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

Scientific and Practical Journal

KAZAKHSTAN JOURNAL FOR OIL & GAS INDUSTRY

Научно-практический журнал

ВЕСТНИК НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Ғылыми-практикалық журнал

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

Volume 7(4), 2025

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 7, № 4 (2025)

Астана 2025

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

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

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

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

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

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

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

Учредитель
ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор
Утеев Рахим Нагангалиулы, *Генеральный директор ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии*

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

Ответственный секретарь
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:
г. Астана,
проспект Кабанбай батыра, 17

тел. +7-7172-60-90-26
e-mail: vestnik@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

ГЕОЛОГИЯ

Байжигитова Ж.Н., Нұрмухамбет М.Б., Сулеева А.Ж.
Перспективы увеличения запасов газа месторождения Актас ... 8

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ибраев А.Е., Негим Э-С., Женис Д.К., Курмашев А., Сагындыкова А.
Метод мультимодального сравнительного ранжирования проектных точек для бурения на основе нормализованных параметров геологии и разработки 18

Нұғман Н.Т., Бухарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., Джаксылыков Т.С., Марданов А.С., Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж.
Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости на карбонатных коллекторах 25

БУРЕНИЕ

Саркулова Ж.С., Исенгалиева Г.А., Шильмагамбетова Ж.Ж., Оразбекова Р.Ж.
Расчёт станций катодной (электрохимической) защиты для обеспечения антикоррозионной безопасности и надёжности нефтепроводов 38

Медетов Ш.М., Салпакаева Р.К., Айманова Г.Р., Дюсенов А.Т., Куанышкалиева А.Ж., Карасаева Г.Р.
Анализ скоростных режимов транспортировки бурового оборудования по склонам 47

ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

Уалиева Ж., Мирзоев А.
Оптимизация интервалов повторных проверок надземных стальных резервуаров для хранения с использованием подхода, основанного на оценке риска, и полного сканирования дна резервуара 59

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Мукамбеткалиева А.Н., Бисенгалиев М.Д., Ихсанов К.А.
Обзор использования деэмульгаторов в нефтепереработке и эффективные методы их применения 72

Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сейтенова Г.Ж.
Сравнительная характеристика технологий каталитического риформинга в Казахстане 91

ЭКОЛОГИЯ

Джаналиева Н.Ш., Серикбаева А.К., Сейткожина Д.А., Алдакова М.Д., Сырлыбеккызы С., Алтыбаева Ж.К.
Изучение геоэкологического состояния прибрежной зоны Каспийского моря в пределах территории города Актау 101

Алексеева Т.Н., Сабиров Б.Ф., Шагилбаев А.Ж., Губашев С.А., Исмаганбетова Г.Х.
Способы утилизации буровых шламов. Приоритетные направления 112

Нугиев М.А., Есбатыр А.М., Сейтов А.К.
Рассмотрение применимости технологии улавливания CO_2 с последующей закачкой в пласт с целью захоронения на месторождениях АО НК «КазМунайГаз» 124

ЭКОНОМИКА

Сыздыков М.К., Тайкулакова Г.С., Шакуликова Г.Т.
Структурное моделирование и анализ причин перерасхода средств в нефтегазовых проектах Казахстана 133

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 143

Scientific and Practical Journal
The journal is registered with the Ministry of Information and Social Development of the Republic of Kazakhstan
Certificate No. 17609-Zh

Founder
KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

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

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

Responsible secretary
Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:
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

Baizhigitova Zh.N., Nurmukhambet M.B., Suleyeva A.Zh.
Evaluating the Potential for Gas Reserve Growth at the Aktas Field .. 8

OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Ibrayev A.Ye., Negim E-S., Zhenis D.K., Kurmashev A., Sagyndykova A.
Method of Multimodal Comparative Ranking of Project Drilling Points based on the Normalized Geological and Technological Parameters 18

Nugman N.T., Bukharbayeva A.N., Kurakov D.N., Baspayev Ye.T., Bashev A.A., Jaxylykov T.S., Mardanov A.S., Musharova D.A., Zhappasbayev B.Zh.
Field Application of Injectivity Profile Alignment in Carbonate Reservoirs 25

DRILLING

Sarkulova Zh.S., Issengaliyeva G.A, Shilmagambetova Zh.Zh., Orazbekova R.Zh.
Calculation of Cathodic (Electrochemical) Protection Stations to Ensure Corrosion Protection and Operational Reliability of Oil Pipelines..... 38

Medetov Sh.M., Salpakayeva R.K., Aimanova G.R., Dyussenov A.T., Kuanyshkaliyeva A.Zh., Karasayeva G.R.
Analysis of Operating Speed Regimes for Transporting Drilling Equipment on Sloped Terrain 47

OIL&GAS TRANSPORTATION

Ualiyeva Zh., Mirzoev A.
Optimizing Re-Inspection Intervals for Aboveground Storage Tanks Utilizing Risk-Based Approach and Advanced Tank Bottom Scanning..... 59

PETROCHEMISTRY AND OIL REFINING

Mukambetkaliyeva A.N., Bissengaliyev M.D., Ikhsanov K.A.
Demulsifiers in Petroleum Processing: Overview and Effective Application Methods 72

Dyussova R.M., Zhakmanova Ye.A., Seitenova G.Zh.
Comparative Analysis of Catalytic Reforming Technologies in Kazakhstan 91

ECOLOGY

Dzhanaliyeva N.Sh., Serikbayeva A.K., Seitkozhina D.A., Aldakova M.D., Syrlybekkyzy S., Altybayeva K.Zh.
Geo-Ecological Assessment of the Caspian Sea Coastal Zone in Aktau..... 101

Alekseeva T.N., Sabirov B.F., Shagilbaev A.Zh., Gubashev S.A., Ismaganbetova G.X.
Methods of Disposal of Drilling Sludge. Priority Directions..... 112

Nugiyev M.A., Yessbatyr A.M., Seitov A.K.
Consideration of The Applicability of Co_2 Capture Technology with Subsequent Injection into The Formation for The Purpose of Burial at The Fields of NC KazMunayGas JSC 124

ECONOMY

Syzdykov M.K., Taikulakova G.S., Shakulikova G.T.
Structural Modeling and Analysis of Causes of Cost Overruns in Oil and Gas Projects in Kazakhstan 133

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice 143

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы
7 том, № 4 (2025)

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

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

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

Редакциялық алқа мүшелері
Қарабалин Ұ.С., *техн. ғылым. докт., бас редактордың орынб.*
Огай Е.К., *техн. ғылым. докт. бас редактордың орынб.*
Құлекеев Ж.А., *экон. ғылым. канд.*
Өміралиев Б.Т., *техн. ғылым. докт.*
Мұнара А., *геология жөніндегі PhD*
Сармурзина Р.Г., *хим. ғылым. докт.*
Нұртаева Г.К., *пед. ғыл, докт. хим. ғылым. канд.*
Исмаилов Ф.С., *техн. ғылым. жөніндегі PhD (Әзірбайжан)*
Ағзамов Ф.А., *техн. ғылым. докт. (Ресей)*
Абилхасимов Х.Б., *геол.-мин. ғыл. докт.*
Габдуллин М.Т., *физ.-мат. ғылым., канд. плазма физикасы жөніндегі PhD*
Пятибратов П.В., *техн. ғылым. канд. (Ресей)*

Атқарушы хатшы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

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

тел.: +7-7172-60-90-26
e-mail: vestnik@kmge.kz.

website: vestnik-ngo.kz

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

Мазмұны

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» журналының редакциялық алқасының құрамы 2

ГЕОЛОГИЯ
Байжігітова Ж.Н., Нұрмухамбет М.Б., Сүлеева А.Ж.
Ақтас кен орнының газ қорларын ұлғайту перспективалары 8

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ
Ибраев А.Е., Негим Э-С., Жеңіс Д.Қ., Құрмашев А., Сағындықова А.
Геология мен игерудің қалыпқа келтірілген параметрлеріне негізделген бұрғылауға арналған жобалау нүктелерін мультимодальды салыстырмалы саралау әдісі.....18
Нұғман Н.Т., Бұқарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., Жақсылықов Т.С., Марданов А.С., Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж.
Карбонатты коллекторларда қабылдау профилін тегістеу технологиясын қолдану тәжірибесі.....25

БҰРҒЫЛАУ
Сарқұлова Ж.С., Исенгалиева Г.А., Шилмағамбетова Ж.Ж., Оразбекова Р.Ж.
Мұнай құбырларының қауіпсіздігі мен сенімділігін қамтамасыз ету мақсатында катодтық (электрохимиялық) қорғау станцияларын есептеу 38
Медетов Ш.М., Салпакаева Р.К., Айманова Г.Р., Дюсенов А.Т., Куанышкалиева А.Ж., Қарасаева Г.Р.
Бұрғылау жабдықтарын беткейлерде тасымалдаудың жылдамдық режимдерін талдау 47

