының өндірістік алаңдарында ластаушы заттардың таралуын модельдеу ерекшеліктері

М.Ж. Сәлімгереев, Э.К. Идрисова, М.Б. Басенова

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының өндірістік объектілері атмосфералық ауаға елеулі техногендік жүктеме түсіретін күрделі өндірістік жүйелер болып табылады. Өндірістік алаңдарда ұйымдастырылған және ұйымдастырылмаған шығарындылар көздерінің бір мезгілде болуы, технологиялық инфрақұрылымның жоғары тығыздығы және қолайсыз метеорологиялық жағдайлар ластаушы заттардың таралу процестерін күрделендіреді. Осыған байланысты атмосфералық ауаның ластану деңгейін болжау үшін математикалық модельдеу әдістерін қолдану ерекше маңызға ие.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты – мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының өндірістік алаңдарында ластаушы заттардың таралуын модельдеу ерекшеліктерін талдау, есептеулердің дәлдігіне әсер ететін негізгі факторларды анықтау және рұқсат етілетін шығарындылар нормативтері жобалары мен «ЭРА-Ауа» бағдарламалық кешенінде орындалған верификациялық есептеулер нәтижелерінің сәйкестігін бағалау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу барысында №1 және №2 кәсіпорындарының өндірістік объектілері бойынша рұқсат етілетін шығарындылар нормативтері жобаларының материалдары, атмосфералық ауаға таралу есептеулері және ЭРА бағдарламалық кешенінде орындалған верификациялық модельдеу нәтижелері пайдаланылды. Негізгі зерттеу әдістері ретінде салыстырмалы талдау, математикалық модельдеу, кеңістіктік интерпретация және таралу карталарын сараптамалық бағалау қолданылды.

Нәтижелері. Зерттеу нәтижелері мұнай-газ өндіру кәсіпорындарында ұйымдастырылған шығарындылар көздері жиынтық шығарындылардың 60–70%-ын қалыптастыратынын, ал ұйымдастырылмаған шығарындылар көздердің үлесі 20–30%-ға дейін жететінін көрсетті. Сонымен қатар, ұйымдастырылмаған шығарындылар көздердің төмен көрсеткіштері жерүсті концентрацияларын қалыптастыруда жоғары әсерге ие екені анықталды. Ең жоғары концентрациялар азот диоксиді, күкіртсутек, күйе және бенз(а)пирен бойынша байқалды. Модельдеу нәтижелері метеорологиялық факторлардың, әсіресе жел жылдамдығы мен атмосфераның температуралық тұрақтылығының шешуші рөл атқаратынын көрсетті. Верификациялық есептеулер есептік және жобалық концентрация өрістерінің жалпы алғанда қанағаттанарлық сәйкестігін растады.

Қорытынды. Ластаушы заттардың таралуын модельдеу мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының атмосфералық ауаға әсерін бағалаудың тиімді құралы болып табылады. Ұйымдастырылған және ұйымдастырылмаған шығарындылар көздерін, технологиялық құрылыстың тығыздығын және метеорологиялық жағдайларды кешенді есепке алу модельдеу нәтижелерінің сенімділігін арттырады. Алынған нәтижелер санитариялық-қорғау аймақтарын негіздеу, табиғатты қорғау іс-шараларын әзірлеу және өндірістік экологиялық бақылауды жетілдіру кезінде қолданылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: атмосфералық ауа, таралуды модельдеу, мұнай-газ өндіру, ЭРА бағдарламалық кешені, РШН, ұйымдастырылмаған шығарындылар, экологиялық қауіпсіздік, жерүсті концентрациялары.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сәлімгереев М.Ж., Идрисова Э.К., Басенова М.Б. Мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының өндірістік алаңдарында ластаушы заттардың таралуын модельдеу ерекшеліктері // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 129–140. DOI: [10.54859/kjogi109017](https://doi.org/10.54859/kjogi109017).

УДК 504.064.2
МРНТИ 87.03.17

DOI: [10.54859/kjogi109017](https://doi.org/10.54859/kjogi109017)

Получена: 18.06.2026.
Одобрена: 08.09.2026.
Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Особенности моделирования рассеивания загрязняющих веществ на производственных площадках нефтегазодобывающих предприятий

М.Ж. Салимгереев, Э.К. Идрисова, М.Б. Басенова

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Нефтегазодобывающие предприятия представляют собой сложные производственные системы, оказывающие значительное техногенное воздействие на атмосферный воздух. Одновременное присутствие организованных и неорганизованных источников выбросов, высокая плотность технологической инфраструктуры и неблагоприятные метеорологические условия существенно усложняют процессы рассеивания загрязняющих веществ. В связи с этим применение методов математического моделирования приобретает особую актуальность для прогнозирования уровня загрязнения атмосферного воздуха и оценки воздействия производственных объектов на окружающую среду.

Цель. Анализ особенностей моделирования рассеивания загрязняющих веществ на производственных площадках нефтегазодобывающих предприятий, выявление основных факторов, влияющих на точность расчётов, а также оценка соответствия результатов проектов нормативов допустимых выбросов и верификационных расчётов, выполненных с использованием программного комплекса «ЭРА-Воздух».

Материалы и методы. В ходе исследования были использованы материалы проектов нормативов допустимых выбросов (нормативы допустимых выбросов / предельно допустимые выбросы) по производственным объектам предприятий №1 и №2, расчёты рассеивания в атмосферном воздухе, а также результаты верификационного моделирования, выполненного в программном комплексе «ЭРА». В качестве основных методов исследования применялись сравнительный анализ, математическое моделирование, пространственная интерпретация и экспертная оценка карт рассеивания.

Результаты. Результаты исследования показали, что на нефтегазодобывающих предприятиях организованные источники формируют 60–70% совокупных выбросов, в то время как доля неорганизованных источников достигает 20–30%. При этом установлено, что низкие неорганизованные источники оказывают более значительное влияние на формирование приземных концентраций. Наиболее высокие уровни концентраций зафиксированы по диоксиду азота, сероводороду, саже и бенз(а)пирену. Результаты моделирования продемонстрировали, что решающую роль играют метеорологические факторы, особенно скорость ветра и температурная стратификация (устойчивость) атмосферы. Верификационные расчёты подтвердили в целом удовлетворительное совпадение расчётных и проектных полей концентраций.

Заключение. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ является эффективным инструментом оценки воздействия нефтегазодобывающих предприятий на атмосферный воздух. Комплексный учёт организованных и неорганизованных источников выбросов, плотности технологической застройки и метеорологических условий повышает достоверность результатов моделирования. Полученные результаты могут быть использованы при обосновании санитарно-защитных зон, разработке природоохранных мероприятий и совершенствовании производственного экологического контроля.

Ключевые слова: атмосферный воздух, моделирование рассеивания, нефтегазодобыча, программный комплекс «ЭРА», нормативы допустимых выбросов, предельно допустимые выбросы, неорганизованные выбросы, экологическая безопасность, приземные концентрации.

Как цитировать:

Салимгереев М.Ж., Идрисова Э.К., Басенова М.Б. Особенности моделирования рассеивания загрязняющих веществ на производственных площадках нефтегазодобывающих предприятий // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 129–140. DOI: [10.54859/kjogi109017](https://doi.org/10.54859/kjogi109017).

UDC 504.064.2
CSCSTI 87.03.17

DOI: [10.54859/kjogi109017](https://doi.org/10.54859/kjogi109017)

Received: 18.06.2026.

Accepted: 08.09.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

Specific Features of Air Pollutant Dispersion Modeling at Oil and Gas Production Facilities

Malik Zh. Salimgereyev, Elmira K. Idrissova, Marzhan B. Bassenova

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Oil and gas production facilities represent complex industrial systems that exert a significant anthropogenic impact on ambient air quality. The simultaneous presence of organized and fugitive emission sources, high density of technological infrastructure, and adverse meteorological conditions considerably complicate the processes of air pollutant dispersion. Therefore, the application of mathematical modeling techniques is of particular importance for predicting ambient air pollution levels and assessing the environmental impacts of industrial facilities.

Aim: The study aimed to analyze the specific features of air pollutant dispersion modeling at oil and gas production facilities, identify the key factors affecting calculation accuracy, and assess the consistency between the results obtained from Maximum Permissible Emission (MPE) projects and verification calculations performed using the ERA-Air software package.

Materials and methods: The study utilized data from Maximum Permissible Emission (MPE) projects, atmospheric dispersion calculations, and verification modeling results obtained using the ERA software package for production facilities of Enterprises No. 1 and No. 2. The principal research methods included comparative analysis, mathematical modeling, spatial interpretation, and expert assessment of pollutant dispersion maps.

Results: The findings indicate that organized emission sources account for 60–70% of total emissions at oil and gas production facilities, while the contribution of fugitive sources may reach 20–30%. At the same time, low-level fugitive emission sources were found to have a substantial influence on the formation of ground-level pollutant concentrations. The highest concentrations were observed for nitrogen dioxide, hydrogen sulfide, soot, and benzo(a)pyrene. The modeling results demonstrated the decisive role of meteorological factors, particularly wind speed and atmospheric stability conditions, in determining pollutant dispersion patterns. The verification calculations confirmed a generally satisfactory agreement between the calculated and project-based concentration fields.

Conclusion: Air pollutant dispersion modeling is an effective tool for assessing the impact of oil and gas production facilities on ambient air quality. A comprehensive consideration of organized and fugitive emission sources, technological infrastructure density, and meteorological conditions significantly improves the reliability of modeling results. The obtained findings can be applied to support the establishment of sanitary protection zones, develop environmental protection measures, and enhance industrial environmental monitoring.

Keywords: *ambient air; dispersion modeling; oil and gas production; ERA software package; permissible emission standards; maximum permissible emissions (MPE); fugitive emissions; environmental safety; ground level concentrations.*

To cite this article:

Salimgereyev MZ, Idrissova EK, Bassenova MB. Specific Features of Air Pollutant Dispersion Modeling at Oil and Gas Production Facilities. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):129–140. DOI: [10.54859/kjogi109017](https://doi.org/10.54859/kjogi109017).

Кіріспе

Мұнай-газ өндіру өнеркәсібі қоршаған ортаға әсер ету деңгейі бойынша жоғары стратегиялық салалардың бірі. Өндірістік объектілерді пайдалану барысында атмосфералық ауаға көмірсутектер, азот оксидтері, күкіртсутек, күйе, ұшпа органикалық қосылыстар және басқа да ластаушы заттар бөлінеді. Бұл заттардың таралу сипаты шығарындылар көздерінің түріне, өндірістік процестердің технологиялық ерекшеліктеріне, метеорологиялық жағдайларға және өндірістік алаңдардың кеңістіктік ұйымдастырылуына тәуелді.

Қазақстан Республикасының Экологиялық кодексіне¹ сәйкес атмосфералық ауаға әсерді бағалау және рұқсат етілетін шығарындылар нормативтерін негіздеу үшін ластаушы заттардың таралуын есептеу міндетті түрде жүргізіледі². Қазіргі уақытта мұндай есептеулерді жүргізудің негізгі құралдарының бірі – ЭРА-АУА бағдарламалық кешені. Бұл кешен атмосфераның жерүсті қабатындағы концентрациялардың кеңістіктік таралуын модельдеуге және санитариялық-қорғау аймақтарын ғылыми негіздеуге мүмкіндік береді³ [1].

Мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының ерекшелігі ұйымдастырылған, ұйымдастырылмаған және авариялық шығарындылар көздерінің қатар болуымен сипатталады. Ұйымдастырылған көздерге алау қондырғылары, түтін мұржалары және компрессорлық жүйелер жатса, ұйымдастырылмаған көздерге резервуарлардан булану, фланецтік қосылыстардағы ағып кетулер және технологиялық алаңдар жатады. Осындай әртүрлі көздердің болуы таралу модельдеуінің күрделілігін арттырады.

Тәжірибеде рұқсат етілген шығарындылар нормативінің жобаларын әзірлеу және верификациялық есептеулер жүргізу кезінде негізгі қиындық шығарындылар көздерінің параметрлерін дұрыс есепке алуға, сондай-ақ модельдеу үшін бастапқы деректердің сенімділігін қамтамасыз етуге байланысты. Талдау нәтижелері ластаушы заттар көздерінің кеңістікте орналасуы, технологиялық процестердің ерекшеліктері және ластаушы заттардың сипаттамалары таралу есептеулерінің нәтижелеріне елеулі ықпал ететінін көрсетті.

Мұнай-газ өндіру объектілерінде ластаушы заттардың таралуын модельдеу ерекшеліктерін бағалау мақсатында №1 және №2 Кәсіпорын объектілері бойынша рұқсат етілген шығарын-

дылар норматив жобаларының нәтижелері мен ЭРА бағдарламалық кешенін пайдалану арқылы орындалған верификациялық есептеулер деректері талданды.

Материалдар мен әдістер

Зерттеу барысында №1 және №2 кәсіпорындарының өндірістік объектілері бойынша рұқсат етілген шығарындылар норматив жобаларының материалдары және ЭРА бағдарламалық кешенінде орындалған верификациялық есептеулер пайдаланылды. Талдау шеңберінде шығарындылар көздерінің параметрлері, ластаушы заттардың құрамы, метеорологиялық деректер және концентрациялардың таралу карталары қарастырылды.

Таралу есептеулері ОНД-86 әдістемесіне сәйкес орындалды. Модельдеу барысында желдің жылдамдығы мен бағыты, атмосфера тұрақтылығының санаттары, рельеф ерекшеліктері және өндірістік құрылыстың тығыздығы ескерілді. Аталған факторлар ластаушы заттардың шлейфінің көтерілуіне, көлденең және тік бағытта таралуына және жерүсті концентрацияларының қалыптасуына тікелей әсер етеді. Қазіргі дисперсиялық модельдеу тәжірибесінде, оның ішінде АҚШ Қоршаған ортаны қорғау агенттігінің (EPA) AERMOD моделінде, атмосфераның шекаралық қабатындағы турбуленттік процестер, шығарындылар көздерінің биіктігі мен параметрлері, рельеф және ғимараттардың әсері кешенді түрде қарастырылады [2].