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ТАСЫМАЛУ
Уалиева Ж., Мирзоев А.
Тәуекелді бағалауға негізделген тәсілді және резервуарлардың түбін толық сканерлеуді пайдалана отырып, жер үсті болат резервуарларының диагностикалық аралық интервалын оңтайландыру 59

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨҢДЕУ
Мұқамбетқалиева А.Н., Бисенғалиев М.Д., Ихсанов К.А.
Мұнай өңдеудегі деэмульгаторлардың маңызы мен қолданудың тиімді әдістеріне шолу 72
Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сейтенова Г.Ж.
Қазақстандағы каталитикалық риформинг технологияларының салыстырмалы сипаттамасы 91

ЭКОЛОГИЯ
Джаналиева Н.Ш., Серікбаева А.Қ., Сейтқожина Д.А., Алдакова М.Д., Сырлыбекқызы С., Алтыбаева Ж.Қ.
Ақтау қаласының аумағы шегінде Каспий теңізінің жағалау аймағының геоэкологиялық жағдайын зерттеу 101
Алексеева Т.Н., Сабиров Б.Ф., Шагилбаев А.Ж., Губашев С.А., Исмаганбетова Г.Х.
Бұрғылау шламын кәдеге жарату тәсілдері. Басымдылық танытылған бағыттар.....112
Нугиев М.А., Есбатыр А.М., Сейтов А.Қ.
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ кен орындарында көму мақсатында кейіннен қабатқа айдау арқылы CO_2 сақтау технологиясын қолдану мүмкіндігін қарастыру.....124

ЭКОНОМИКА
Сыздықов М.Қ., Тайқұлақова Г.С., Шакуликова Г.Т.
Қазақстандағы мұнай-газ жобаларындағы шығындардың асып кету себептерін құрылымдық модельдеу және талдау.....133

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар 143

УДК 551.243
МРНТИ 38.17.17

DOI: 10.54859/kjogi108872

Получена: 13.05.2024.
Одобрена: 18.08.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Перспективы увеличения запасов газа месторождения Актас

Ж.Н. Байжигитова, М.Б. Нұрмухамбет, А.Ж. Сулеева
Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В статье освещены перспективы увеличения геологических запасов газа продуктивного горизонта Ю-IIA месторождения Актас. Основанием для выделения перспективного участка послужили данные по добыче скважины №11 месторождения Актас, не согласующиеся с ранее установленным геологическим строением пласта. Было выдвинуто предположение, что аномально высокая добыча из скважины №11 связана с наличием древнего палеорусла, не выявленного ранее по данным сейсморазведки.

Цель. Целью настоящей работы является уточнение представления о геологическом строении месторождения Актас и выделение перспективных участков, песчаных тел – возможных литологических ловушек газа.

Материалы и методы. Были изучены промысловые данные скважин в совокупности с временным кубом атрибута ExChroma, извлеченного из сейсмического куба месторождения и соседних объектов.

Результаты. В изучаемом районе наиболее эффективной технологией для выявления древних русловых систем в сейсмическом волновом поле является методика eXchroma, по результатам которой было выявлено русло, протягивающееся вдоль западной переклинали структуры Актас в районе скважины №11. В работе также показана неструктурная взаимосвязь исследуемого геологического объекта – структуры Актас – со структурой Жетыбай, а также рассчитаны приблизительные ресурсы газа, приуроченные к палеоруслу.

Заключение. Анализ всех имеющихся материалов позволил выявить перспективные неструктурные ловушки в юрских отложениях изучаемого района. Проведённые исследования показывают, что результаты обработки и интерпретации сейсморазведочных данных подтверждаются геолого-геофизическими и промысловыми данными, полученными из скважины №11.

Ключевые слова: *волновое поле, Нармаульское поднятие, газоконденсатная залежь, неструктурная ловушка, пойменная часть русла, палеотело.*

Как цитировать:
Байжигитова Ж.Н., Нұрмухамбет М.Б., Сулеева А.Ж. Перспективы увеличения запасов газа месторождения Актас // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 8–17. DOI: 10.54859/kjogi108872.

© Байжигитова Ж.Н., Нұрмухамбет М.Б., Сулеева А.Ж., 2025

Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

UDC 551.243
CSCSTI 38.17.17

DOI: 10.54859/kjogi108872

Received: 13.05.2024.
Accepted: 18.08.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Evaluating the Potential for Gas Reserve Growth at the Aktas Field

Zhanar N. Baizhigitova, Madina B. Nurmukhambet, Aigul Zh. Suleyeva
Branch of KMG Engineering "KazNIPImunaigaz", Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This paper examines the opportunity to expand the gas reserves of reservoir unit J-IIA of the Aktas field. A previously overlooked prospect was identified based on production anomalies from Well No. 11, whose output did not align with the earlier geological model of the formation. It is proposed that the unusually high production may be linked to the presence of a previously undetected paleo-channel, not captured in earlier seismic interpretations.

Aim: Aim of this study is to refine the geological model of the Aktas field and to identify prospective zones – sandy bodies that may serve as lithological gas traps.

Materials and methods: The study was based on production well data, integrated with a time cube of the ExChroma attribute extracted from the seismic volume covering the Aktas Field and adjacent areas

Results: Among the technologies evaluated, the eXchroma method proved most effective for identifying ancient channel systems in the seismic wavefield of the study area. Using this technique, a channel feature was identified extending along the western structural nose of the Aktas structure, near Well No. 11. The study also highlights a non-structural geological link between the Aktas and Zhetybai structures, and provides an estimate of the gas resources associated with the interpreted paleo-channel.

Conclusion: The integrated analysis of available data revealed promising non-structural traps within the Jurassic deposits of the study area. The results of seismic data processing and interpretation are supported by geological, geophysical, and production data obtained from Well No. 11.

Keywords: *seismic wavefield; Narmaul Uplift; gas condensate reservoir; non-structural trap; floodplain channel zon; paleo-body.*

To cite this article:
Baizhigitova ZN, Nurmukhambet MB, Suleyeva AZ. Evaluating the Potential for Gas Reserve Growth at the Aktas Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):8–17. DOI: 10.54859/kjogi108872.

© 2025 Baizhigitova Zh.N., Nurmukhambet M.B., Suleyeva A.Zh.

License CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 551.243
ҒТАХР 38.17.17

DOI: 10.54859/kjogi108872

Қабылданды: 13.05.2024.
Мақұлданды: 18.08.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Ақтас кен орнының газ қорларын ұлғайту перспективалары

Ж.Н. Байжігітова, М.Б. Нұрмухамбет, А.Ж. Сүлеева
ҚМГ Инжиниринг «ҚазҒЗЖИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мақалада Ақтас кен орнының Ю-IIA газ горизонтының геологиялық қорларын ұлғайту перспективалары баяндалған. Перспективалы учаскені бөліп көрсетуге Ақтас кен орнының 11-ұңғымасын өндіру жөніндегі, қабаттың бұрын белгіленген геологиялық құрылымына сәйкес келмейтін деректер негіз болды. Ақтас сейсмикалық барлау мәліметтері бойынша бұрын анықталмаған ежелгі палеодененің болуымен байланысты негізделген.

Мақсаты. Бұл жұмыстың мақсаты Ақтас кен орнының геологиялық құрылымы туралы түсінігін нақтылау және перспективалы учаскелерді, коллекторларды, газдың ықтимал литологиялық жиналу орындарын бөліп көрсету болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Ұңғымалардың өндірістік деректері, сондай-ақ кен орны мен көршілес объектілердің сейсмикалық деректері зерттелді.

Нәтижелері. Барлық қолда бар материалдарды талдау, зерттелетін аймақтың Юра шөгінділерін-дегі перспективалы құрылымдық емес коллекторларды анықтауға мүмкіндік берді. Жүргізіл-ген зерттеулер, сейсмикалық барлау деректерін өңдеу және интерпретациялау нәтижелері, 11-ұңғымадан алынған геологиялық-геофизикалық және өндірістік деректермен расталатынын көрсетеді.

Корытынды. Зерттелетін ауданда сейсмикалық толқын өрісіндегі ежелгі арна жүйелерін анықтаудың ең тиімді технологиясы Exhroma әдістемесі болып табылады, оның нәтижелері бойынша ұңғыма аймағындағы Ақтас құрылымдарының батыс беткейінен созылып жатқан арна анықталды. Сондай-ақ, жұмыста зерттелетін геологиялық объект – Ақтас құрылымы-Жетібай құрылымымен, құрылымдық емес өзара байланысы көрсетілген, сондай-ақ палеоканалға орайластырылған газдың шамамен алынған ресурстары есептелді.

Негізгі сөздер: *толқын өрісі, Нармаул құрылымы, газ конденсатты кен орны, құрылымдық емес коллектор, арнаның жайылма бөлігі, палеодене.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Байжігітова Ж.Н., Нұрмухамбет М.Б., Сүлеева А.Ж. Ақтас кен орнының газ қорларын ұлғайту перспективалары зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 8–17 б. DOI: 10.54859/kjogi108872.