Ұйымдастырылмаған шығарындылар көздерін модельдеу кезінде аудандық және көлемдік түрінде аппроксимациялау қолданылды. Верификациялық талдау барысында максималды концентрациялар аймақтарының орналасуы, изосызықтардың конфигурациясы және 1 шекті рұқсат етілген концентрациядан асатын аймақтардың шекаралары салыстырылды (1-кесте). 1-кестеде қалалық және ауылдық елді мекендердің атмосфералық ауасындағы ластаушы заттардың шекті рұқсат етілген концентрациялары Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрінің 2022 жылғы 2 тамыздағы № ҚР ДСМ-70⁴ бұйрығымен бекітілген гигиеналық нормативтерге сәйкес келтірілген. Аталған нормативтер атмосфералық ауа сапасын бағалаудың негізгі санитариялық-гигиеналық критерийлері болып табылады және модельдеу нәтижелерін экологиялық тәуекел деңгейі бойынша интерпретациялауға мүмкіндік береді.

¹ Қазақстан Республикасының Экологиялық кодексі (2021 жылғы 2 қаңтардағы №400-VI ҚРЗ).

² Қазақстан Республикасы Экология, геология және табиғи ресурстар министрінің «Қоршаған ортаға эмиссиялар нормативтерін айқындау әдістемесін бекіту туралы» №63 бұйрығы.

³ «Адамның тіршілік ету ортасы мен денсаулығына әсер ететін объектілердің санитариялық-қорғау аймақтарына қойылатын санитариялық-эпидемиологиялық талаптар» санитариялық қағидаларын бекіту туралы: Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрінің 2022 жылғы 11 қаңтардағы № ҚР ДСМ-2 бұйрығы.

⁴ Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрінің 2022 жылғы 2 тамыздағы № ҚР ДСМ-70 бұйрығы. «Қалалық және ауылдық елді мекендердегі, өнеркәсіптік ұйымдар аумақтарындағы атмосфералық ауаның гигиеналық нормативтерін бекіту туралы» Астана, 2022.

Нәтижелер және талқылау

Зерттеу шеңберінде №1 Кәсіпорны⁵ және №2 Кәсіпорны⁶ объектілері бойынша шығарындылар көздерінің құрылымы мен ластаушы заттардың таралуын модельдеу нәтижелеріне талдау жүргізілді. Мұнай-газ өндіру кәсіпорындарындағы шығарындылар құрылымы технологиялық процестердің әртүрлілігіне байланысты күрделі сипатқа ие және әртүрлі қуаттағы ұй-

ымдастырылған, ұйымдастырылмаған және авариялық шығарындылар көздерінің жиынтығынан қалыптасады. Ластаушы заттардың жерүсті концентрацияларының қалыптасуына ұйымдастырылған және ұйымдастырылмаған шығарындылар көздері, технологиялық құрылыстың тығыздығы, метеорологиялық жағдайлар параметрлері және шығарындылар көздерінің кеңістікте орналасуы негізгі әсер етеді [3].

Кесте 1. Қалалық және ауылдық елді мекендердің атмосфералық ауасындағы ластаушы заттардың шекті рұқсат етілген концентрациясы

Table 1. Maximum Permissible Concentrations of Pollutants in the Ambient Air of Urban and Rural Areas

ЛЗ коды Pollutant Code	ЛЗ атауы Name of Pollutant	ШРК м/б, мг/м³ MPC, maximum one-time, mg/m³	ШРК о/т, мг/м³ MPC, average daily, mg/m³	БҚӨЕД, мг/м³ TSEL, mg/m³	Қайыртылық классы Hazard Class
0123	Темір (II, III) оксидтері (темірге шаққанда) (диТемір триоксиді, темір оксиді) Iron (II, III) oxides (expressed as iron) (diiron trioxide, iron oxide)	-	0,04	-	3
0143	Марганец және оның қосылыстары (марганец (IV) оксидіне шаққанда) Manganese and its compounds (expressed as manganese (IV) oxide)	0,01	0,001	-	2
0150	Натрий гидроксиді (күйдіргіш натрий, каустикалық сода) Sodium hydroxide (caustic soda, sodium hydroxide)	-	-	0,01	-
0152	Натрий хлориді (ас тұзы) Sodium chloride (common salt)	0,5	0,15	-	3
0214	Кальций дигидрооксиді (Сөндірілген әк, үлпілдек әк) Calcium dihydroxide (slaked lime, hydrated lime)	0,03	0,01	-	3
0301	Азот (IV) диоксиді (Азот диоксиді) Nitrogen dioxide (nitrogen (IV) oxide)	0,2	0,04	-	2
0304	Азот (II) оксиді (Азот оксиді) Nitrogen monoxide (nitrogen (II) oxide, nitric oxide)	0,4	0,06	-	3
0328	Көміртек (күйе, қара көміртек) Carbon (soot, carbon black)	0,15	0,05	-	3
0330	Күкірт диоксиді (күкіртті ангидрид, күкіртті газ, күкірт (IV) оксиді) Sulfur dioxide (sulfurous anhydride, sulfur (IV) oxide)	0,5	0,05	-	3
0333	Күкіртсутек (дигидросульфид) Hydrogen sulfide (dihydrogen sulfide)	0,008	-	-	2
0337	Көміртек оксиді (көміртек тотығы, иіс газы) Carbon monoxide (carbon oxide, carbon monoxide)	5,0	3,0	-	4
0342	Фтордың газ тәрізді қосылыстары (фторға шаққанда): Gaseous fluorine compounds (expressed as fluorine)	0,02	0,005	-	2
0344	Нашар еритін бейорганикалық фторидтер (алюминий фториді, кальций фториді, натрий гексафторалюминаты) (фторға шаққандағы) Gaseous fluorine compounds (expressed as fluorine)	0,2	0,03	-	2
0410	Метан Methane	-	-	50	-
0415	Шекті сутекпентектер қоспасы C ₁ –C ₅ Mixture of saturated hydrocarbons C ₁ –C ₅	-	-	50	-
0416	Шекті сутекпентектер қоспасы C ₆ –C ₁₀ Mixture of saturated hydrocarbons C ₆ –C ₁₀	-	-	30	-
0501	Пентилендер (амилендер – изомерлер қоспасы) Pentylenes (amylenes – mixture of isomers)	1,5	-	-	4
0521	Пропен (Пропилен) Propene (propylene)	3,0	-	-	3
0602	Бензол Benzene	0,3	0,1	-	2
0616	Диметилбензол (о-, м-, п- изомерлер қоспасы) Dimethylbenzene (mixture of o-, m-, and p-isomers)	0,2	-	-	3
0621	Метилбензол Methylbenzene (toluene)	0,6	-	-	3
0627	Этилбензол Ethylbenzene	0,02	-	-	3

⁵ №1 Кәсіпорынның РШН жобалары деректері бойынша ластаушы заттардың таралуын верификациялау және модельдеу жөніндегі есеп. «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, 2025.

⁶ №2 Кәсіпорынның РШН жобалары деректері бойынша ластаушы заттардың таралуын верификациялау және модельдеу жөніндегі есеп. «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, 2026.

ЛЗ коды Pollutant Code	ЛЗ атауы Name of Pollutant	ШПК м/б, мг/м³ MPC, maximum one-time, mg/m³	ШПК о/т, мг/м³ MPC, average daily, mg/m³	БҚӨЕД, мг/м³ TSEL, mg/m³	Қайыптілік классы Hazard Class
1071	Фенол Phenol	0,01	0,003	-	2
1107	2-Метил-2-метоксипропан (Метил-үштік-бутил эфирі) 2-Methyl-2-methoxypropane (methyl tert-butyl ether, MTBE)	0,5	-	-	4
1716	Табиғи меркаптандар қоспасы (этилмеркаптанға шаққанда) (СПМ одоранты – ТШ 51-81-88) Mixture of natural mercaptans (expressed as ethyl mercaptan) (SPM odorant – TU 51-81-88)	0,00005	-	-	3
1847	(Метиламино) бензол (Монометиланилин, N-Метиланилин) (Methylamino)benzene (monomethylaniline, N-methylaniline)	0,04	-	-	3
1880	Ди(2-гидроксиэтил) амин (Диэтаноламин) Di(2-hydroxyethyl)amine (diethanolamine)	0,05	-	-	-
2735	Мұнайлы минералды май (ұршықтық, машиналық, цилиндрлік және т.б. Petroleum mineral oil (spindle oil, machine oil, cylinder oil, etc.)	-	-	0,05	-
2752	Уайт-спирит White spirit	-	-	1	-
2754	Алкандар C ₁₂ –C ₁₉ (Шекті сутекпентектер C ₁₂ –C ₁₉ (C-ға шаққанда); РПК-265П еріткіші) Alkanes C ₁₂ –C ₁₉ (saturated hydrocarbons C ₁₂ –C ₁₉ (expressed as carbon); RPK-265P solvent)	1,0	-	-	4
2902	Қалқымалы бөлшектер Suspended particulate matter	0,5	0,15	-	3
2908	Құрамында кремний диоксиді 70–20% болатын бейорганикалық шаң (шамот, цемент, цемент өндірісінің шаңы – саз, сазды тақтатас, домна шлағы, құм, клинкер, кремнезем күлі, Қазақстан кен орындарындағы көмір күлі) Inorganic dust containing silicon dioxide (%): 70–20 (fireclay, cement production dust – clay, clay shale, blast furnace slag, sand, clinker, silica ash, coal ash from Kazakhstan deposits)	0,3	0,1	-	3
2909	Құрамында кремний диоксиді 20%-дан аз болатын бейорганикалық шаң (доломит, цемент өндірісінің шаңы – әктас, бор, күйінді, шикізат қоспасы, айналмалы пештердің шаңы, боксит) Inorganic dust containing silicon dioxide (%): less than 20 (dolomite, cement production dust – limestone, chalk, cinders, raw mix, rotary kiln dust, bauxite)	0,5	0,15	-	3
2930	Абразивті шаң (ақ корунд, Монокорунд) Abrasive dust (white corundum, monocrundum)	-	-	0,04	-

Ұйымдастырылған шығарындылар көздеріне алау қондырғылары, қазандықтардың түтін мұржалары, газ айдау агрегаттары, компрессорлық жабдықтар және мұнай мен газды дайындау технологиялық қондырғыларының желдеткіш шығарындылары жатады.

Ұйымдастырылған шығарындылар көздерінің биіктігі, саға диаметрі, газ-ауа қоспасының температурасы мен шығу жылдамдығы сияқты нақты геометриялық және аэродинамикалық параметрлермен сипатталады. Бұл параметрлер таралуды модельдеудің стандартты есептік схемаларын қолдануға мүмкіндік береді [4].

Верификациялық есептеулер нәтижелері бойынша №1⁷ және №2⁸ Кәсіпорын объектілерінде ұйымдастырылған көздер ластаушы заттардың жиынтық шығарындыларының негізгі үлесін қалыптастырып, жалпы көлемнің 60–70%-ына дейін жететіні анықталды. Бұл ретте ең үлкен әсерді алау жүйелері көрсетеді.

Алау қондырғылары шығарындылардың жоғары температурасымен және газдың жоғары шығу жылдамдығымен сипатталады, бұл көтерілмелі алаудың қалыптасуына және көзге жақын

аумақта жерүсті концентрацияларының төмендеуіне ықпал етеді. Алайда қолайсыз метеорологиялық жағдайларда ластаушы заттар біраз алыс қашықтыққа таралуы мүмкін.

Ұйымдастырылған көздер бойынша таралу есептеулері ОНД-86 әдістемесі [1] мен ЭРА бағдарламалық кешенін пайдалану арқылы, шығарындылар көздерінің параметрлері мен объектілер орналасқан ауданның метеорологиялық сипаттамаларын ескере отырып орындалды.

Ұйымдастырылмаған шығарындылар көздеріне резервуарлардың тыныс алу клапандары, ашық беттерден булану, фланецтік қосылыстар арқылы болатын ластаушы заттардың ұшып кетуі, сорғы жабдықтары, технологиялық алаңдар және құю эстакадалары жатады.

Ұйымдастырылмаған көздерді есепке алудың негізгі қиындығы нақты геометриялық параметрлердің болмауына және шығарындылардың уақыт бойынша жоғары өзгергіштігіне байланысты. Таралу есептеулерінде мұндай көздер аудандық немесе көлемдік көздер түрінде аппроксимацияланады.

⁷ №1 Кәсіпорынның рұқсат етілетін шығарындылар нормативтері жобасы. 2024.

⁸ №2 Кәсіпорынның рұқсат етілетін шығарындылар нормативтері жобасы. 2024.

№1 және №2 Кәсіпорын деректерін талдау ұйымдастырылмаған көздердің жиынтық үлесі жалпы шығарындылар көлемінің 20–30%-ына дейін жетуі мүмкін екенін көрсетті. Сонымен қатар, шығарындылар көздерінің биіктігінің төмендігі, бастапқы алау көтерілуінің болмауы, жұмыс аймағына жақын орналасуы және жабдықтардың тығыз орналасуы салдарынан олардың жерүсті концентрацияларын қалыптастырудағы әсері көбінесе ұйымдастырылған көздерден де жоғары болады.

Ұйымдастырылмаған көздерді модельдеу кезіндегі ерекше қиындықтар аспаптық деректердің жеткіліксіздігімен және шығарындылар параметрлерінің анық емес болуына байланысты.

Таралуды модельдеу нәтижелерінің сенімділігі бастапқы шығарындылар деректерінің сапасына және олардың уақыттық өзгергіштігін дұрыс сипаттауға тікелей байланысты. Әсіресе ұйымдастырылмаған шығарындылар үшін нақты эмиссия жылдамдығын, көздің тиімді геометриялық параметрлерін және жұмыс режимдерін анықтау жоғары белгісіздікпен сипатталуы мүмкін. Сондықтан модельдеу нәтижелерін интерпретациялау кезінде бастапқы деректердің белгісіздігін және олардың есептік концентрацияларға ықтимал әсерін ескеру қажет [5].

Авариялық шығарындылар – құбырлар мен технологиялық жабдықтардың герметизациясы бұзылғанда, жабдық істен шыққанда немесе технологиялық режимдерде ауытқулар орын алған жағдайларда туындайтын қысқа мерзімді, бірақ қарқынды шығарындылар.