© Байжігітова Ж.Н., Нұрмухамбет М.Б., Сүлеева А.Ж., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Введение

В тектоническом отношении поднятие Актас расположено в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени. На месторождении Актас вскрыты отложения триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем максимальной толщиной 4100 м. В текущее время газоконденсатные залежи месторождения Актас не разрабатываются по причине отсутствия притока в скважинах, самозадавливания скважин и отсутствия добывающего фонда скважин.

При проведении пересчёта запасов месторождения Актас особое внимание привлекла разработка продуктивного газоконденсатного пласта Ю-IIA горизонта Ю-II, приуроченного к батскому ярусу средней юры.

В разрезе Ю-II горизонта выделены три продуктивных пласта: пласт А является газоконденсатной залежью, пласты Б и В – нефтяные залежи (рис. 1). Продуктивная часть залежи вскрыта в 13 скважинах, в 10 скважинах коллектор заглинизирован.

В разрезе скважин горизонта Ю-IIA встречается от 1 до 4 пластов-коллекторов. Газонасыщенная толщина колеблется от 0,6 до 4 м и в среднем составляет 1,8 м.

Пласт Ю-IIA опробован в двух скважинах: №5 (дебит газа – 93,9 тыс. м³/сут, дебит конденсата – 8,6 т/сут) и №11 (дебит газа – 50–65 тыс. м³/сут, дебит конденсата 2–3 т/сут). Получены притоки газа и конденсата.

Пласт Ю-IIA разрабатывался с 1985 по 1993 гг. только одной скважиной №11, переведённой в эксплуатацию из разведочного фонда. В ноябре 1993 г. скважина выбыла из эксплуатации по причине самозадавливания.

Скважина №11 была пробурена на переклинали структуры, в газоводяной части залежи. Газонасыщенная толщина рассматриваемого пласта в скважине составила 2,6 м. При этом, несмотря на менее благоприятное геологическое положение и низкую эффективную газонасыщенную толщину, достигнутый уровень выработанности по газу и конденсату составил 62% и 55% соответственно. Такие высокие показатели при разработке одной лишь скважины вызывают обоснованное удивление и требуют дополнительного анализа [1].

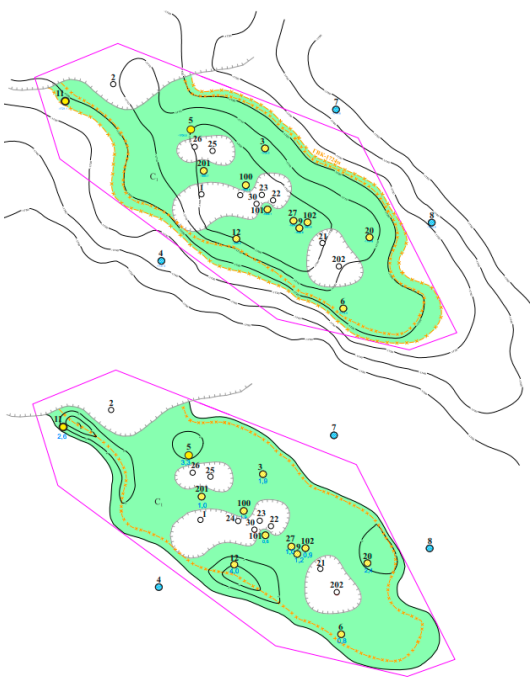


Рисунок 1. Продуктивный пласт Ю-IIA
Figure 1. Productive Reservoir Interval J-IIA
а) структурная карта по кровле коллектора / structural map of the reservoir top; б) карта эффективных газонасыщенных толщин / map of effective gas-saturated thicknesse

Поднятие Актас приурочено к наиболее погруженной Тенге-Тасбулатской антиклинальной линии, расположено кулисообразно относительно Нармаульского и Тасбулатского поднятий и отделяется от них узкими и неглубокими прогибами (рис. 2, 3). Исходя из этого предполагается распространение залежи Ю-IIA пласта на Нармаульском поднятии, что могло бы объяснить высокую добычу газа из скважины №11. Однако в скважинах №14 и 15 Нармаульского

поднятия, расположенных в непосредственной близости к структуре Актас, горизонт Ю-IIA непродуктивен [1].

Материалы и методы

Следует отметить, что до настоящего времени геологическое строение как месторождения Актас, так и большинства других месторождений рассматривалось в рамках классической модели – с приуроченностью залежей углеводородов к антиклиналям. Результаты промысловых данных указывают на существенно более сложное и неантиклинальное строение коллекторов. Выполненные сейсморазведочные работы 3D (в объеме 189,5 км²), обработка и интерпретация данных сейсморазведочных работ месторождения Актас в 2003–2004 гг., а также повторная обработка и переинтерпретация результатов сейсмических данных в 2011–2012 гг. не соответствуют требованиям, необходимым для проведения детального анализа [2]. Учитывая, что на Южном Мангышлаке в юрских отложениях установлено развитие песчаных коллекторов руслового генезиса, образованного в дельтовых и прибрежно-морских осадконакоплениях, не исключена возможность наличия песчаного русла, служащего резервуаром для углеводородов, из которого получены притоки газа в скважине №11.

Дополнительно изучены сейсмические материалы месторождения Бектурлы Восточный, который находится севернее месторождения Актас.

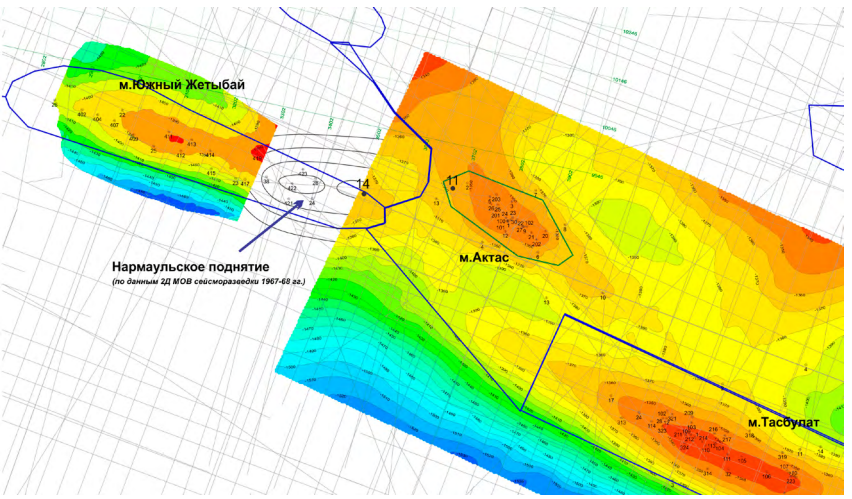


Рисунок 2. Структурные карты по ОГ IV месторождений Южный Жетыбай, Актас, Тасбулат
Figure 2. Structural Maps of Reservoir Unit OG IV for the South Zhetybai, Aktas, and Tasbulat Fields

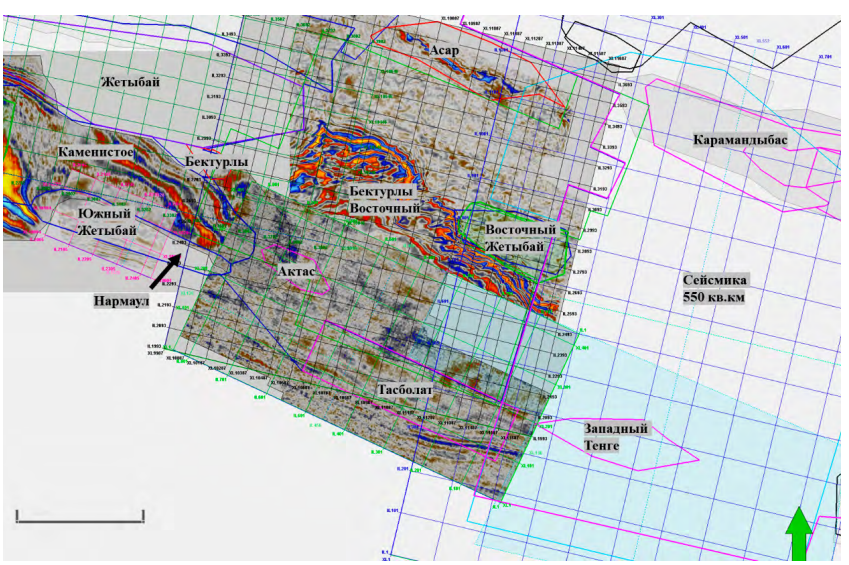


Рисунок 3. Схема изученности исследуемого участка
Figure 3. Survey Coverage Scheme of the Study Area

DOI: 10.54859/kjogi108872

Изучение геолого-геофизических материалов соседних месторождений

Сейсмическая съёмка участка, выполненная в 2017 г., охватывает лишь северную часть месторождения Актас [3].

Во временном кубе площади Бектурлы Восточный на основе атрибута eXchroma, извлечённого из оригинального сейсмического 3D куба, на глубине, соответствующей горизонту Ю-II, выделено русло (рис. 4). Оно берёт свое начало в северо-восточной части месторождения Жетыбай, меняет направление примерно под углом 90° на юго-запад в пределах площади Бектурлы Восточный. После поворота русло имеет прямолинейную траекторию и пересекает западную переклиналь структуры Актас [3, 4]. Сейсмические данные не охватывают всю площадь структуры Актас, однако исходя из установленной траектории русла можно предположить, что скважина №11 расположена в пределах пойменной части данного русла (рис. 5).

Следует отметить, что сейсмические материалы месторождения Жетыбай также подтверждают наличие русла. При сшивке сейсмических кубов месторождения Жетыбай и Восточный Бектурлы установлено, что русло на площади Жетыбай гипсометрически расположено примерно на 80 м выше по сравнению с участком в районе скважины №11 месторождения Актас.

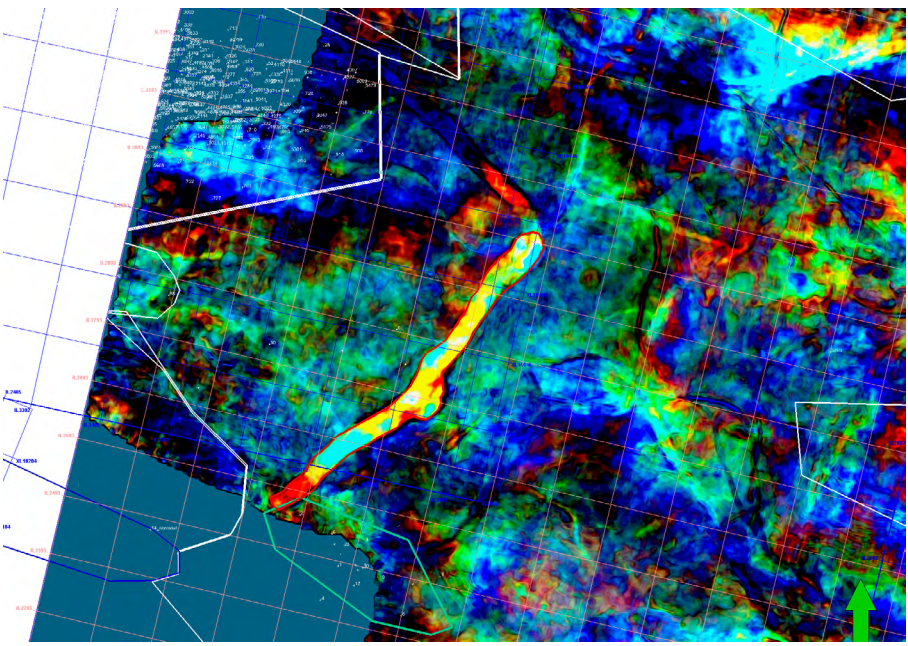


Рисунок 4. Срез атрибута eXchroma (на уровне горизонта Ю-IIA) на основе сейсмических данных 3D МОГТ месторождения Бектурлы Восточный

Figure 4. eXchroma Attribute Slice (at Reservoir Interval J-IIA Level) Based on 3D CDP Seismic Data from the Bekturly East Field

МОГТ / CDP– метод общей глубинной точки / Common Depth Point method

Это указывает на то, что русло направлено в сторону понижения рельефа – с северо-запада на юго-запад – относительно площади Бектурлы Восточный [5, 6].

По данным геофизических исследований скважин месторождения Жетыбай русло заглинизировано, в разрезе прослеживаются маломощные водонасыщенные коллекторы. Однако при сопоставлении глубинных разрезов двух месторождений в разрезе русла площади Бектурлы Восточный наблюдается аномалия яркого пятна волнового поля (рис. 6). Как известно, яркое пятно на фоне тусклой фазы возникает из-за значительного изменения акустического импеданса и в сейсмическом разрезе характеризуется как газовый индикатор. Если коллектор представлен достаточно мягкими породами и его импеданс меньше импеданса покрышки независимо от типа флюида, при переходе к залежи маленький отрицательный коэффициент отражения сменяется на большой отрицательный, и на разрезе формируется аномалия «яркое пятно».

В глубинном разрезе сейсмических данных месторождения Жетыбай можно проследить сплошную положительную фазу, где происходит накопление осадка глинистого характера (рис. 7). В таких условиях отражение волнового поля имеет однородно-фазовый характер, на горизонтальном срезе атрибута eXchroma фиксируется минимальной амплитудой сейсмического сигнала.

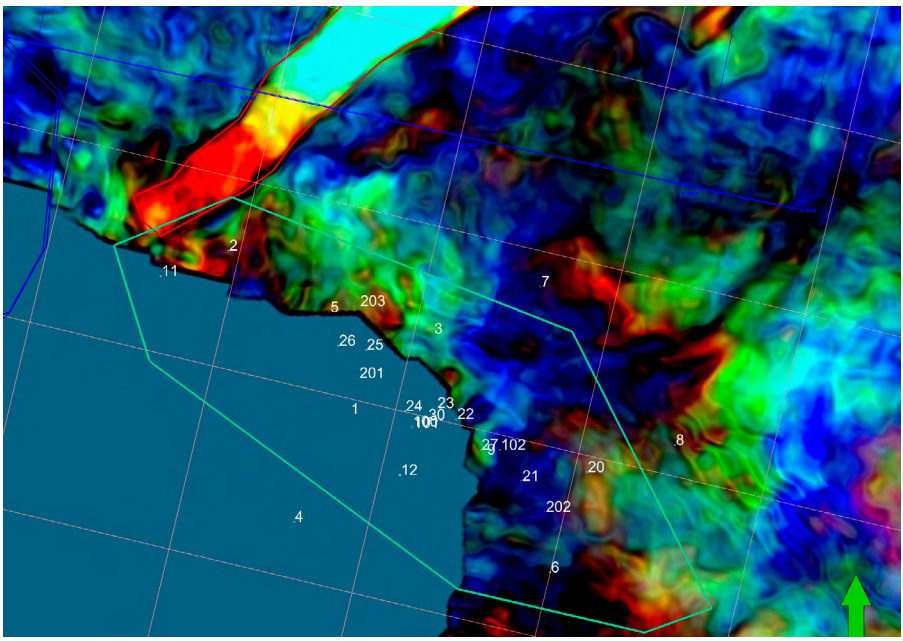
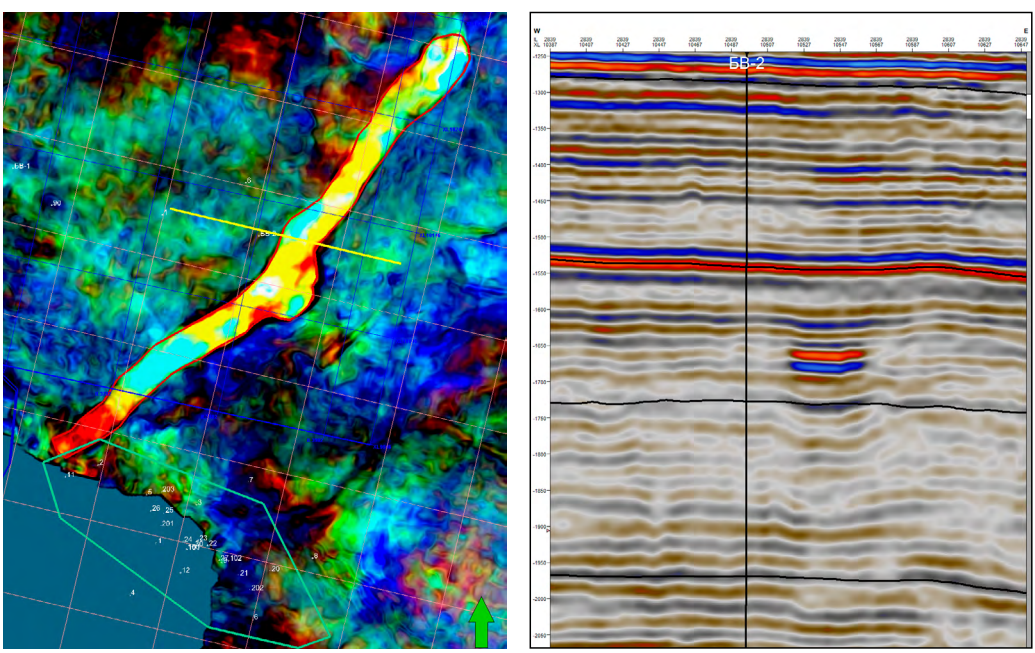


Рисунок 5. Фрагмент из атрибута eXchroma (на уровне горизонта Ю-IIA) южной части месторождения Бектурлы Восточный

Figure 5. Fragment of the eXchroma Attribute (at Reservoir Interval J-IIA Level) for the Southern Part of the Bekturly East Field