Мұнай-газ өндіру объектілері үшін ең қауіптісі – жоғары уыттылығымен және атмосфераның жерүсті қабатында тез таралу қабілетімен ерекшеленетін күкіртсутек пен жеңіл көмірсутектердің шығарындылары.

Авариялық шығарындыларды модельдеу уақыт бойынша шығарындылар параметрлерінің өзгеруін, метеорологиялық жағдайлар динамикасын, газдардың тығыздық стратификациясын және жоғары концентрациялы жергілікті аймақтардың қалыптасуын ескеретін стационарлық емес модельдерді қолдануды талап етеді.

Авариялық шығарындыларды есептеу нәтижелері персонал мен халық үшін тәуекелдерді бағалау кезінде, сондай-ақ авариялық жағдайларды жою жоспарларын әзірлеуде пайдаланылады.

Мұнай-газ өндіру кәсіпорындары үшін көмірсутекті шикізатты өндіру, дайындау, сақтау және жағу процестері кезінде қалыптасатын ластаушы заттар шығарындыларының күрделі құрамы тән. Негізгі ластаушы заттарға азот оксидтері, күкірт диоксиді, күкіртсутек, көміртек оксиді, ұшпа органикалық қосылыстар, әртүрлі фракциядағы көмірсутектер, метан және қалқыма заттар жатады. Шығарындылардың едәуір бөлігі технологиялық жабдықтарды, алау жүйелерін, резервуарларды пайдалану және отынды жағу процестерімен байланысты.

Таралу модельдеуі мен верификациялық есептеулер нәтижелерін талдау азот диоксиді (NO_2), күйе, күкіртсутек (H_2S) және бенз(а)пирен үшін ең жоғары жерүсті концентрациялары қалыптасатынын көрсетті. Азот диоксидінің максималды есептік концентрациялары шекті рұқсат етілген концентрацияның $8352 > 10000$ үлесіне дейін, күйе бойынша – $2171\text{--}3040$ шекті рұқсат етілген концентрация үлесіне дейін, бенз(а)пирен бойынша – $779\text{--}1046$ шекті рұқсат етілген концентрация үлесіне дейін, ал күкіртсутек бойынша – $545\text{--}637$ шекті рұқсат етілген концентрация үлесіне дейін жетеді. Алынған нәтижелер отынды жағу процестерінің, алау жүйелерінің жұмысының және көмірсутекті шикізат айналымының атмосфералық ауаның ластануын қалыптастыруға елеулі әсер ететінін көрсетеді.

№1 Кәсіпорын бойынша жүргізілген салыстырмалы талдау ластаушы заттардың басым бөлігі үшін жоғары концентрациялар №3 өндірістік алаңға тән екенін көрсетті, бұл шығарындылар көздерінің тығыздығының жоғары болуымен және технологиялық процестердің неғұрлым қарқынды жүруімен түсіндіріледі. Сонымен қатар, азот диоксиді, күкіртсутек, формальдегид және бензол сияқты заттар жоғары уыттылығы мен салыстырмалы түрде төмен шығарындылар көлемінде де елеулі әсер ету аймақтарын қалыптастыру қабілетіне байланысты ең жоғары экологиялық тәуекел тудырады. Ал жеңіл фракциялы көмірсутектер ($\text{C}_1\text{--C}_{10}$) №2 өндірістік алаңда жоғары концентрациялармен сипатталса, ауыр көмірсутектер мен отынның толық жанбау өнімдері №3 өндірістік алаңда басым байқалады.

Таралу процестеріне әсер ететін факторлар

№1 және №2 Кәсіпорын объектілері бойынша ластаушы заттардың таралуын модельдеу нәтижелерін талдау жерүсті концентрацияларының қалыптасуына ең алдымен метеорологиялық жағдайлар, әсіресе жел жылдамдығы мен атмосфераның температуралық тұрақтылығы шешуші әсер ететінін көрсетті. Атмосфералық диффузия теориясына сәйкес, желдің жылдамдығы, атмосфераның тұрақтылық дәрежесі және турбуленттік араласу ластаушы заттар шлейфінің көлденең және тік бағыттағы таралуын айқындайтын негізгі факторлар [6, 7]. Жел жылдамдығы $1\text{--}2$ м/с-тан төмен болған жағдайда ауа массаларының араласу қарқындылығы төмендеп, атмосфераның жерүсті қабатында ластаушы заттардың жиналуы байқалады. Ең қолайсыз жағдайлар температуралық инверсия кезінде қалыптасады, бұл кезде тік араласу шектеліп, өндірістік алаңдар маңында ластаушы заттар концентрациясының жергілікті жоғарылауы орын алады.

Таралу есептеулерінің салыстырмалы талдауы концентрациялардың кеңістікте таралуына технологиялық құрылыстың тығыздығы елеулі әсер ететінін көрсетті. Атмосфералық таралуды бағалау кезінде шығарындылар көзінің геометрия-

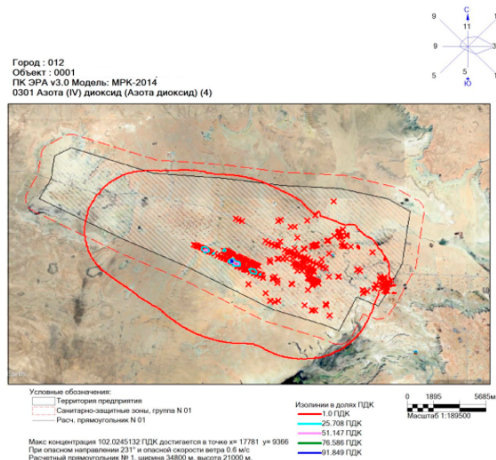
ялық параметрлері, желдің бағыты мен жылдамдығы, атмосфераның тұрақтылығы, сондай-ақ жер бедері мен ғимараттардың әсері есептік концентрациялардың кеңістіктік таралуына ықпал етеді [8]. Резервуарлық парктер, құбыржолдар және технологиялық жабдықтар шоғырланған учаскелерде турбуленттілік пен ауа ағындарының рециркуляция аймақтары қалыптасып, бұл ластаушы заттардың біркелкі емес таралуына алып келеді. Ғимараттар мен технологиялық құрылыстардың аэродинамикалық әсері шығарындылар шлейфінің төмен қарай ығысуына және жерүсті концентрацияларының жергілікті өсуіне әкелуі мүмкін. Бұл құбылыс модельдеу әдебиетінде building downwash ретінде қарастырылады және әсіресе төмен және орташа биіктіктегі шығарындылар көздері үшін маңызды [9]. Шығарындылар көздері неғұрлым тығыз орналасқан №2 Кәсіпорын үшін №1 Кәсіпорынмен салыстырғанда жоғары концентрациялардың анағұрлым ауқымды аймақтарының қалыптасуы байқалды.

Шығарындылар көздерінің параметрлері де ластаушы заттардың таралу сипатына айтарлықтай әсер ететіні анықталды. Қазіргі заманғы атмосфералық дисперсия модельдерінде шығарындылар көзінің биіктігі, диаметрі, шығу жылдамдығы мен температурасы, сондай-ақ қоршаған ортаның метеорологиялық параметрлері есептік концентрацияларды анықтайтын негізгі бастапқы деректердің қатарына жатады [10]. Алау қондырғылары мен түтін мұржаларын қоса алғанда, биік ұйымдастырылған көздер ластаушы заттардың атмосфераның жоғарғы қабаттарына көтерілуін қамтамасыз етіп, көздер маңындағы концентрациялардың төмендеуіне ықпал етеді. Ал ұйымдастырылмаған және төмен көздер атмосфераның жерүсті қабатына және өндірістік объектілердің жұмыс аймақтарына неғұрлым күшті әсер етеді. Жүргізілген талдау таралуды модельдеу кезінде ең жоғары анықталмағандықты дәл ұйымдастырылмаған көздер қалыптастыратынын көрсетті, өйткені олардың параметрлері жоғары өзгергіштікпен және бастапқы деректердің шектеулілігімен сипатталады.

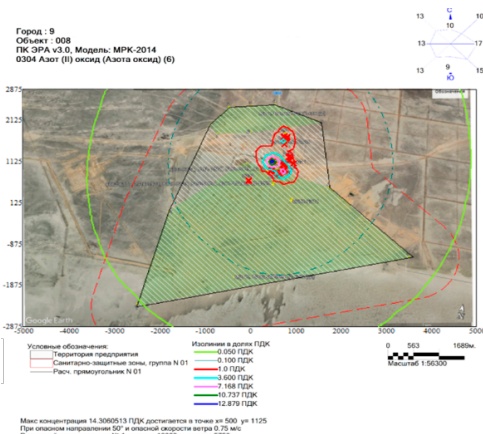
Ластаушы заттардың таралу есептеулерін верификациялау ЭРА бағдарламалық көшенін пайдалану арқылы математикалық модельдеу нәтижелерін №1 және №2 Кәсіпорындардың рұқсат етілетін шығарындылар нормативтері жобалары құрамында әзірленген таралу карталарымен салыстыру жолымен орындалды.

Салыстырмалы талдау ластаушы заттардың кеңістікте таралуының негізгі сипаттамалары бойынша жүргізілді, оның ішінде максималды концентрациялар аймақтарының орналасуы, изосызықтардың пішіні, 1 шекті рұқсат етілген концентрация деңгейінен асатын аймақтардың шекаралары, таралу өрістерінің жалпы конфигурациясы, сондай-ақ есептеулердің метеорологиялық жағдайлардың өзгеруіне сезімталдығы қарастырылды (1,2-суреттер).

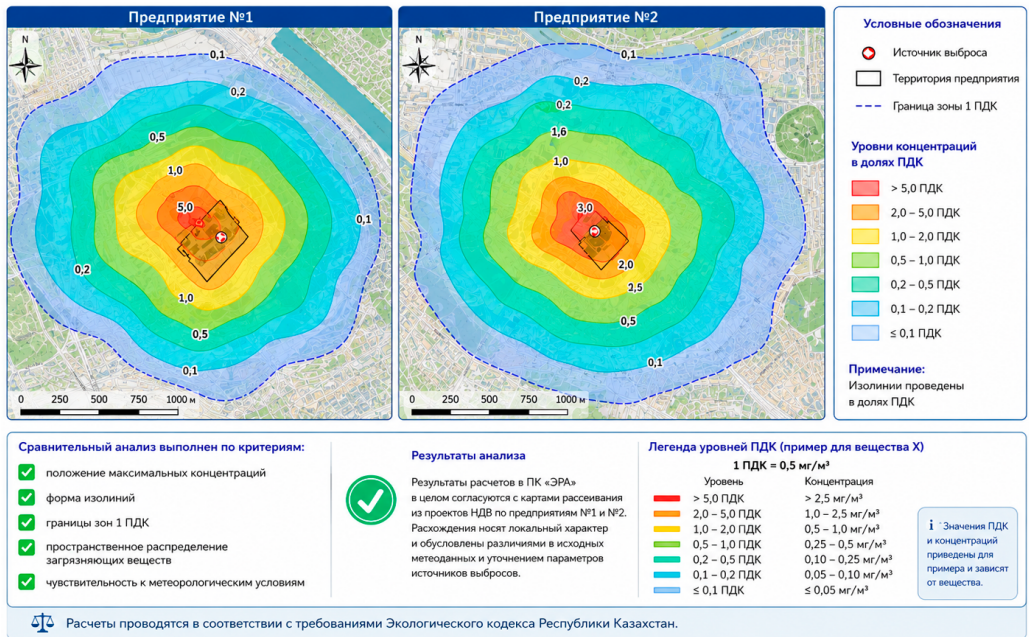
№1 және №2 Кәсіпорындары бойынша жүргізілген талдау нәтижелері есептік және жобалық концентрация өрістерінің жалпы алғанда қанағаттанарлық сәйкестігін көрсетті. Елеулі жүйелік айырмашылықтар анықталған жоқ; байқалған жергілікті ауытқулар нүктелік сипатқа ие және ластаушы заттардың кеңістікте таралуының жалпы көрінісіне айтарлықтай әсер етпейді (сурет 3, кесте 2). Аталған айырмашылықтар негізінен модельдеу кезінде пайдаланылған бастапқы метеорологиялық деректердің вариацияларымен, сондай-ақ кәсіпорындар бойынша бастапқы ақпаратты өзектендіру барысында шығарындылар көздерінің сипаттамалары мен жұмыс режимдерін нақтылаумен түсіндіріледі.



Сурет 1. №1 кәсіпорын бойынша ластаушы заттардың таралу карталары және концентрациялар изосызықтары
Figure 1. Air Pollutant Dispersion Maps and Concentration Isolines for Enterprise No. 1



Сурет 2. №2 кәсіпорын бойынша ластаушы заттардың таралу карталары және концентрациялар изосызықтары
Figure 2. Air Pollutant Dispersion Maps and Concentration Isolines for Enterprise No. 2



Сурет 3. Ластаушы заттардың таралу карталары және №1 және №2 кәсіпорындар бойынша концентрациялар изосызықтары

Figure 3. Air Pollutant Dispersion Maps and Concentration Isolines for Enterprise No. 1 and No. 2

Кесте 2. №2 және №3 өнеркәсіптік алаңдардағы ластаушы заттардың концентрацияларын салыстырмалы талдау

Table 2. Comparative Analysis of Pollutant Concentrations Based on Dispersion Modeling Results for Industrial Sites No. 2 and No. 3

ЛЗ коды Pollutant Code	ЛЗ атауы Name of Pollutant	Қауіптілік классы Hazard Class	№2 өнеркәсіп- тік алаң Cm (ШРК үлесі) Industrial Site No. 2 Cm (fractions of MPC)	№3 өнеркәсіптік алаң Cm (ШРК үлесі) Industrial Site No. 3 Cm (fractions of MPC)	Салыстырмалы сипаттама Comparative Characteristics	Экологиялық маңыздылығы Environmental Significance
0301	Азот диоксиді (NO ₂) Nitrogen dioxide (NO ₂)	2	8352	>10000	№3 өнеркәсіптік алаңда айтарлықтай жоғары Significantly higher at Industrial Site No. 3	Әсер ету аймақтарын қалыптастыратын негізгі ластаушы зат Key pollutant, forms the maximum impact zones
0304	Азот оксид (NO) Nitric oxide (NO)	3	679	916	№3 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 3	Фотохимиялық процестерге әсер етеді Affects photochemical processes
0330	Күкірт диоксиді (SO ₂) Sulfur dioxide (SO ₂)	3	523	701	№3 өнеркәсіптік алаңда орташа өсім байқалады Moderate increase at Industrial Site No. 3	Қышқыл жауын-шашын мен тыныс алу жолдарының тітіркенуіне ықпал етеді Contributes to acid deposition and respiratory tract irritation
0333	Күкіртсутек (H ₂ S) Hydrogen sulfide (H ₂ S)	2	637	545	№2 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 2	Жоғары уыттылық, жұмыс аймақтары үшін аса маңызды High toxicity, critical for working areas
0328	Күйе (C) Soot (C)	3	2171	3040	№3 өнеркәсіптік алаңда едәуір жоғары Significantly higher at Industrial Site No. 3	Отынның толық жанбауының индикаторы Indicator of incomplete fuel combustion
1325	Формальдегид Formaldehyde	2	521	719	№3 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 3	Канцерогендік әсер, екінші реттік түзілу Carcinogenic effect, secondary formation

0415	КС C ₁ –C ₅ Hydrocarbons C ₁ –C ₅	-	236	119	№2 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 2	Жоғары ұшқыштық, фотохимиялық процестерге ықпал етеді High volatility, contributes to photochemical processes
0416	КС C ₆ –C ₁₀ Hydrocarbons C ₆ –C ₁₀	-	119	62	№2 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 2	Органикалық ластануды қалыптастырады Forms organic pollution
0602	Бензол Benzene	2	90	81	Салыстырмалы көрсеткіштер Comparable values	Канцероген, басым бақылауды талап етеді Carcinogen, priority for control
0616	Ксилолдар Xylenes	3	128	40	№2 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 2	Ұзақ мерзімді әсер кезінде уытты әсер етеді Toxic effects under chronic exposure
0703	Бенз(а)пирен Benzo[a]pyrene	1	779	1046	№3 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 3	Ең қауіпті канцерогендердің бірі The most hazardous carcinogen
1052	Метанол Methanol	3	126	83	№2 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 2	Уыттылық Toxicity upon inhalation
2754	Алкандар C ₁₂ –C ₁₉ Alkanes C ₁₂ –C ₁₉	4	651	883	№3 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 3	Ұзақ мерзімді ластануды қалыптастырады Contributes to long-term pollution
2902	Қалқымалы бөлшектер Suspended particulate matter	3	9	25	№3 өнеркәсіптік алаңда жоғары Higher at Industrial Site No. 3	Тыныс алу жүйесіне әсер Impact on the respiratory system

Қорытынды

Жүргізілген талдау ластаушы заттардың таралуын модельдеу мұнай-газ өндіру кәсіпорындарының атмосфералық ауаға әсерін сандық тұрғыдан бағалаудың ең тиімді құралдарының бірі болып табылатынын көрсетті. Аталған тәсіл жерүсті концентрацияларының қалыптасу процестерін егжей-тегжейлі сипаттауға және ластанудың кеңістікте таралуының негізгі заңдылықтарын анықтауға мүмкіндік береді. Ластану деңгейіне ұйымдастырылған және ұйымдастырылмаған шығарындылар көздері, қолайсыз метеорологиялық жағдайлар, сондай-ақ өндірістік алаңдардың технологиялық құрылысының жоғары тығыздығы шешуші әсер ететіні анықталды.

Рұқсат етілетін шығарындылар нормативтері жобалары аясында орындалған есептеулер нәтижелерін ЭРА БК-дегі модельдеу нәтижелерімен салыстыру алынған деректердің қанағаттанарлық

сәйкестігін көрсетті. Бұл қолданылған есептеу әдістемелерінің дұрыстығын және олардың мұнай-газ өндіру объектілері жағдайында жеткілікті деңгейде қолдануға жарамды екенін дәлелдейді. Нәтижелер арасындағы болмашы айырмашылықтар бастапқы метеорологиялық параметрлердің өзгергіштігімен және бастапқы деректерді өзектендіру кезінде шығарындылар көздерінің сипаттамаларын нақтылаумен түсіндіріледі.

Алынған нәтижелер ластаушы заттардың таралуын математикалық модельдеуді экологиялық нормалау және табиғатты қорғау қызметін басқару міндеттерінде қолданудың практикалық маңыздылығын растайды. Зерттеу нәтижелері экологиялық жүктемені төмендету жөніндегі іс-шараларды әзірлеу, санитариялық-қорғау аймақтарын негіздеу және мұнай-газ кешені объектілеріндегі экологиялық есептеулердің сенімділігін арттыру кезінде пайдаланылуы мүмкін.

ҚОСЫМША АҚПАРАТ

Қаржыландыру көзі. Авторлар осы зерттеуді жүргізу барысында сыртқы қаржыландыру көздері болмағанын мәлімдейді.

Мүдделер қақтығысы. Авторлар осы зерттеуді жүргізуге және мақаланы жариялауға байланысты нақты немесе ықтимал мүдделер қақтығысының жоқ екенін мәлімдейді.

Авторлардың үлесі. Барлық авторлар зерттеу тұжырымдамасын әзірлеуге, деректерді талдауға, қолжазбаны дайындауға және редакциялауға елеулі үлес қосты, жарияланар алдында мақаланың соңғы нұсқасымен танысып, оны мақұлдады. Авторлардың негізгі үлесі келесідей бөлінді:

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 related to this study and its publication.

Authors' contribution. All authors made substantial contributions to the conception and design of the study, data analysis and interpretation, manuscript preparation and revision, approved the final version of the manuscript, and agreed to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Malik Zh. Salimgereyev – conceptualization

Салимгереев М.Ж. – зерттеу тұжырымдамасын әзірлеу, ластаушы заттардың таралуын модельдеу нәтижелерін талдау, қолжазбаның негізгі бөлімдерін дайындау және қорытындыларды тұжырымдау; Идрисова Э.К. – шығарындылар көздері бойынша бастапқы деректерді жинау, жүйелеу және өңдеу, нәтижелерді талдауға және графикалық материалдарды дайындауға қатысу; Басенова М.Б. – атмосфералық ауаны қорғау саласындағы нормативтік-құқықтық базаны талдау, әдеби шолуды дайындау және мақаланы басылым талаптарына сәйкес рәсімдеу.

of the study, analysis of the pollutant dispersion modeling results, preparation of the main sections of the manuscript, and formulation of conclusions; Elmira K. Idrissova – collection, systematization, and processing of initial data on emission sources, analysis of results, and preparation of graphical materials; Marzhan B. Bassenova – analysis of the regulatory framework for ambient air protection, preparation of the literature review, and manuscript formatting according to the journal requirements.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. ОНД-86. Кәсіпорындар шығарындыларындағы зиянды заттардың атмосфералық ауадағы концентрацияларын есептеу әдістемесі. Ленинград : Гидрометеоиздат, 1987.
2. U.S. Environmental Protection Agency. Guideline on Air Quality Models (Appendix W to 40 CFR Part 51). Washington, DC : U.S. EPA, 2024.
3. Садыхов А.Б., Гасанов Р.Э. Өндірістік алаңдарда ластаушы заттардың таралуын есептеу алгоритмі // Өзбекстан Республикасының Ғылым және Ғылым Академиясының Хабарлары. 2004. №2. 200–204 б. (Орыс.)
4. Рыкин Д.Б. Мұнай-газ кешені кәсіпорындарының экологиялық қауіпсіздігін модельдеу және басқару міндеттері: ғылыми дәреже алуға арналған диссертация. Мәскеу, 2010. Кіру режимі: <https://www.dissercat.com/content/zadachi-modelirovaniya-i-upravleniya-ekologicheskoi-bezopasnostyu-predpriyatii-neftegazovogo>. Жүгінген күні: 12.05.2026.
5. Lauvaux T., Giron C., Mazzolini M., et al. Global Assessment of Oil and Gas Methane Ultra-Emitters // Science. 2021. Vol. 375. No. 6580. P. 557–561. doi: [10.1126/science.abj4351](https://doi.org/10.1126/science.abj4351).
6. Pasquill F., Smith F.B. Atmospheric Diffusion: The Dispersion of Windborne Material from Industrial and Other Sources. 2nd ed. Chichester : Ellis Horwood, 1974. 429 p.
7. Seinfeld J.H., Pandis S.N. Atmospheric Chemistry and Physics: From Air Pollution to Climate Change. 3rd ed. Hoboken : John Wiley & Sons, 2016. 1152 p.
8. Turner D.B. Workbook of Atmospheric Dispersion Estimates: An Introduction to Dispersion Modeling. U.S. Department of Health, Education, and Welfare, National Center for Air Pollution Control, 1967. 84 p.
9. Schulman L.L., Strimaitis D.G., Scire J.S. Development and Evaluation of the PRIME Plume Rise and Building Downwash Model. Journal of the Air & Waste Management Association (In Press).
10. De Visscher A. Air Dispersion Modeling: Foundations and Applications. Hoboken : John Wiley & Sons, 2014. 664 p.

REFERENCES

1. OND-86. Method for Calculating Atmospheric Concentration of Hazardous Substances Contained in Industrial Emissions. Leningrad: Gidrometeoizdat; 1987.
2. U.S. Environmental Protection Agency. Guideline on Air Quality Models (Appendix W to 40 CFR Part 51). Washington, DC: U.S. EPA; 2024.
3. Sadykhov AB, Gasanov RE. Algorithm for Calculating Pollutant Dispersion at Industrial Sites. *Transactions of The National Academy of Sciences of Azerbaijan*. 2004;2:200–204. (In Russ).
4. Rykin DB. *Modeling and Management Tasks of Environmental Safety at Oil and Gas Industry Enterprises* [dissertation]. Moscow; 2010. Available from: www.dissercat.com/content/zadachi-modelirovaniya-i-upravleniya-ekologicheskoi-bezopasnostyu-predpriyatii-neftegazovogo. (In Russ).
5. Lauvaux T, Giron C, Mazzolini M, et al. Global Assessment of Oil and Gas Methane Ultra-Emitters. *Science*. 2021;375(6580):557–561. doi: [10.1126/science.abj4351](https://doi.org/10.1126/science.abj4351).
6. Pasquill F, Smith FB. *Atmospheric Diffusion: The Dispersion of Windborne Material from Industrial and Other Sources*. 2nd ed. Chichester: Ellis Horwood; 1974. 429 p.
7. Seinfeld JH, Pandis SN. *Atmospheric Chemistry and Physics: From Air Pollution to Climate Change*. 3rd ed. Hoboken: John Wiley & Sons; 2016. 1152 p.
8. Turner DB. *Workbook of Atmospheric Dispersion Estimates: An Introduction to Dispersion Modeling*. U.S. Department of Health, Education, and Welfare, National Center for Air Pollution Control; 1967. 84 p.
9. Schulman LL, Strimaitis DG, Scire JS. *Development and Evaluation of the PRIME Plume Rise and Building Downwash Model*. Journal of the Air & Waste Management Association (In Press).
10. De Visscher A. *Air Dispersion Modeling: Foundations and Applications*. Hoboken: John Wiley & Sons; 2014. 664 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Салимгереев Малик Жанабаевич
ORCID [0009-0003-0238-9574](#)
e-mail: m.salimgereev@kmge.kz.
Идрисова Эльмира Каировна
ORCID [0009-0000-2420-2350](#)
e-mail: e.idrissova@kmge.kz.
***Басенова Маржан Бактыбаевна**
ORCID [0009-0004-7974-3313](#)
e-mail: m.bassenova@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Malik Zh. Salimgereyev
ORCID [0009-0003-0238-9574](#)
e-mail: m.salimgereev@kmge.kz.
Elmira K. Idrissova
ORCID [0009-0000-2420-2350](#)
e-mail: e.idrissova@kmge.kz.
***Marzhan B. Bassenova**
ORCID [0009-0004-7974-3313](#)
e-mail: m.bassenova@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 519.6
МРНТИ 27.41

DOI: [10.54859/kjogi109025](https://doi.org/10.54859/kjogi109025)

Получена: 28.07.2026.

Одобрена: 09.09.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

Оригинальное исследование

Параллельное вычисление ветровых морских течений на GPU для задач прогнозирования нефтяных разливов

А.А. Кудайкулов^{1,2}, Т.Е. Аманжолов^{1,2}, А. Алиулы¹, А.Н. Сейтов^{1,2}, Б.К. Асилбеков³,
А.Б. Кульджабеков⁴, С.М. Шабилев¹, Д.Б. Баимбетов⁵, С. Сырлыбеккызы⁵,
А.Ж. Калтаев¹

¹КазННТУ им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

²КазНУ им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

³Институт ионосферы, г. Алматы, Казахстан

⁴Университет им. Ж.А. Ташенева, г. Шымкент, Казахстан

⁵Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Казахстан является одним из крупнейших производителей нефти в Центральной Азии, и значительная часть нефтегазовых проектов связана с Каспийским регионом (в первую очередь, это Северо-Каспийский проект на Кашагане, Тенгизское месторождение и портовая инфраструктура Актау). Разливы нефти в морской акватории представляют серьезную угрозу экологии, поэтому требуется разработка эффективных инструментов прогнозирования их распространения.

Цель. Разработать и протестировать параллельные алгоритмы моделирования ветровых морских течений на графических процессорах (GPU, *англ.* Graphics Processing Unit) для задач прогнозирования нефтяных разливов.

Материалы и методы. Использованы трёхмерные гидродинамические модели с параметризацией турбулентной вязкости. Численные схемы реализованы в явной и неявной форме, распараллелены по координатам и с применением библиотеки OpenCL (*англ.* Open Computing Language – открытый язык вычислений). Расчёты выполнены на CPU (*англ.* Central Processing Unit) и GPU для равномерных и неравномерных сеток.

Результаты. Показано, что использование GPU обеспечивает значительное ускорение вычислений: до 23 раз на равномерной сетке и до 13 раз на неравномерной сетке. Точность расчётов на неравномерной сетке с 40 узлами сопоставима с результатами на равномерной сетке с 500 узлами.