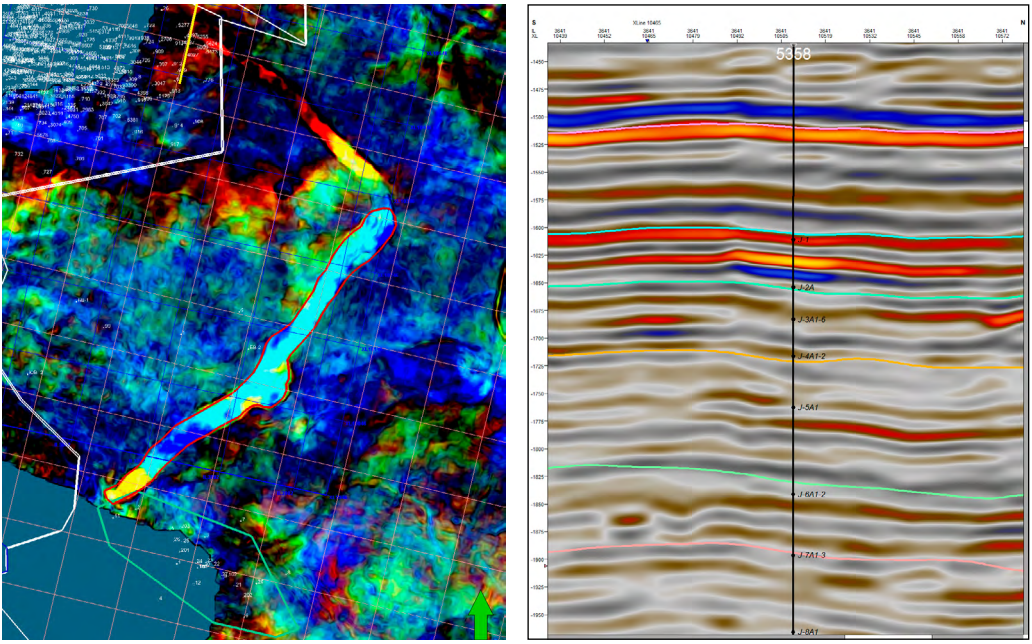
а) б)

Рисунок 6. Визуализация русла на основе сейсмических данных 3D МОГТ месторождения Бектурлы Восточный

Figure 6. Visualization of a Channel Based on 3D CDP Seismic Data from Bekturly East Field

а) глубинный разрез Inline 2839 через скважину БВ-2 (Восточный Бектурлы) / depth section along Inline 2839 crossing Well BV-2 (Bekturly East); б) срез атрибута eXchroma (на уровне горизонта Ю-IIA) / eXchroma attribute slice at the Reservoir Interval J-IIA level

DOI: 10.54859/kjogi108872



а) б)

Рисунок 7. Данные сейсморазведки 3D МОГТ месторождений Жетыбай и Восточный Бектурлы
Figure 7. 3D CDP Seismic Data from the Zhetybay and Bekturly East Fields
а) срез атрибута eXchroma (на уровне горизонта Ю- IIA, 1625 м) / eXchroma attribute slice at the Reservoir Interval J-IIA level (1,625 m); б) глубинный разрез через скважину БВ-2 / depth section crossing Well BV-2

Результаты и обсуждение

Исходя из результатов сейсмического анализа можно предположить, что добыча газа из скважины №11 осуществлялась не из залежи продуктивного горизонта Ю-IIA, а была связана с палеоруслом, которое обеспечивало устойчивую и длительную продуктивность скважины.

На основании сейсмических данных была выделена часть русловой структуры с предполагаемым содержанием ресурсов газа и выполнена оценка ресурсов газа, заключённых в её пределах.

Подсчёт ресурсов газа, приуроченного к палеоруслу, выполнялся объёмным методом. Подсчётные параметры, такие как коэффициенты газонасыщенности и пористости, начальное пластовое давление, поправка на отклонение газов от закона Бойля-Мариотта и температурная поправка, были приняты по аналогии с горизонтом Ю-IIA месторождения Актас.

Рассчитанный прогнозируемый объём ресурсов газа составляет около 480 млн м³ при размере оконтуренного руслового тела порядка 8 × 0,4 км и предполагаемой эффективной толщине продуктивного пласта 7 м.

Анализ вышеизложенных сейсмических данных в совокупности с промысловыми данными по скважине №11 подтверждает вероятность наличия газовой залежи, приуроченной к песчаному руслу. Данное предположение требует проведения дополнительных мероприятий по доразведке для уточнения геологического строения и подтверждения прироста запасов.

Заключение

Низкое качество сейсмических данных МОГТ 3D, выполненных на месторождениях Актас и Тасбулат в 2011–2012 гг., не позволяет провести динамическую интерпретацию для выявления палеотел, неструктурных ловушек. Рекомендуется провести сейсморазведку 3D и детальную обработку на данном участке. С целью получения качественного динамического анализа необходимо при обработке повысить разрешающую способность волнового поля и увеличить соотношение «сигнал – помеха». При стандартной обработке во временной области необходимо максимальное подавление кратных волн, случайных помех, увеличение влияния полезных волн, а также при постсуммарной обработке после миграции до суммирования рекомендуется качественное построение глубинно-скоростной модели по необходимым алгоритмам. После определения конфигураций русла в районе месторождения Актас по данным сейсмики необходимо пробурить разведочную скважину для подтверждения продуктивности выявленной залежи.

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: Байжигитова Ж.Н. – проведение анализа и создание методики исследования, систематизация и обобщение геолого-геофизических данных с последующим формулированием основных заключений, интерпретация результатов, участие в написании геологического раздела статьи; Нұрмухамбет М.Б. – сбор и анализ сейсмических данных, оформление графического материала, подготовка сейсмического раздела статьи, литературный обзор по теме исследования, систематизация научных источников и редактирование текста; Сулеева А.Ж. – анализ и интерпретация промысловых данных, содействие в редактировании структуры текста и согласование финальной версии статьи с руководством для дальнейшей публикации.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Zhanar N. Baizhigitova designed the research methodology, summarized geological and geophysical data, interpreted the results, and contributed to the geological section; Madina B. Nurmukhambet analyzed seismic data, prepared graphics, wrote the seismic section, conducted the literature review, and edited the manuscript; Aigul Zh. Suleyeva worked with production data, assisted in text editing, and coordinated the final version for publication.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Юргенс Е.Г., Байжигитова Ж.Н., Анисимова Н.А., Сулеева А.Ж., и др.* Пересчёт запасов УВС по газоконденсатным залежам месторождения Актас. ТЭО КИГ И КИК. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз». Актау, 2024. Отчёт №73. Договор №1361-222//54/2020АК.
2. *Джангиров А.Н., Шестаков А.Г., Богомазов А.И.* Отчёт о результатах обработки и комплексной интерпретации сейсморазведочных данных 3D-МОГТ на участке Бектурлы Восточный в 2017 г. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan». Алматы, 2017.
3. *Тихонов В.П., Андерсон Д., Ильтуков Р.* Отчёт о результатах переинтерпретации сейсмических данных 3D по месторождениям Актас и Тасбулат на контрактной территории ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» за 2011–2012 гг. OMV Exploration and Production.
4. *Сафонов А.С., Кондратьева О.О., Федотова О.В.* Поиск неантиклинальных ловушек углеводородов методами сейсморазведки. Москва: Научный мир, 2011. 512 с .
5. *Крупин А.А., Кышко И.Г., Дюсемалиева Л.М.* Перспективы восполнения ресурсов углеводородов в Мангистауском регионе, новые направления и технологии // Международный научно-практический форум «Нефтегазовое будущее Мангистау»; Апрель 25–27, 2024; Актау, Казахстан.
6. *Чакабаев С.Е., Кононов Ю.С., Иванов В.А.* Стратиграфия и коллекторские свойства юрских отложений Южного Мангышлака в связи с их нефтегазоносностью. Москва : Недра, 1971. 168 с.

REFERENCES

1. Yurgens YG, Baizhigitova ZN, Anisimova NA, Suleyeva AZ, et al. Pereschyot zapasov UVS po gazokondensatnym zalezham mestorozhdeniya Aktas. TEO KIG I KIK. Branch of KMG Engineering LLP "KazNIPImunaigaz". Aktau; 2024. Report No. 73, Contract No. 1361-222//54/2020AK. (In Russ).
2. Dzhangirov AN, Shestakov AG, Bogomazov AI. Otchyot o rezul'tatakh obrabotki i kompleksnoy interpretatsii seysmorazvedochnyh dannykh 3D-MOGT na uchastke Bekturly Vostochnyy v 2017 g. Professional Geo Solutions Kazakhstan LLP. Almaty; 2017. (In Russ).
3. Tikhonov VP, Anderson D, Il'tukov R. Otchyot o rezul'tatakh pereinterpretatsii seysmicheskikh dannykh 3D po mestorozhdeniyam Aktas i Tasbulat na kontraktnoy territorii Tasbulat Oil Corporation za 2011–2012 gg. OMV Exploration and Production. (In Russ).
4. Safonov AS, Kondrat'yeva OO, Fedotova OV. Poisk neantiklinal'nykh lovushek uglevodorodov metodami seysmorazvedki. Moscva: Nauchnyi mir; 2011. 512 p. (In Russ).