Заключение. Параллельные алгоритмы на GPU позволяют существенно сократить время моделирования ветровых течений, сохраняя высокую точность расчётов. Это делает их перспективным инструментом для прогнозирования распространения нефтяных разливов в Каспийском море.

Ключевые слова: GPU, OpenCL, параллельные вычисления, поле скоростей ветра, морские течения.

Как цитировать:

Кудайкулов А.А., Аманжолов Т.Е., Алиулы А., Сейтов А.Н., Асилбеков Б.К., Кульджабеков А.Б., Шабилев С.М., Баимбетов Д.Б., Сырлыбеккызы С., Калтаев А.Ж., 2026. Параллельное вычисление ветровых морских течений на GPU для задач прогнозирования нефтяных разливов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 141–152. DOI: [10.54859/kjogi109025](https://doi.org/10.54859/kjogi109025).

UDC 519.6
CSCSTI 27.41

DOI: [10.54859/kjogi109025](https://doi.org/10.54859/kjogi109025)

Received: 28.07.2026.

Accepted: 09.09.2026.

Published: 30.09.2026.

Original article

GPU-Based Parallel Simulation of Wind-Driven Sea Currents for Oil Spill Forecasting

Aziz A. Kudaikulov^{1,2}, Tannur Ye. Amanzholov^{1,2}, Abdurashid Aliuly¹, Abzal N. Seitov^{1,2}, Bakytzhan K. Assilbekov³, Alibek B. Kuldzhabekov⁴, Spartak M. Shabilov¹, Dinmukhambet B. Baimbetov⁵, Samal Syrlybekkyzy⁵, Aidarkhan Zh. Kaltayev¹

¹Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

²Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan

³Ionosphere Institute, Almaty, Kazakhstan

⁴Tashenev University, Shymkent, Kazakhstan

⁵Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Kazakhstan is one of the largest oil producers in Central Asia, with a significant share of oil and gas projects associated with the Caspian region (primarily, these include the North Caspian Project at Kashagan, the Tengiz oil field, and the port infrastructure of Aktau). Oil spills in marine waters pose a serious ecological threat to the environment, making it essential to develop effective tools for forecasting their spread.

Aim: To develop and test parallel algorithms for the simulation of wind-driven sea currents on graphics processing units (GPUs) for oil spill forecasting.

Materials and Methods: Three-dimensional hydrodynamic models with parameterized turbulent viscosity were used. Numerical schemes were implemented in explicit and implicit forms, parallelized along x and y coordinates using the OpenCL library. Computations were performed on the CPU and GPU for both uniform and non-uniform grids.

Results: GPU-based computations demonstrated significant acceleration: up to 23 times faster on uniform grids and up to 13 times faster on non-uniform grids. The accuracy computations on a non-uniform grid with 40 nodes was comparable to that of computations on a uniform grid with 500 nodes.

Conclusion: Parallel GPU algorithms substantially reduce computation time while maintaining high accuracy in modeling wind-driven currents. This makes them a promising tool for forecasting oil spill dispersion in the Caspian Sea.

Keywords: GPU; OpenCL; parallel computing; wind velocity field; sea currents.

To cite this article:

Kudaikulov AA, Amanzholov TY, Aliuly A, et al. GPU-Based Parallel Simulation of Wind-Driven Sea Currents for Oil Spill Forecasting. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):141–152.

DOI: [10.54859/kjogi109025](https://doi.org/10.54859/kjogi109025).

ӨОЖ 519.6
ГТАХР 27.41

DOI: [10.54859/kjogi109025](https://doi.org/10.54859/kjogi109025)

Қабылданды: 28.07.2026.

Мақұлданды: 09.09.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай төгінділерін болжау міндеттеріне арналған жел әсерінен туындайтын теңіз ағыстарын GPU көмегімен параллель есептеу

А.А. Құдайқұлов^{1,2}, Т.Е. Аманжолов^{1,2}, А. Әлиұлы¹, А.Н. Сейтов^{1,2}, Б.К. Асылбеков³,
Ө.Б. Құлжабеков⁴, С.М. Шабиллов¹, Д.Б. Байымбетов⁵, С. Сырлыбекқызы⁵,
А.Ж. Қалтаев¹

¹Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

²Әл-Фараби атындағы ҚазҰУ, Алматы қаласы, Қазақстан

³Ионосфера институты, Алматы қаласы, Қазақстан

⁴Ж.А. Тәшенев атындағы университет, Шымкент қаласы, Қазақстан

⁵Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инженеринг университеті, Ақтау қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Қазақстан Орталық Азиядағы ірі мұнай өндірушілердің бірі болып табылады және мұнай-газ жобаларының едәуір бөлігі Каспий өңірімен байланысты (бірінші кезекте, бұл Қашағандағы Солтүстік Каспий жобасы, Теңіз кен орны және Ақтау порт инфрақұрылымы). Теңіз акваториясындағы мұнай төгінділері экологияға орасан зор қауіп төндіреді, сондықтан олардың таралуын болжаудың тиімді құралдарын әзірлеу талап етіледі.

Мақсаты. Мұнай төгінділерін болжау міндеттеріне арналған жел әсерінен туындайтын теңіз ағыстарын модельдеудің параллель алгоритмдерін графикалық процессорларда (GPU, ағыл. Graphics Processing Unit) әзірлеу және тестілеу.

Материалдар мен әдістер. Турбулентті тұтқырлықты параметрлейтін үш өлшемді гидродинамикалық модельдер қолданылады. Сандық схемалар айқын және жасырын түрде жүзеге асырылып, OpenCL (ағыл. Open Computing Language – ашық есептеулер тілі) кітапханасын қолдану арқылы x және y координаттары бойынша параллельдендірілді. Есептеулер біркелкі және біркелкі емес торлар үшін CPU (English Central Processing Unit) және GPU-да орындалады.

Нәтижелері. GPU пайдалану есептеулердің айтарлықтай үдеуін қамтамасыз ететіні көрсетілген: біркелкі торда 23 есеге дейін және біркелкі емес торда 13 есеге дейін. 40 түйіні бар біркелкі емес тордағы есептеулердің дәлдігі 500 түйіні бар біркелкі тордағы нәтижелермен салыстырылады.

Қорытынды. GPU-дағы параллель алгоритмдер есептеулердің жоғары дәлдігін сақтай отырып, жел ағындарын модельдеу уақытын едәуір қысқартуға мүмкіндік береді. Осыған байланысты олар Каспий теңізіндегі мұнай төгінділерінің таралуын болжаудың перспективалы құралы болып табылады.

Негізгі сөздер: GPU, OpenCL, параллель есептеулер, жел жылдамдықтарының өрісі, теңіз ағыстары.

Дәйексөз келтіру үшін:

Құдайқұлов А.А., Аманжолов Т.Е., Әлиұлы А., және б. Мұнай төгінділерін болжау міндеттеріне арналған жел әсерінен туындайтын теңіз ағыстарын GPU көмегімен параллель есептеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3, 141–152 б. DOI: [10.54859/kjogi109025](https://doi.org/10.54859/kjogi109025).

Введение

Каспийский регион является зоной активной добычи углеводородов, где оперативный мониторинг течений имеет критическое значение для экологической безопасности. К наиболее важным морским месторождениям относятся Кашаган, Кайран и Актовы, входящие в Северо-Каспийский проект. Разведка, добыча и транспортировка нефти в морской акватории неизбежно сопровождаются риском аварийных выбросов и загрязнения морской среды [1, 2]. По этой причине требуются инструменты, позволяющие заранее прогнозировать направление распространения нефти, скорость её перемещения, площадь загрязнения и потенциальное воздействие на береговую линию и морскую экосистему. Если спутниковое зондирование обеспечивает фиксацию имеющегося нефтяного пятна, то численное моделирование выступает его необходимым прогностическим дополнением, позволяющим непрерывно рассчитывать дальнейший перенос и трансформацию разлива.

Одним из ключевых этапов моделирования распространения разлитой нефти по поверхности моря является расчёт морских течений, вызванных ветровым воздействием. Для решения этой задачи были разработаны различные модели, различающиеся по уровню сложности. В работах [3–5] была предложена гидродинамическая модель однородной жидкости с упрощённым представлением турбулентности, основанная на постоянной турбулентной вязкости. Позже в исследованиях [6–8] этот подход был расширен за счёт включения эффектов стратификации плотности и температуры, а также адвекции, что сделало модель нелинейной, однако процедура решения осталась по существу той же, что и в работе [3].

В работах [9, 10] детально рассматривалось взаимодействие морского льда и атмосферы с морем с целью исследования сезонной циркуляции и изменчивости водных масс Каспийского моря под воздействием реалистичных потоков массы, импульса и тепла. В этих моделях речной сток, осадки, радиационный поток и ветровое напряжение задавались с учётом сезонной изменчивости на основе доступных наборов данных. Кроме того, интенсивность испарения, поток явного и скрытого тепла на поверхности моря рассчитывались в ходе моделирования с использованием подмодели атмосферного пограничного слоя на основе атмосферных данных реанализа ECMWF ERA-15¹ и рассчитанной модели температуры поверхности моря.

Во всех вышеупомянутых работах использовались упрощённые модели турбулентности, в которых турбулентная вязкость задавалась параметрически. Вместе с тем существуют исследования, в которых применяются более со-

вершенные модели турбулентности. Например, в работах [11–13] использовалась модель рейнольдсовых напряжений, требующая решения значительно большего числа уравнений. Однако, поскольку зависимости для определения турбулентной вязкости хорошо апробированы для широкого диапазона условий, на практике зачастую целесообразнее применять простые модели турбулентной вязкости, а не более сложные подходы, такие как модели рейнольдсовых напряжений.

Кроме того, все вышеупомянутые модели являются трёхмерными и поэтому требуют значительных вычислительных затрат и ресурсов [14, 15]. Например, в работе [15] расчёты выполнялись на сетке размером 426 × 238 × 100 узлов, что соответствует более чем 10 млн расчётных точек. Как правило, такие задачи решаются на вычислительных кластерах с большим числом процессоров и использованием параллельных алгоритмов. В настоящем исследовании представлены параллельные алгоритмы решения вышеупомянутых моделей на графических процессорах с применением библиотеки OpenCL [16]. Результаты вычислений показывают, что может быть достигнуто значительное ускорение, поскольку данные модели хорошо подходят для распараллеливания.

Научная новизна и практическая значимость работы заключаются в разработке параллельного OpenCL-алгоритма трёхмерной гидродинамики для графических процессоров (GPU) на вертикально-неравномерной σ -сетке ($N_z=40$). В отличие от большинства существующих гидродинамических комплексов [14–15], ориентированных на использование дорогостоящих и труднодоступных суперкомпьютерных кластеров (Message Passing Interface / Open Multi-Processing), предложенный подход позволяет выполнять оперативные 3D-расчёты динамики вод на относительно недорогом и доступном оборудовании (включая персональные рабочие станции с GPU).

Цель настоящей работы – разработать и реализовать параллельные алгоритмы для трёхмерного моделирования ветровых морских течений на графических процессорах с использованием OpenCL, обеспечивающие существенное сокращение времени расчётов при сохранении приемлемой точности для задач оперативного прогнозирования нефтяных разливов.

Материалы и методы

Согласно работе [3], линейные трёхмерные уравнения гидродинамики в декартовой системе координат записываются в следующем виде:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = -\frac{\partial(h\bar{u})}{\partial x} - \frac{\partial(h\bar{v})}{\partial y} \quad (1)$$

¹ ECMWF ERA-15 – это первый проект глобального реанализа атмосферы, который выполнил ECMWF (англ. European Centre for Medium-Range Weather Forecasts – Европейский центр среднесрочных прогнозов погоды) для сбора и уточнения исторических метеоданных за период с декабря 1978 г. по февраль 1994 г.

$$\frac{\partial \bar{u}}{\partial t} = f\bar{v} - g \frac{\partial \zeta}{\partial x} - \frac{\tau_x^h}{\rho h} + \frac{\tau_x^s}{\rho h} \quad (2)$$

$$\frac{\partial \bar{v}}{\partial t} = -f\bar{u} - g \frac{\partial \zeta}{\partial y} - \frac{\tau_y^h}{\rho h} + \frac{\tau_y^s}{\rho h} \quad (3)$$

где t – время, сек; x, y, z образуют левостороннюю декартову систему координат, координата z представляет собой глубину ниже невозмущённой поверхности; h – глубина воды, м; ζ – отметка свободной поверхности, метры; $\bar{u}, \bar{v}$ обозначают усреднённые по глубине компоненты скорости течения в направлениях x и y , соответственно:

$$\bar{u} = \int_0^1 u d\sigma, \quad \bar{v} = \int_0^1 v d\sigma \quad (4)$$

где σ – безразмерная величина (5):

$$\sigma = z/h \quad (5)$$

Основные положения, рассмотренные выше, представлены на рис. 1:

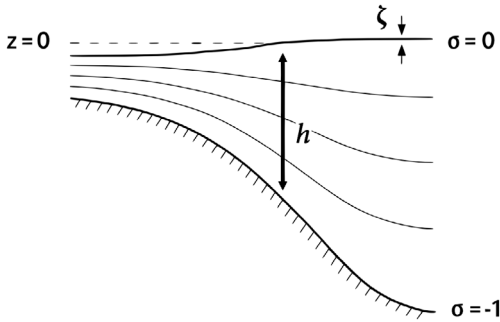


Рисунок 1. Система координат сигма
Figure 1. Sigma coordinate system

В дополнение к приведенным выше уравнениям ниже представлены уравнения для отклонений u' и v' , которые используются для получения полных компонент скорости u и v :

$$u = \bar{u} + u', \quad v = \bar{v} + v' \quad (6)$$

$$\frac{\partial u'}{\partial t} = f v' + \frac{1}{h^2} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\mu \frac{\partial u'}{\partial \sigma} \right) + \frac{\tau_x^h}{\rho h} - \frac{\tau_x^s}{\rho h} \quad (7)$$

$$\frac{\partial v'}{\partial t} = -f u' + \frac{1}{h^2} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\mu \frac{\partial v'}{\partial \sigma} \right) + \frac{\tau_y^h}{\rho h} - \frac{\tau_y^s}{\rho h} \quad (8)$$

где μ – коэффициент вертикальной вихревой кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; $-f$ – параметр Кориолиса, с^{-1} ; ρ – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$; τ_x^h и τ_y^h – компоненты ветровой нагрузки, $\text{Н}/\text{м}^2$ (9):

$$\tau_x^s = -\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial u}{\partial \sigma} \right)_0, \quad \tau_y^s = -\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right)_0 \quad (9)$$

Аналогично на морском дне σ, τ_x^h и τ_y^h обозначают компоненты придонного напряжения:

$$\tau_x^h = -\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial u}{\partial \sigma} \right)_1, \quad \tau_y^h = -\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right)_1 \quad (10)$$

В описанной далее модели компоненты ветрового напряжения τ_x^s и τ_y^s предопределены

и был использован линейный закон донного напряжения:

$$\tau_x^h = k \rho u_h, \quad \tau_y^h = k \rho v_h \quad (11)$$

где k – коэффициент трения дна; u_h и v_h – компоненты течения на глубине h .

Верхние граничные условия задаются на поверхности моря $\sigma = 0$ (12):

$$\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial u'}{\partial \sigma} \right)_0 = -\tau_x^s, \quad \frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial v'}{\partial \sigma} \right)_0 = -\tau_y^s \quad (12)$$

где компоненты ветрового напряжения τ_x^s и τ_y^s задаются заранее.

На морском дне при $\sigma = 0$ соответствующие граничные условия имеют вид (13):

$$\tau_x^h = -\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial u'}{\partial \sigma} \right)_1 = k \rho u_h, \quad \tau_y^h = -\frac{\rho}{h} \left(\mu \frac{\partial v'}{\partial \sigma} \right)_1 = k \rho v_h \quad (13)$$

На боковых границах задаются периодические граничные условия (14)–(16):

$$z(0, y) = z(L, y), \quad z(x, 0) = z(x, W) \quad (14)$$

$$\bar{u}(0, y) = \bar{u}(L, y), \quad \bar{u}(x, 0) = \bar{u}(x, W) \quad (15)$$

$$\bar{v}(0, y) = \bar{v}(L, y), \quad \bar{v}(x, 0) = \bar{v}(x, W) \quad (16)$$

где L и W – длина и ширина расчётной области соответственно, ориентированной вдоль пространственных координат x и y соответственно.

В вертикальном направлении используется разнесённая конечно-разностная сетка: точки μ располагаются в граничных и внутренних узлах стандартной сетки, тогда как точки u и v размещаются посередине между соседними точками μ . Точки ζ расположены на верхней границе расчётной области (рис. 2).

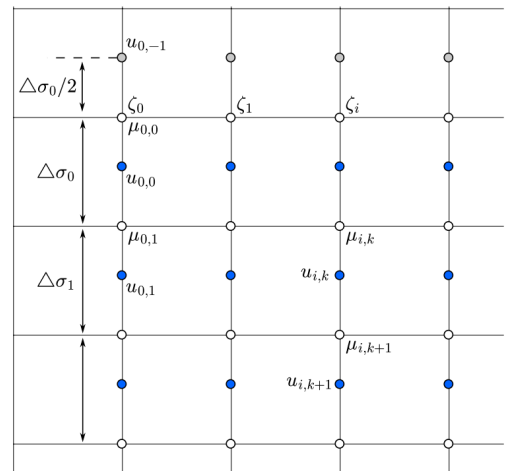


Рисунок 2. Разнесённая сетка
Figure 2. Staggered grid

В данном разделе приводится краткое описание конечно-разностной сетки, используемой в модели.

Уравнения (1)–(3) дискретизируются следующим образом (17)–(19):

$$\bar{u}_{i,j}^{n+1} = \bar{u}_{i,j}^n + f \bar{v}_{i,j}^n \Delta t - g \Delta t \frac{\partial \zeta_{i,j}^n}{\partial x} - \frac{\tau_x^h}{\rho h} \Delta t + \frac{\tau_x^s}{\rho h} \Delta t \quad (17)$$

$$\bar{v}_{i,j}^{n+1} = \bar{v}_{i,j}^n - f \bar{u}_{i,j}^n \Delta t - g \Delta t \frac{\partial \zeta_{i,j}^n}{\partial y} - \frac{\tau_y^h}{\rho h} \Delta t + \frac{\tau_y^s}{\rho h} \Delta t \quad (18)$$

$$\zeta_{i,j}^{n+1} = \zeta_{i,j}^n - \frac{\partial(h\bar{u})_{i,j}^{n+1}}{\partial x} \Delta t - \frac{\partial(h\bar{v})_{i,j}^{n+1}}{\partial y} \Delta t \quad (19)$$

Подставляя значения $\bar{u}_{i,j}^{n+1}$ и $\bar{v}_{i,j}^{n+1}$, определяемые выражениями (17)–(18), в уравнение (19), получаем:

$$\zeta_{i,j}^{n+1} = \zeta_{i,j}^n + gh \Delta t^2 \left[\frac{\partial^2 \zeta_{i,j}^n}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \zeta_{i,j}^n}{\partial y^2} \right] + S_{i,j} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} u'_{i,j,k}^{n+1} = & u'_{i,j,k}^n + f v'_{i,j,k}^n \Delta t + \\ & + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left[\frac{\mu_{i,j,k+1}^n (u'_{i,j,k+1}^{n+1} - u'_{i,j,k}^{n+1})}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} - \frac{\mu_{i,j,k}^n (u'_{i,j,k}^{n+1} - u'_{i,j,k-1}^{n+1})}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right] + \\ & + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left[\frac{\mu_{i,j,k+1}^n (u'_{i,j,k+1}^n - u'_{i,j,k}^n)}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} - \frac{\mu_{i,j,k}^n (u'_{i,j,k}^n - u'_{i,j,k-1}^n)}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right] + \\ & + \frac{k u'_{i,j,N_z-1}^n}{h_{i,j}} \Delta t - \frac{\tau_{x,i,j}^{s,n}}{\rho h_{i,j}} \Delta t \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} v'_{i,j,k}^{n+1} = & v'_{i,j,k}^n - f u'_{i,j,k}^n \Delta t + \\ & + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left[\frac{\mu_{i,j,k+1}^n (v'_{i,j,k+1}^{n+1} - v'_{i,j,k}^{n+1})}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} - \frac{\mu_{i,j,k}^n (v'_{i,j,k}^{n+1} - v'_{i,j,k-1}^{n+1})}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right] + \\ & + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left[\frac{\mu_{i,j,k+1}^n (v'_{i,j,k+1}^n - v'_{i,j,k}^n)}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} - \frac{\mu_{i,j,k}^n (v'_{i,j,k}^n - v'_{i,j,k-1}^n)}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right] + \\ & + \frac{k v'_{i,j,N_z-1}^n}{h_{i,j}} \Delta t - \frac{\tau_{y,i,j}^{s,n}}{\rho h_{i,j}} \Delta t \end{aligned} \quad (25)$$

Уравнения (24)–(25) приводятся к трёхдиагональной системе линейных алгебраических

Шаг по времени $\Delta t = \tau_g$ в уравнении (20) определяется из условия устойчивости (21):

$$\tau_g < \frac{\Delta s}{\sqrt{2gh}} \quad \Delta s = \min(\Delta x, \Delta y) \quad (21)$$

При глубине моря $h=100$ м и шаге сетки $\Delta s=1000$ м, из уравнения (21) следует, что $\tau_g \sim 1$ мин.

Подставляя значение $\zeta_{i,j}^{n+1}$ определяемое выражением (20), в уравнение (17), получаем (22):

$$\bar{u}_{i,j}^{n+1} = \bar{u}_{i,j}^n - f^2 \Delta t^2 \bar{u}_{i,j}^n + R_{i,j} \quad (22)$$

Шаг по времени $\Delta t = \tau_f$ в уравнении (22) определяется из условия устойчивости при $f = 1.2 \times 10^{-4} \text{ c}^{-1}$ (23):

$$\tau_f < \frac{\sqrt{2}}{f} \approx 1 \text{ ч} \quad (23)$$

Уравнения (7)–(8) дискретизируются следующим образом (24)–(25):

уравнений (далее – СЛАУ) следующим образом (26)–(27):

$$\begin{aligned} -\frac{\mu_{i,j,k+1}^n}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} u'_{i,j,k+1}^{n+1} + \left[1 + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left(\frac{\mu_{i,j,k+1}^n}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} + \frac{\mu_{i,j,k}^n}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right) \right] u'_{i,j,k}^{n+1} - \frac{\mu_{i,j,k}^n}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} u'_{i,j,k-1}^{n+1} = \\ = u'_{i,j,k}^n + f v'_{i,j,k}^n \Delta t + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left[\frac{\mu_{i,j,k+1}^n (u'_{i,j,k+1}^n - u'_{i,j,k}^n)}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} - \frac{\mu_{i,j,k}^n (u'_{i,j,k}^n - u'_{i,j,k-1}^n)}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right] + \frac{k u'_{i,j,N_z-1}^n}{h_{i,j}} \Delta t - \frac{\tau_{x,i,j}^{s,n}}{\rho h_{i,j}} \Delta t \end{aligned} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} -\frac{\mu_{i,j,k+1}^n}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} v'_{i,j,k+1}^{n+1} + \left[1 + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left(\frac{\mu_{i,j,k+1}^n}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} + \frac{\mu_{i,j,k}^n}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right) \right] v'_{i,j,k}^{n+1} - \frac{\mu_{i,j,k}^n}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} v'_{i,j,k-1}^{n+1} = \\ = v'_{i,j,k}^n - f u'_{i,j,k}^n \Delta t + \frac{\Delta t}{h^2 \Delta \sigma_k} \left[\frac{\mu_{i,j,k+1}^n (v'_{i,j,k+1}^n - v'_{i,j,k}^n)}{\Delta \sigma_{k+1} + \Delta \sigma_k} - \frac{\mu_{i,j,k}^n (v'_{i,j,k}^n - v'_{i,j,k-1}^n)}{\Delta \sigma_k + \Delta \sigma_{k-1}} \right] + \frac{k v'_{i,j,N_z-1}^n}{h_{i,j}} \Delta t - \frac{\tau_{y,i,j}^{s,n}}{\rho h_{i,j}} \Delta t \end{aligned} \quad (27)$$

Шаг по времени $\Delta t = \tau_f$ в уравнениях (24)–(25) определяется условием устойчивости (23). Численные схемы (16)–(18) представлены в явном виде и могут быть легко распараллелены. В то же время численные схемы (24)–(25) сформулированы в неявном виде и могут быть

решены с использованием алгоритма решения трёхдиагональных СЛАУ. Несмотря на существование параллельных алгоритмов решения трёхдиагональных СЛАУ, их программная реализация зачастую сопряжена со значительными трудностями. Вместе с тем из численных схем

(24)–(25) следует, что вычисления могут быть легко распараллелены по направлениям x и y . В настоящем исследовании анализируется влияние числа точек дискретизации по координате z на время вычислений. При этом схемы (24)–(25) распараллеливаются по направлениям x и y , а вычисления по координате z выполняются последовательно.

На рис. 3 представлена блок-схема параллельного алгоритма, отражающая последовательность вычислительных этапов и распределение задач между управляющим процессором (CPU) и графическим ускорителем (GPU). Вычислительное пространство OpenCL организуется в виде двумерной глобальной сетки потоков размером $N_x \times N_y$, где каждый рабочий элемент (work-item) с индексами (i, j) непрерывно обрабатывает отдельную вертикальную колонку водных слоёв по координате z . Внутри каждого потока последовательно выполняются расчёт адресации в памяти GPU, формирование коэффициентов трёхдиагональной матрицы для неявных уравнений (24)–(25), а также прямой и обратный ход метода прогонки по глубине. Данная организация вычислений полностью устраняет необходимость межпоточковой синхронизации по вертикальной оси и обеспечивает эффективную прямую запись обновлённых компонент скорости u и v в глобальную память видеокарты.

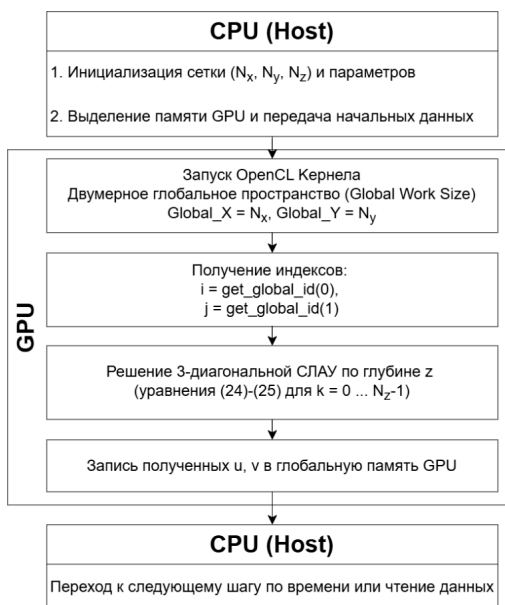


Рисунок 3. Блок-схема параллельного алгоритма расчёта ветровых течений на GPU с декомпозицией по координатам x и y
Figure 3. Flowchart of the parallel GPU algorithm for wind-driven current simulation with decomposition along the x and y coordinates

Измерение времени работы алгоритмов проводилось с использованием высокоточных си-

стемных таймеров (`std::chrono::high_resolution_clock`). Для исключения эффектов инициализации библиотеки OpenCL, первичной компиляции ядер и передач данных («разогрев» GPU/CPU) первый запуск каждого сценария не учитывался. Для каждой конфигурации выполнялось по 5 независимых запусков, после чего рассчитывалось среднее значение времени выполнения. Относительное стандартное отклонение (разброс) результатов замеров во всех экспериментах не превышало 1,5%, что говорит о высокой воспроизводимости измерений.

Исходный код последовательного и параллельного алгоритмов доступен в работе [17].

Результаты

Численные расчёты проводились при следующих значениях параметров: $f = 1.2 \times 10^{-4} \text{ c}^{-1}$, $g = 9.81 \text{ м/с}^{-2}$, $\rho = 1025 \text{ кг/м}^{-3}$, $k = 0.002 \text{ мс}^{-1}$, $\mu = 0.4 \text{ м}^2 \text{ с}^{-1}$, $H = 260 \text{ м}$, $L = 260 \text{ м}$, $W = 260 \text{ м}$.