5. Krupin AA, Kyshko IG, Dyussemaliyeva LM. Perspektivy vospolneniya resursov uglevodorodov v Mangistauskom regione, novye napravleniya i tehnologii. International Scientific-Practical Conference “Mangystau Oil and Gas Future”; 2024 Apr 25–27; Aktau, Kazakhstan. (In Russ).
6. Chakabayev SY, Kononov YS, Ivanov VA. *Stratigrafiya i kollektorskiye svoystva yurskih otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka v svyazi s ikh neftegazonosnost’yu*. Moscow: Nedra; 1971. 168 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Байжигитова Жанар Нурсултановна
ORCID 0009-0005-1416-9493
e-mail: *zh.baizhigitova@kmge.kz*.
***Нұрмухамбет Мадина Бердалықызы**
ORCID 0009-0002-1605-302X
e-mail: *m.nurmukhambet@kmge.kz*.
Сулеева Айгуль Женисовна
ORCID 0009-0007-0011-0241
e-mail: *a.suleyeva@kmge.kz.*

AUTHORS’ INFO

Zhanar N. Baizhigitova
ORCID 0009-0005-1416-9493
e-mail: *zh.baizhigitova@kmge.kz*.
***Madina B. Nurmukhambet**
ORCID 0009-0002-1605-302X
e-mail: *m.nurmukhambet@kmge.kz*.
Aigul Zh. Suleyeva
ORCID 0009-0007-0011-0241
e-mail: *a.suleyeva@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 004.424.62
CSCSTI 52.47.19

DOI: 10.54859/kjogi108878

Received: 04.06.2025.
Accepted: 26.08.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Method of Multimodal Comparative Ranking of Project Drilling Points based on the Normalized Geological and Technological Parameters

Aktan Ye. Ibrayev[1], El-Sayed Negim[1], Dinmuhammed K. Zhenis[2], Aslan Kurmashev[3], Adina Sagyndykova[3]
[1]Satbayev University, Almaty, Kazakhstan
[2]KMG Engineering, Astana, Kazakhstan
[3]Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: Effective reservoir management require integrating multiple geological and technological parameters to optimize decision-making. Traditional approaches, while useful, often struggle with the complexity and volume of reservoir data, highlighting the need for more advanced analytical methods.
Aim: This article examines various methodologies for data-driven comparative analysis and its application for selection of drilling points for production and water flooding operations.
Materials and methods: Advanced computational techniques, including machine learning applications, are explored for their role in improving evaluation accuracy. Additionally, this study compares different comparative analysis approaches used in the industry, highlighting their strengths, limitations, and adaptability to various geological conditions.
Results: The synthesis of recent research demonstrates the potential of multimodal analysis approaches to enhance predictive accuracy and decision-making efficiency. Comparative evaluations reveal that while traditional methods remain valuable in certain contexts, data-driven techniques provide superior adaptability and scalability. Future advancements are identified in integrating real-time data streams and cross-disciplinary modeling.
Conclusion: Data-driven comparative analysis, particularly when supported by machine learning, shows significant promise in improving reservoir management practices. By enabling more accurate drilling point selection and more effective water flooding operations, these approaches can drive both economic and operational efficiency. The study emphasizes the importance of continuous innovation and integration of computational tools to address the evolving complexity of reservoir systems.
Keywords: *multimodal analysis; geological parameters; technological parameters; comparative analysis; well placement optimization; machine learning; reservoir management.*

To cite this article:
Ibrayev AY, Negim E-S, Zhenis DK, et al. Method of Multimodal Comparative Ranking of Project Drilling Points based on the Normalized Geological and Technological Parameters. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):18–24. DOI: 10.54859/kjogi108878.

© 2025 Ibrayev A.Ye., Negim E-S., Zhenis D.K., Kurmashev A., Sagyndykova A.

License CC BY-NC-ND 4.0

УДК 004.424.62
МРНТИ 52.47.19
DOI: 10.54859/kjogi108878
Получена: 04.06.2025.
Одобрена: 26.08.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Метод мультимодального сравнительного ранжирования проектных точек для бурения на основе нормализованных параметров геологии и разработки

А.Е. Ибраев[1], Э-С. Негим[1], Д.К. Женис[2], А. Курмашев[3], А. Сагындыкова[3]
[1]КазНИТУ им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан
[2]КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан
[3]Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Обоснование. Эффективная разработка месторождения требует интеграции показателей геологии и разработки для оптимального принятия решений. Традиционные подходы, хотя и полезны, часто сталкиваются с трудностями при работе с большим объёмом и сложностью данных по месторождениям, что подчеркивает необходимость применения более продвинутых методов анализа.
Цель. В данной статье исследуются методологии сравнительного анализа на основе данных и их практическое применение для выбора точек бурения добывающих и нагнетательных скважин.
Материалы и методы. В исследовании рассматриваются передовые вычислительные методы, в частности, использование машинного обучения для повышения точности оценки месторождения. Проведена сравнительная оценка существующих практик в отрасли, включающая анализ их сильных и слабых сторон, а также адаптируемости к различным геологическим условиям.
Результаты. Результаты последних исследований демонстрируют потенциал мультимодальных подходов к анализу для повышения точности прогнозов и эффективности принятия решений. Сравнительные оценки показывают, что, несмотря на ценность традиционных методов в определённых условиях, методы на основе цифровых данных обладают большей адаптивностью и масштабируемостью. Определены перспективные направления развития – использование потоков данных в реальном времени и междисциплинарное моделирование.
Заключение. Сравнительный анализ, основанный на данных и поддерживаемый методами машинного обучения, обладает значительным потенциалом в улучшении практик управления месторождениями. Благодаря более точному выбору точек бурения и повышению эффективности процессов заводнения данные подходы повышают как экономические, так и производственные показатели. В исследовании подчёркивается важность постоянных инноваций и интеграции вычислительных инструментов для решения растущей сложности систем месторождений.
Ключевые слова: *мультимодальный анализ, геологические параметры, показатели разработки, сравнительный анализ, оптимизация размещения скважин, машинное обучение, разработка месторождений.*

Как цитировать:
Ибраев А.Е., Негим Э-С., Женис Д.К., и др. Метод мультимодального сравнительного ранжирования проектных точек для бурения скважин на основе нормализованных параметров геологии и разработки // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 18–24. DOI: 10.54859/kjogi108878.

© Ибраев А.Е., Негим Э-С., Женис Д.К., Курмашев А., Сагындыкова А., 2025
Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 004.424.62
ҒТАХР 52.47.19

DOI: 10.54859/kjogi108878

Қабылданды: 04.06.2025.
Мақұлданды: 26.08.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Геология мен игерудің қалыпқа келтірілген параметрлеріне негізделген бұрғылауға арналған жобалау нүктелерін мультимодальды салыстырмалы саралау әдісі

А.Е. Ибраев[1], Э-С. Негим[1], Д.Қ. Жеңіс[2], А. Құрмашев[3], А. Сағындықова[3]
[1]Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан
[2]ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан
[3]Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Кен орнын тиімді игеру үшін геология мен игеру көрсеткіштерін біріктіру арқылы оңтайлы шешім қабылдау қажет. Дәстүрлі тәсілдер пайдалы болғанымен, көбінесе кен орындарындағы деректердің үлкен көлемімен және күрделілігімен жұмыс істеуде қиындықтарға тап болады, бұл озық талдау әдістерін қолданудың қажеттілігін көрсетеді.

Мақсаты. Бұл мақалада деректерге негізделген салыстырмалы талдау әдістемелері және өндіруші және айдау ұңғымаларын бұрғылау нүктелерін таңдау үшін олардың практикалық қолданылуы зерттеледі.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу барысында алдыңғы қатарлы есептеу әдістері, атап айтқанда кен орнын бағалаудың дәлдігін жақсарту үшін машиналық оқытуды қолдану қарастырылады. Саладағы қолданыста бар тәжірибелерге олардың күшті және әлсіз жақтарын, сондай-ақ әртүрлі геологиялық жағдайларға бейімделуін талдауды қамтитын салыстырмалы бағалау жүргізілді.

Нәтижелері. Соңғы зерттеулердің нәтижелері болжамдардың дәлдігі мен шешім қабылдау тиімділігін арттыру үшін мультимодальды талдау тәсілдерінің потенциалын көрсетеді. Салыстырмалы бағалаулар көрсеткендей, белгілі бір жағдайларда дәстүрлі әдістердің құндылығына қарамастан, сандық деректерге негізделген әдістер бейімделгіштігі мен ауқымдылығының жоғары екендігін көрсетті. Болашақтағы даму бағыттары ретінде нақты уақыт режиміндегі деректер ағындарын пайдалану және пәнаралық модельдеу анықталды.