Течения генерировались ветровым напряжением, направленным под углом 45° к осям x и y , при этом значения его компонент составляли $\tau_x^s = 1.5 \text{ Н м}^{-2}$ и $\tau_y^s = 1.5 \text{ Н м}^{-2}$ соответственно.

Для оценки точности расчёта течений при различных шагах сетки использовались два варианта распределения расчётных узлов. В первом случае применялась равномерная сетка, содержащая $N_z = 500$ узлов вдоль координаты z . Во втором случае использовалось $N_z = 40$ узлов по координате с повышенным разрешением в поверхностном пограничном слое ($\sigma = 0.002$). По координатам x и y , применялась равномерная сетка с числом узлов $N_x = 20$ и $N_y = 20$ соответственно.

Все расчёты выполнялись на центральном процессоре Intel Core i7 с тактовой частотой 3,6 ГГц и графическом процессоре NVIDIA GeForce GTX 670, содержащем 1344 вычислительных ядра и работающем на частоте 915 МГц.

Сравнение профилей скорости, полученных на указанных двух типах сеток, представлено на рис. 4–5.

Для количественной оценки точности решения на неравномерной сетке ($N_z = 40$) по сравнению с эталонным расчётом на равномерной сетке ($N_z = 500$) были рассчитаны среднеквадратичная относительная ошибка (28) и максимальная относительная ошибка (29):

$$\text{RMSE} = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (U_k^{(40)} - U_k^{(500)})^2}}{\max(U^{(500)}) - \min(U^{(500)})} \times 100\% \quad (28)$$

$$E_{\max} = \frac{\max |U_k^{(40)} - U_k^{(500)}|}{\max(U^{(500)}) - \min(U^{(500)})} \times 100\% \quad (29)$$

При расчёте этих погрешностей значения профилей скорости на неравномерной сетке ($N_z = 40$) были сопоставлены со значениями на равномерной сетке ($N_z = 500$) с использованием линейной интерполяции в соответствующих

узлах по глубине. Результаты сравнения для всех шести рассмотренных профилей скорости представлены в табл. 1.

Видно, что точность расчётов на неравномерной сетке с $N_z = 40$ сопоставима с точностью,

достигаемой на равномерной сетке с $N_z = 500$. Таким образом, использование неравномерной сетки с $N_z = 40$ является более целесообразным по сравнению с равномерной сеткой с $N_z = 500$.

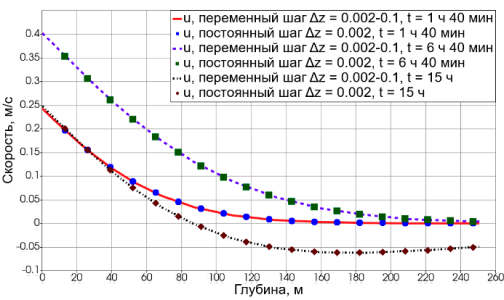


Рисунок 4. Профили компоненты скорости u (м/с) по глубине в точке $x = 130$ м, $y = 130$ м
Figure 4. Depth profiles of the velocity component u (m/s) at the point $x = 130$ м, $y = 130$ м

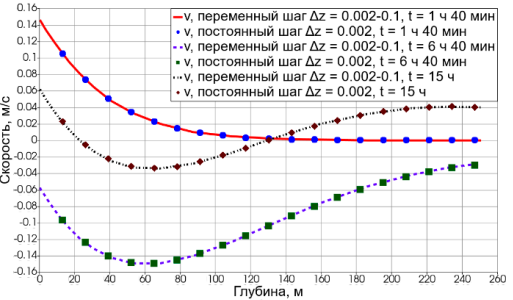


Рисунок 5. Профили компоненты скорости v (м/с) по глубине в точке $x = 130$ м, $y = 130$ м
Figure 5. Depth profiles of the velocity component v (m/s) at the point $x = 130$ м, $y = 130$ м

На рис. 4–5 красная линия – неравномерная сетка ($N_z = 40$, $t = 1$ ч 40 мин), синие точки – эталонная равномерная сетка ($N_z = 500$, $t = 1$ ч 40 мин), фиолетовые штрихи – неравномерная сетка ($N_z = 40$, $t = 6$ ч 40 мин), зеленые квадраты – эталонная равномерная сетка ($N_z = 500$, $t = 6$ ч 40 мин), черные штрихи с точками – неравномерная сетка ($N_z = 40$, $t = 15$ ч), коричневые ромбы – эталонная равномерная сетка ($N_z = 500$, $t = 15$ ч).

Figure 4–5. The red line represents the non-uniform grid ($N_z = 40$, $t = 1$ h 40 min), the blue dots represent the reference uniform grid ($N_z = 500$, $t = 1$ h 40 min), the purple dashes represent the non-uniform grid ($N_z = 40$, $t = 6$ h 40 min), the green squares represent the reference uniform grid ($N_z = 500$, $t = 1$ h 40 min), the black dash-dotted line represents the non-uniform grid ($N_z = 40$, $t = 15$ h), and the brown diamonds represent the reference uniform grid ($N_z = 500$, $t = 15$ h).

Таблица 1. Количественная оценка расхождения профилей скорости (u , v) на неравномерной ($N_z = 40$) и эталонной равномерной ($N_z = 500$) сетках в разные моменты времени
Table 1. Quantitative assessment of the discrepancy between velocity profiles (u , v) on non-uniform uniform ($N_z = 40$) and reference uniform ($N_z = 500$) grids at different time points

Рисунок Figure	Момент времени Time	Компонента Component	Среднеквад. относит. ошибка, % Root mean square relative error, %	Макс. относит. ошибка, % Maximum relative error, %
Рис. 4 Fig 4	1 ч 40 мин 1 h 40 min	u	0,31	0,76
Рис. 5 Fig 5	1 ч 40 мин 1 h 40 min	v	0,52	1,23
Рис. 4 Fig 4	6 ч 40 мин 6 h 40 min	u	0,32	0,67
Рис. 5 Fig 5	6 ч 40 мин 6 h 40 min	v	0,3	0,79
Рис. 4 Fig 4	15 ч 15 h	u	0,25	0,56
Рис. 5 Fig 5	15 ч 15 h	v	0,58	1,33

На рис. 6 представлено сравнение времени решения задачи на равномерной сетке с при использовании CPU и GPU. Для данной сетки вычисления на GPU выполнялись в 23 раза быстрее, чем на CPU.

На рис. 7 представлено сравнение времени решения задачи на неравномерной сетке с при использовании CPU и GPU. Для данной сетки вычисления на GPU выполнялись в 13 раз быстрее, чем на CPU.

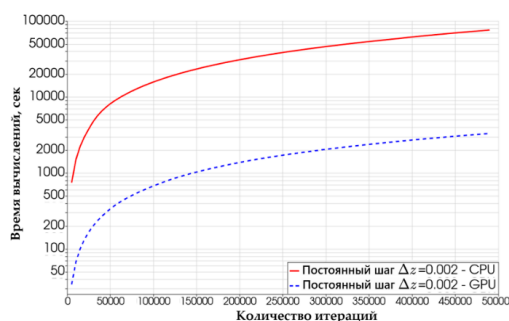


Рисунок 6. Зависимость времени вычислений (сек) от количества итераций на равномерной сетке ($N_z = 500$)

Figure 6. Dependence of computation time (s) on the number of iterations for the uniform grid ($N_z = 500$)

На рис. 6–7 сплошная красная линия – CPU (Intel Core i7), штриховая синяя линия – GPU (NVIDIA GeForce GTX 670). In Figs. 6–7, the solid red line represents the CPU (Intel Core i7), while the dashed blue line represents the GPU (NVIDIA GeForce GTX 670)

Обсуждение

Полученное ускорение ($23\times$ для равномерной сетки, $13\times$ для неравномерной) согласуется с известными результатами применения GPU в гидродинамике, где типичный выигрыш составляет $10\text{--}50\times$ в зависимости от размера сетки и архитектуры. Важно отметить, что для неравномерной сетки с 40 слоями ускорение ниже, но это компенсируется меньшим объёмом вычислений и сохранением точности в поверхностном слое, что критично для моделирования разливов.

Различие в коэффициентах ускорения на сетках $N_z = 500$ ($23\times$) и $N_z = 40$ ($13\times$) обусловлено балансом между объёмом вычислений и фиксированными накладными расходами параллельной среды. При решении СЛАУ методом прогонки вдоль вертикали количество арифметических операций на один рабочий элемент напрямую пропорционально N_z . Количественный анализ структуры времени выполнения показывает следующий баланс составляющих:

На мелкой сетке ($N_z = 500$) чистые вычисления на GPU занимают около 97% времени шага, а накладные расходы OpenCL (вызов ядер, синхронизация и передача граничных условий) – не более 3%. Вычислительные блоки GPU работают с высокой степенью загрузки, эффективно маскируя задержки обращения к глобальной памяти (latency hiding);

На редкой сетке ($N_z = 40$) объём вычислений в одном потоке сокращается в 12,5 раз, в результате чего доля неизменных накладных расходов на управление и передачу данных возрастает до $\approx 40\%$ от общего времени шага. Кроме того, малая длина цикла прогонки ($N_z = 40$) не позволяет полностью утилизировать пропускную способность видеопамати. В результате фиксированные задержки интерфейса OpenCL и шины PCIe оказывают определяющее влияние на итоговое время, снижая относительный выигрыш GPU по сравнению с CPU.

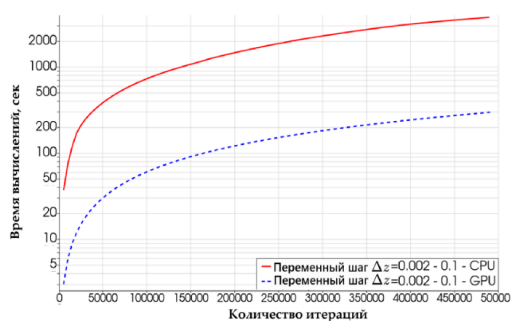


Рисунок 7. Зависимость времени вычислений (сек) от количества итераций на неравномерной сетке ($N_z = 40$)

Figure 7. Dependence of computation time (s) on the number of iterations for the non-uniform grid ($N_z = 40$)

Использование OpenCL обеспечивает переносимость на различные GPU и даже на кластеры, что расширяет область применения. Однако явный шаг по времени (ограниченный условием Куранта) остаётся узким местом. В перспективе целесообразно перейти к полностью неявным схемам, позволяющим увеличить шаг до часов, что ещё больше повысит эффективность.

Следует отметить, что тестовые расчёты проводились в прямоугольной области с плоским дном и постоянным ветровым воздействием. Использование такого идеализированного сценария является общепринятым подходом для верификации численных схем и измерения чистого ускорения (speedup) на GPU. Переход к реальным физико-географическим условиям (батиметрия Каспийского моря, береговая линия и переменное ветровое поле) не снизит эффективности параллельного алгоритма. В рамках используемой системы координат переменная глубина $H(x, y)$ учитывается через коэффициенты и не меняет структуру трёхдиагональных матриц. Учёт береговой линии посредством маскирования суши (land masking) сокращает количество активных расчётных узлов, что положительно скажется на времени счёта, а обновление ветра требует незначительных вычислительных затрат уровня $O(N_x N_y)$ по сравнению с 3D-блоком $O(N_x N_y N_z)$.

Заключение

В данной работе численное моделирование ветровых течений в море проводилось на равномерной и неравномерной сетках с использованием CPU и GPU. Поскольку глубина моря относительно невелика – около 100 м – по сравнению с горизонтальными размерами расчётной области по осям x и y , число вычислительных узлов по оси z также меньше, чем по направлениям x и y . Как подтверждают полученные результаты, для решения трёхдиагональных СЛАУ более эффективным является применение после-

довательного алгоритма, а не параллельного. Кроме того, результаты показали, что ускорение вычислений было выше для равномерной сетки с чем для неравномерной сетки с .

При решении более сложных моделей возникает необходимость применения неявных схем, позволяющих использовать более крупные шаги по времени. Полученные неявные разностные уравнения могут решаться как прямыми методами, например, посредством решения трёхдиагональных СЛАУ, использованного в настоящей работе, так и итерационными методами. Преимущество прямых методов заключается в их

вычислительной эффективности при любых начальных и граничных условиях.

Оценка времени вычислений (менее 1 ч на 24-часовой прогноз) получена для базового модельного сценария и характеризует высокую вычислительную эффективность разработанного параллельного ядра. Это демонстрирует перспективность использования предложенной схемы в составе оперативных систем гидродинамического прогнозирования после её интеграции с модулями реальной батиметрии и пространственно-временной изменчивости метеополей.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № BR24992964).

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

Благодарности. Авторы выражают искреннюю благодарность Министерству науки и высшего образования Республики Казахстан за поддержку исследования, выполненного в рамках проекта BR24992964 «Разработка интегрированных энергосберегающих технологий для обеспечения экологической устойчивости и эффективной морской деятельности в казахстанском секторе Каспийского моря».

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: Кудайкулов А.А. – концепция и дизайн исследования, написание черновика; Аманжолов Т.Е. – разработка численных алгоритмов, программирование на OpenCL; Алиулы А. – проведение расчётов, анализ данных; Сейтов А.Н. – подготовка графических материалов; Асилбеков Б.К. – консультации по гидродинамике; Кульджабеков А.Б. – руководство проектом, редактирование; Шабиллов С.М. – верификация результатов; Баимбетов Д.Б. – адаптация к задачам нефтяных разливов; Сырлыбеккызы С. – экологическая интерпретация; Калтаев А.Ж. – литературный обзор.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. BR24992964).

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

Acknowledgements. The authors express their sincere gratitude to the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan for supporting this research, which was conducted within the framework of Project BR24992964, “Development of Integrated Energy-Saving Technologies to Ensure Environmental Sustainability and Efficient Marine Activities in the Kazakh Sector of the Caspian Sea.”

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: Aziz A. Kudaikulov – conceptualization and study design, writing of the original draft; Tannur Ye. Amanzholov – development of numerical algorithms, OpenCL programming; Abdurashid Aliuly – conducting calculations, data analysis; Abzal N. Seitov – preparation of graphical materials; Bakytzhan K. Assilbekov – consultations on hydrodynamics; Alibek B. Kuldzhbekov – project leadership, editing; Spartak M. Shabilov – validation of results; Dinmukhambet B. Baimbetov – adaptation to oil spill forecasting applications; Samal Syrlybekkyzy – environmental interpretation; Aidarkhan Zh. Kaltayev – literature review.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. trade.gov [интернет]. Energy Information Administration. Oil and Gas – Kazakhstan: Explore oil and gas export opportunities and the regulatory environment in Kazakhstan [дата обращения 01.06.2026]. Режим доступа: www.trade.gov/energy-resource-guide-oil-and-gas-kazakhstan?anchor=content-node-i7-field-ip-region-2-1.
2. ncoc.kz [интернет]. NCOC. Отчет об устойчивом развитии за 2022 год [дата обращения 01.06.2026]. Режим доступа: www.ncoc.kz/ru/sustainability/2022/reports.

3. Davies A.M. Application of a sigma coordinate sea model to the calculation of wind-induced currents // *Continental Shelf Research*. 1985. Vol. 4, Issue 4. P. 389–423. doi: [10.1016/0278-4343\(85\)90002-0](https://doi.org/10.1016/0278-4343(85)90002-0).
4. Elliott A.J. Shear diffusion and the spread of oil in the surface layers of the North Sea // *Deutsche Hydrographische Zeitschrift*. 1986. Vol. 39. P. 113–137. doi: [10.1007/BF02408134](https://doi.org/10.1007/BF02408134).
5. Davies A.M., Stephens C.V. Comparison of the finite difference and Galerkin methods as applied to the solution of the hydrodynamic equations // *Applied Mathematical Modelling*. 1983. Vol. 7, Issue 4. P. 226–240. doi: [10.1016/0307-904X\(83\)90076-8](https://doi.org/10.1016/0307-904X(83)90076-8).
6. Zuur E.A.H., Dietrich D.E. The SOMS model and its application to Lake Neuchatel // *Aquatic Sciences*. 1990. Vol. 52, No. 2. P. 115–129.
7. Korotenko K., Bowman M.J., Dietrich D.E. High-Resolution Numerical Model for Predicting the Transport and Dispersal of Oil Spilled in the Black Sea // *Terrestrial, Atmospheric and Oceanic Sciences*. 2010. Vol. 21, No. 1. P. 123–136. doi: [10.3319/TAO.2009.04.24.01\(IWNOP\)](https://doi.org/10.3319/TAO.2009.04.24.01(IWNOP)).
8. Korotenko K., Bowman M.J., Dietrich D.E. Modeling of the circulation and transport of oil spills in the Black Sea // *Oceanology*. 2003. Vol. 43, No. 4. P. 367–378.
9. Ibrayev R.A. Model of enclosed and semi enclosed sea hydrodynamics // *Russian Journal of Numerical Analysis and Mathematical Modelling*. 2001. Vol. 16, No. 4. P. 291–304.
10. Ibrayev R.A., Ozsoy E., Schrum C., Sur H.I. Seasonal variability of the Caspian Sea three dimensional circulation, sea level and air sea interaction // *Ocean Science*. 2010. Vol. 6, Issue 1. P. 311–329. doi: [10.5194/os-6-311-2010](https://doi.org/10.5194/os-6-311-2010).
11. Blumberg A.F., Mellor G.L. A Description of a three dimensional coastal ocean circulation model // *Coastal and Estuarine Sciences*. 1987. Vol. 4. P. 1–16. doi: [10.1029/co004p0001](https://doi.org/10.1029/co004p0001).
12. Mellor G.L. On the two components of wind driven ocean surface stress with extension to scalar fluxes // *Ocean Dynamics*. 2019. Vol. 69. P. 43–50. doi: [10.1007/s10236-018-1228-7](https://doi.org/10.1007/s10236-018-1228-7).
13. Mellor G.L. On theories dealing with the interaction of surface waves and ocean circulation // *Journal of Geophysical Research: Oceans*. 2016. Vol. 121, No. 7. P. 4474–4486. doi: [10.1002/2016JC011768](https://doi.org/10.1002/2016JC011768).
14. Korotenko K., Osadchiv A., Melnikov V. Mesoscale Eddies in the Black Sea and Their Impact on River Plumes: Numerical Modeling and Satellite Observations // *Remote Sensing*. 2022. Vol. 14, No. 17. doi: [10.3390/rs14174149](https://doi.org/10.3390/rs14174149).
15. Korotenko K., Osadchiv A., Melnikov V. Mesoscale Eddies in the Black Sea and Their Impact on River Plumes: Numerical Modeling and Satellite Observations // *Remote Sensing*. 2023. Vol. 15, No. 6. doi: [10.3390/rs15061606](https://doi.org/10.3390/rs15061606).
16. khronos.org [интернет]. Khronos Group. 16. OpenCL Homepage [дата обращения 01.06.2026]. Режим доступа: www.khronos.org/openscl/.
17. GitHub.com [интернет]. GitHub repository. Oil Transport in Caspian Sea [дата обращения: 01.06.2026]. Доступ по ссылке: github.com/azizka85/oil_trans_in_caspian_sea.

REFERENCES

1. trade.gov [Internet]. Energy Information Administration. Oil and Gas – Kazakhstan: Explore oil and gas export opportunities and the regulatory environment in Kazakhstan [cited 2026 June 01]. Available from: www.trade.gov/energy-resource-guide-oil-and-gas-kazakhstan?anchor=content-node-17-field-ip-region-2-1.
2. ncoc.kz [Internet]. NCOC. Sustainability report 2022 [cited 2026 June 01]. Available from: www.ncoc.kz/ru/sustainability/2022/reports.
3. Davies AM. Application of a sigma coordinate sea model to the calculation of wind-induced currents. *Continental Shelf Research*. 1985;4(4):389–423. doi: [10.1016/0278-4343\(85\)90002-0](https://doi.org/10.1016/0278-4343(85)90002-0).
4. Elliott A.J. Shear diffusion and the spread of oil in the surface layers of the North Sea. *Deutsche Hydrographische Zeitschrift*. 1986;39:113–137. doi: [10.1007/BF02408134](https://doi.org/10.1007/BF02408134).
5. Davies AM, Stephens CV. Comparison of the finite difference and Galerkin methods as applied to the solution of the hydrodynamic equations. *Applied Mathematical Modelling*. 1983;7(4):226–240. doi: [10.1016/0307-904X\(83\)90076-8](https://doi.org/10.1016/0307-904X(83)90076-8).
6. Zuur EAH, Dietrich DE. The SOMS model and its application to Lake Neuchatel. *Aquatic Sciences*. 1990;52(2):115–129.
7. Korotenko K, Bowman MJ, Dietrich DE. High-Resolution Numerical Model for Predicting the Transport and Dispersal of Oil Spilled in the Black Sea. *Terrestrial, Atmospheric and Oceanic Sciences*. 2010;21(1):123–136. doi: [10.3319/TAO.2009.04.24.01\(IWNOP\)](https://doi.org/10.3319/TAO.2009.04.24.01(IWNOP)).
8. Korotenko K, Bowman MJ, Dietrich DE. Modeling of the circulation and transport of oil spills in the Black Sea. *Oceanology*. 2003;43(4):367–378.
9. Ibrayev RA. Model of enclosed and semi enclosed sea hydrodynamics. *Russian Journal of Numerical Analysis and Mathematical Modelling*. 2001;16(4):291–304.
10. Ibrayev RA, Ozsoy E, Schrum C, Sur HI. Seasonal variability of the Caspian Sea three dimensional circulation, sea level and air sea interaction. *Ocean Science*. 2010;6(1):311–329. doi: [10.5194/os-6-311-2010](https://doi.org/10.5194/os-6-311-2010).
11. Blumberg AF, Mellor GL. A Description of a three dimensional coastal ocean circulation model. *Coastal and Estuarine Sciences*. 1987;4:1–16. doi: [10.1029/co004p0001](https://doi.org/10.1029/co004p0001).
12. Mellor GL. On the two components of wind driven ocean surface stress with extension to scalar fluxes. *Ocean Dynamics*. 2019;69:43–50. doi: [10.1007/s10236-018-1228-7](https://doi.org/10.1007/s10236-018-1228-7).
13. Mellor GL. On theories dealing with the interaction of surface waves and ocean circulation. *Journal of Geophysical Research: Oceans*. 2016;121(7):4474–4486. doi: [10.1002/2016JC011768](https://doi.org/10.1002/2016JC011768).
14. Korotenko K, Osadchiv A, Melnikov V. Mesoscale Eddies in the Black Sea and Their Impact on River Plumes: Numerical Modeling and Satellite Observations. *Remote Sensing*. 2022;14(17):4149. doi: [10.3390/rs14174149](https://doi.org/10.3390/rs14174149).
15. Korotenko K, Osadchiv A, Melnikov V. Mesoscale Eddy Chain Structures in the Black Sea and Their Interaction with River Plumes: Numerical Modeling and Satellite Observations. *Remote Sensing*. 2023;15(6):1606. doi: [10.3390/rs15061606](https://doi.org/10.3390/rs15061606).
16. khronos.org [Internet]. Khronos Group. OpenCL Homepage [cited 2026 June 01]. Available from: www.khronos.org/openscl/.
17. GitHub.com [Internet]. GitHub repository. Oil Transport in Caspian Sea [cited 2026 June 01]. Available from: github.com/azizka85/oil_trans_in_caspian_sea.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Кудайкулов Азиз Анарбаевич**

PhD

ORCID [0000-0002-4389-4097](https://orcid.org/0000-0002-4389-4097)e-mail: aziz.kudaikulov@gmail.com.***Аманжолов Таңнұр Ерсінұлы**ORCID [0000-0001-7386-9717](https://orcid.org/0000-0001-7386-9717)e-mail: tannur.amanzholov@gmail.com.**Алиулы Абдурашид**ORCID [0000-0001-6845-6571](https://orcid.org/0000-0001-6845-6571)e-mail: aliulyabdurashid@gmail.com.**Сейтов Абзал Ниязбекұлы**ORCID [0000-0002-7317-3047](https://orcid.org/0000-0002-7317-3047)e-mail: seitovabzal9@gmail.com.**Асилбеков Бакытжан Калжанович**

PhD

ORCID [0000-0002-0368-0131](https://orcid.org/0000-0002-0368-0131)e-mail: assilbekov.b@gmail.com.**Кульджабеков Алибек Бахиджанович**

PhD

ORCID [0000-0003-4384-6463](https://orcid.org/0000-0003-4384-6463)e-mail: alibek.kuljabekov@gmail.com.**Шабиллов Спартак Максатович**ORCID [0009-0002-3467-5842](https://orcid.org/0009-0002-3467-5842)e-mail: sshabilov@gmail.com.**Баимбетов Динмухамбет Баимбетович**

PhD

ORCID [0000-0002-4992-0890](https://orcid.org/0000-0002-4992-0890)e-mail: d2.baimbetov@yu.edu.kz.**Сырлыбеккызы Самал**

PhD, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-0260-0611](https://orcid.org/0000-0002-0260-0611)e-mail: samal.syrlybekkyzy@yuedu.kz.**Калтаев Айдархан Жусупбекович**

докт. физ.-мат. наук, профессор

ORCID [0000-0003-2180-2785](https://orcid.org/0000-0003-2180-2785)e-mail: aidarkhankaltayev@gmail.com.**AUTHORS' INFO****Aziz A. Kudaikulov**

PhD

ORCID [0000-0002-4389-4097](https://orcid.org/0000-0002-4389-4097)e-mail: aziz.kudaikulov@gmail.com.***Tannur Ye. Amanzholov**ORCID [0000-0001-7386-9717](https://orcid.org/0000-0001-7386-9717)e-mail: tannur.amanzholov@gmail.com.**Abdurashid Aliuly**ORCID [0000-0001-6845-6571](https://orcid.org/0000-0001-6845-6571)e-mail: aliulyabdurashid@gmail.com.**Abzal N. Seitov**ORCID [0000-0002-7317-3047](https://orcid.org/0000-0002-7317-3047)e-mail: seitovabzal9@gmail.com.**Bakytzhan K. Assilbekov**

PhD

ORCID [0000-0002-0368-0131](https://orcid.org/0000-0002-0368-0131)e-mail: assilbekov.b@gmail.com.**Alibek B. Kuldzhabekov**

PhD

ORCID [0000-0003-4384-6463](https://orcid.org/0000-0003-4384-6463)e-mail: alibek.kuljabekov@gmail.com.**Spartak M. Shabilov**ORCID [0009-0002-3467-5842](https://orcid.org/0009-0002-3467-5842)e-mail: sshabilov@gmail.com.**Dinmukhambet B. Baimbetov**

PhD

ORCID [0000-0002-4992-0890](https://orcid.org/0000-0002-4992-0890)e-mail: d2.baimbetov@yu.edu.kz.**Samal Syrlybekkyzy**

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0002-0260-0611](https://orcid.org/0000-0002-0260-0611)e-mail: samal.syrlybekkyzy@yuedu.kz.**Aidarkhan Zh. Kaltayev**

D. Sc. (Physics & Mathematics), Professor

ORCID [0000-0003-2180-2785](https://orcid.org/0000-0003-2180-2785)e-mail: aidarkhankaltayev@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

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. Рекомендуется 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://grnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FТАХР)** 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, шрифт 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 организации 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), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подписуночные 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 неотредактированном 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 (әдебиеттер 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, ӘЖ), CSCSTI (МРНТИ, FТАХР)** 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 таңдалса, 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. ӘОЖ¹, 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://gnti.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 форматтында 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), b), c)....), 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. Әрбір дереккөз жұмыс мәтінінде 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 МЕМСТ Р 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 шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегінсіз, 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 30.09.2026 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

Республика Казахстан,
Z05HOB4, г. Астана,
проспект Кабанбай батыра, 17
тел.: 8(7172) 60-90-26
e-mail: vestnik@kmge.kz
site: vestnik-ngo.kz