Корытынды. Деректерге негізделген және машиналық оқыту әдістерімен қолдау көрсетілетін салыстырмалы талдау кен орындарын басқару тәжірибесін жақсартуда айтарлықтай әлеуетке ие. Бұрғылау нүктелерін дәлірек таңдау және суландыру процестерінің тиімділігін арттыру арқылы бұл тәсілдер экономикалық және өндірістік көрсеткіштерді арттырады. Зерттеу кен орындары жүйелерінің өсіп келе жатқан күрделілігін шешу үшін үздіксіз инновациялар мен есептеу құралдарын біріктірудің маңыздылығын көрсетеді.

Негізгі сөздер: *мультимодалды талдау, геологиялық параметрлер, игеру көрсеткіштері, салыстырмалы талдау, ұңғымаларды орналастыруды оңтайландыру, машиналық оқыту, кен орнын игеру.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Ибраев А.Е., Негим Э-С., Жеңіс Д.Қ., және б. Геология мен игерудің қалыпқа келтірілген параметрлеріне негізделген бұрғылауға арналған жобалау нүктелерін мультимодальды салыстырмалы саралау әдісі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4, 18–24 б. DOI: 10.54859/kjogi108878.

© Ибраев А.Е., Негим Э-С., Жеңіс Д.Қ., Құрмашев А., Сағындықова А., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Introduction

Optimizing well placement and reservoir management requires integrating geological variability, fluid dynamics, and engineering constraints. Traditional methods, such as static quality maps and empirical ranking techniques, fail to fully capture reservoir heterogeneity and dynamic flow behavior. Advanced machine learning and data-driven approaches enhance decision-making by leveraging real-time monitoring, streamline modeling, and probabilistic simulations, though they lack physical constraints and interpretability.

Recent advancements in subsurface characterization and well optimization have been driven by integrating geophysical, geological, and machine learning methodologies. In the Midland Basin, Texas, 3D seismic mapping has significantly enhanced well placement in the Wolfcamp Formation [1]. Using Vibroseis trucks and dynamite charges to generate seismic waves, the data collected through geophones underwent various processing techniques like time migration and seismic inversion to derive key rock properties. These seismic attributes were integrated with core samples, well logs, and geomechanical models, with machine learning algorithms identifying patterns between seismic signals and petrophysical properties. This integration allowed for more accurate reservoir models, reducing geological risks and optimizing horizontal drilling trajectories, ultimately leading to increased well productivity and economic efficiency.

Additionally, machine learning can improve production forecasting and decision-making in horizontal subsurface target identification and geosteering [2–3]. By using Random Forest models, SHAP analysis, and Monte Carlo simulations, production profiles were generated to predict cumulative oil production and identify critical factors like distance to the waterfront at well startup. Multi-criteria decision-making (MCA) approaches in geosteering further optimize well trajectory management by balancing various objectives, such as drilling efficiency and well placement accuracy [4]. Although challenges like high implementation complexity and data requirements remain, these integrated methodologies represent the future of reservoir management, offering more precise and cost-effective operations.

This study proposes a systematic approach for selecting targets in reservoir engineering operations using multimodal comparative analysis, which ranks candidates based on static and dynamic parameters while balancing multiple objectives. This formalized approach reduces subjective errors, improves decision quality, and enables real-time automation, though its implementation requires extensive data, model calibration, and rapid analysis in dynamic conditions.

By comparing conventional static methods with AI-driven and streamline-based techniques, this study highlights their strengths, limitations, and applicability under varying geological conditions. The findings contribute to improving well placement strategies, reducing reservoir modeling uncertainty, and enhancing hydrocarbon recovery through an integrated, data-driven decision-making framework.

Materials and methods

Comparative method was developed for ranking a large amount of input points with multiple parameters. Whole set of input points consists of n points $(x_1, \dots, x_n)$ with N parameter values $(p_1^i, \dots, p_N^i)$. The main purpose of the methodology is to rank points based only on their input data, without using expert weights for each parameter separately. To solve this problem, it was proposed to use a complex parameter P_i based on the product of the normalized values of the geological and technological attributes of each point.

There are parameters for which a positive effect is of great importance, such as oil reserves or oil saturation. But in some cases, it is necessary to calculate the inverse value of the parameters, for example, for the water cut. Normalized value of parameter is calculated using minimal and maximal values of the set. For parameters with positive effect $p_j^{i.norm.pos}$ can be derived from equation:

$$p_j^{i.norm.pos} = \frac{p_j^i - \min\limits_{1\dots N} p^i}{\max\limits_{1\dots N} p^i - \min\limits_{1\dots N} p^i} \quad (1)$$

For parameters with inversed effect $p_j^{i.norm.inv}$ is calculated from equation (2):

$$p_j^{i.norm.inv} = 1 - \frac{p_j^i - \min\limits_{1\dots N} p^i}{\max\limits_{1\dots N} p^i - \min\limits_{1\dots N} p^i} \quad (2)$$

where:

p_j^i – value of the given parameter;

$\min\limits_{1\dots N} p^i$ – minimal value for the set of the given parameter;

$\max\limits_{1\dots N} p^i$ – maximal value for the set of the given parameter.

Complex parameter P_i is a product of the multiplication of positive and inversed normalized values of parameters. If there are N parameters, and M of them are positive and O negative ($N=M+O$), then the complex value will be calculated using the formula (3):

$$P_i = \prod_1^M p_j^{i.norm.pos} \times \prod_1^O p_j^{i.norm.inv} \quad (3)$$

Thus, using a complex parameter, it is possible to rank input points within a single structural or geological unit (dome, block, horizon). If the input points have values on other structures, then further comparison can be carried out based on the sums of all complex parameters. Using

normalized values allows you to ensure that points are compared based on comparable parameters on the same dimensions. To avoid using expert weights for the parameters, it is assumed that each parameter makes the same contribution to the final estimate. To improve the accuracy and robustness of the results, it is recommended to exclude abnormal values from the parameter sets before calculations.

Results

The proposed multimodal comparative ranking method integrates static geological mapping, dynamic reservoir simulation, and machine learning to optimize well placement through a structured ranking framework. This approach was used in [5] for ranking project points for drilling injector wells. It evaluates well locations based on key factors such as residual oil reserves, drainage radius, injection-production efficiency, and reservoir variability, using a normalized scoring equation. This approach ensures a balanced, adaptive, and computationally efficient solution, prioritizing well locations with high remaining hydrocarbons, optimal spacing, and minimal production inefficiencies.

$$Score_i = (V_{oil}^{res})_i^{norm} \times \left(1 - \left(R_{avg}^{opt}\right)_i^{norm}\right) \times (1 - (K_{cum}^{opt})_i^{norm}) \times (1 - (V_{ratio})_i^{norm}) \quad (4)$$

where:

$(V_{oil}^{res})_i^{norm}$ – normalized residual oil reserves, accounting for remaining hydrocarbons in place;
$\left(R_{avg}^{opt}\right)_i^{norm}$ – normalized drainage radius measuring the deviation from the optimal well spacing;
$(K_{cum}^{opt})_i^{norm}$ – normalized cumulative compensation, indicating injection and production efficiency;
$(V_{ratio})_i^{norm}$ – normalized deviation of mobile reserves from project values, assessing reservoir variability.

The average drainage radius, adjusted to the project value, is calculated using equation:

$$R_{avg}^{opt} = \left|R_{avg} - R_{opt}\right| \quad (5)$$

where R_{opt} is the drainage radius of wells, determined based on the designed well spacing density.

The cumulative compensation, adjusted to the project value, is calculated using equation:

$$K_{cum}^{opt} = \left|K_{cum} - K_{opt}\right| \quad (6)$$

where K_{opt} is the target project cumulative compensation.

Another place of application of the proposed approach is the algorithm for selecting drilling points for producing wells. Once all relevant parameters are calculated, project points are ranked based on their likelihood of achieving the highest production, considering all associated operational units. The rank of each candidate $score_j^i$ at a specific horizon j is determined using normalized values of cumulative oil production Q_i^{oil}, water injection Q_i^{inj}, and pseudo oil flow rate $q_i^{pseudo_oil}$. These parameters are normalized within the bounds of a single operational unit, with inverse normalization applied to both cumulative oil production and water injection.

$$score_i^j = q_i^{norm} \times Q_i^{oil_norm} \times Q_i^{inj_norm} \quad (7)$$

$$q_i^{norm} = \frac{q_i^{pseudo_oil} - min\{q_i^{pseudo_oil}\}_i^N}{max\{q_i^{pseudo_oil}\}_i^N - min\{q_i^{pseudo_oil}\}_i^N} \quad (8)$$

$$Q_i^{oil_norm} = 1 - \frac{Q_i^{oil} - min\{Q_i^{oil}\}_{i=1}^N}{max\{Q_i^{oil}\}_i^N - min\{Q_i^{oil}\}_i^N} \quad (9)$$

$$Q_i^{inj_norm} = 1 - \frac{Q_i^{inj} - min\{Q_i^{inj}\}_i^N}{max\{Q_i^{inj}\}_i^N - min\{Q_i^{inj}\}_i^N} \quad (10)$$

The overall score of a project point is the sum of its scores across all operational units accessible through drilling at that location. Consequently, candidates linked to a greater number of operational units have a higher chance of oil discovery and receive a higher final evaluation. Based on the ranking results, 19 project points were approved for drilling. During 2024, production wells were drilled at the approved project points. 16 out of 19 wells operate with oil flow rates equal to or exceeding the planned values. The percentage of achieving planned targets for points selected using the software package was 84%.

Alongside the wells selected using the developed algorithm, 129 wells were drilled based on expert analysis of geological and field data. Meanwhile, the percentage of achieving planned targets for wells selected by expert analysis was 79%. Thus, the method of project point placement and ranking proposed in this study demonstrates comparable efficiency to manual selection performed by specialists.

Conclusion

Well placement optimization methods continue to evolve, yet none of the existing approaches fully integrates geological, technological, and dynamic production parameters. Static ranking methods, such as quality maps, remain effective tools for initial assessment but fail to account for changes in drainage volumes and fluid dynamics. Numerical flow simulations provide accurate predictions of pressure distribution and fluid movement. However, this approach is computationally demanding and highly sensitive to input uncertainties. Meanwhile, machine learning-based approaches enable rapid processing of large datasets but may generate geologically infeasible recommendations and require continuous model retraining.

DOI: 10.54859/kjogi108878

To enhance the efficiency and adaptability of well placement optimization, a multimodal comparative ranking has been proposed, integrating static geological properties, dynamic reservoir modelling, and AI-driven predictive analytics. This approach enables a systematic ranking of key parameters, including residual oil reserves, drainage radius, cumulative compensation, and deviations in mobile reserves from project values. The formation of an integrated well ranking system ensures not only the assessment of reservoir potential but also the optimization of spatial well distribution considering well interactions. Main advantage of the proposed method is usage of a normalization of the parameter values instead of expert weights. This allows to constant updates of results and minimizes a human factor in decision making processes. Case studies of combined geological modelling, hydrodynamic simulation, and AI-based methods demonstrate that multimodal analysis can significantly improve well placement accuracy and reservoir drainage efficiency. Research findings presented in global scientific literature confirm the flexibility and adaptability of this approach, allowing it to be applied across various reservoir types and evolving field conditions.

ADDITIONAL INFORMATION

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

Competing interests. The author 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 greatest contribution is distributed as follows: Aktan Ye. Ibrayev – methodology development, data interpretation validation and critical revision of the manuscript; El-Sayed Negim – scientific supervision, refinement of research design; Dinmuhammed K. Zhenis – execution of computational experiments and manuscript writing; Aslan Kurmashev – literature review, preparation of tables and figures, and manuscript formatting; Adina Sagyndykova – geological parameter analysis, comparison of industry practices, and interpretation of findings.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

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: Ибраев А.Е. – разработка методологии, интерпретация данных и редакция рукописи; Негим Э-С. – научное руководство, совершенствование дизайна исследования; Женис Д.К. – выполнение вычислительных экспериментов и написание рукописи; Курмашев А. – литературный обзор, подготовка таблиц и иллюстраций, оформление рукописи; Сагындыкова А. – анализ геологических параметров, сравнение отраслевых практик и интерпретация результатов.

REFERENCES

1. Fisher A, O'Keefe FX, Niedz C, et al. 3D Driven Rock Quality Mapping and Landing Target Selection in the Wolfcamp Formation: A Case Study on How to Combine Geologic, Geophysical, and Engineering Data to Produce Better Well Results, Midland Basin, Texas. Unconventional Resources Technology Conference; 2019 July; Denver, Colorado, USA. Available from: chooser.crossref.org/?doi=10.15530%2Furtec-2019-1147.
2. Salehi A, Arslan I, Deng L, et al. A Data-Driven Workflow for Identifying Optimum Horizontal Subsurface Targets // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2021 Sept 21–23; Dubai, UAE. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/21ATCE/21ATCE/D011S011R004/469195.
3. Martins BVD, Lesage A, Rondeleux B, et al. Use of Machine Learning Approach on the Results of a 3D Grid Model to Identify Impacting Uncertainties and Derive Low/High Production Profiles, FRF Team // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (ADIPEC); 2022 Oct 31 – Nov 3; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/22ADIP/22ADIP/D031S073R004/513086.
4. Kullawan K, Bratvold RB, Bickel JE. Value Creation with Multi-Criteria Decision Making in Geosteering Operations // SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium; 2014 May 19–20; Houston, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEHEES/proceedings-abstract/14HEES/14HEES/D021S009R002/211383.
5. Beken AA, Ibrayev AY, Zhetruov ZT, et al. Automatic selection of sites for drilling candidate injection wells. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2024;6(1):74–86. doi: 10.54859/kjogi108677.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Fisher A., O'Keefe F.X., Niedz C., et al.* 3D Driven Rock Quality Mapping and Landing Target Selection in the Wolfcamp Formation: A Case Study on How to Combine Geologic, Geophysical, and Engineering Data to Produce Better Well Results,

Midland Basin, Texas // Unconventional Resources Technology Conference; July 2019; Denver, Colorado, USA. Available from: chooser.crossref.org/?doi=10.15530%2Furtec-2019-1147.
2. *Salehi A., Arslan I., Deng L., et al.* A Data-Driven Workflow for Identifying Optimum Horizontal Subsurface Targets // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 21–23, 2021; Dubai, UAE. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/21ATCE/21ATCE/D011S011R004/469195.
3. *Martins B.V.D., Lesage A., Rondeleux B., et al.* Use of Machine Learning Approach on the Results of a 3D Grid Model to Identify Impacting Uncertainties and Derive Low/High Production Profiles, FRF Team // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (ADIPEC); Oct 31 – Nov 3, 2022; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/22ADIP/22ADIP/D031S073R004/513086.
4. *Kullawan K., Bratvold R.B., Bickel J.E.* Value Creation with Multi-Criteria Decision Making in Geosteering Operations // SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium; May 19–20, 2014; Houston, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEHEES/proceedings-abstract/14HEES/14HEES/D021S009R002/211383.
5. *Бекен А.А., Ибраев А.Е., Жетруов Ж.Т., и др.* Автоматический подбор зон для бурения нагнетательных скважин-кандидатов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №1. С. 74–86. doi: 10.54859/kjogi108677.

AUTHORS' INFO

***Aktan Ye. Ibrayev**
ORCID 0009-0005-1731-7092
e-mail: *ibrayev.a@su.edu.kz*.
El-Sayed Negim
ORCID 0000-0002-4370-8995
e-mail: *m.elsaid@satbayev.university*.
Dinmukhammed K. Zhenis
ORCID 0009-0003-4934-7347
e-mail: *dimashzhenis.pe@gmail.com*.
Aslan Kurmashev
ORCID: 0009-0001-8807-4252
e-mail: *a_kurmashev@kbtu.kz*.
Adina Sagyndykova
ORCID: 0009-0008-3352-3744
e-mail: *a_sagyndykova@kbtu.kz*.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Ибраев Актан Ермекович**
ORCID 0009-0005-1731-7092
e-mail: *ibrayev.a@su.edu.kz*.
Негим Эль-Саид
ORCID 0000-0002-4370-8995
e-mail: *m.elsaid@satbayev.university*.
Женис Динмухаммед Канатулы
ORCID 0009-0003-4934-7347
e-mail: *dimashzhenis.pe@gmail.com*.
Курмашев Аслан
ORCID: 0009-0001-8807-4252
e-mail: *a_kurmashev@kbtu.kz*.
Сагындыкова Адина
ORCID: 0009-0008-3352-3744
e-mail: *a_sagyndykova@kbtu.kz*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27
DOI: 10.54859/kjogi108885
Получена: 02.07.2025.
Одобрена: 03.10.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости на карбонатных коллекторах

Н.Т. Нұғман[1], А.Н. Бухарбаева[1], Д.Н. Құрақов[1], Е.Т. Баспаев[1], А.А. Башев[1], Т.С. Джаксылыков[1], А.С. Марданов[1], Д.А. Мушарова[2], Б.Ж. Жаппасбаев[2]
[1]Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан
[2]КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Обоснование. Разработка карбонатных коллекторов остаётся актуальной задачей в нефтегазовой отрасли ввиду их распространённости и сложности геологического строения. Низкопроницаемые карбонатные коллекторы имеют сложную гетерогенность и пористо-трещиноватую структуру, что усложняет равномерное вытеснение нефти при традиционном заводнении. В условиях значительной неоднородности продуктивных пластов системы поддержания пластового давления часто сопровождаются преждевременными прорывами воды по зонам с высокой проницаемостью и снижением коэффициента охвата.
Цель. Применение технологии выравнивания профиля приёмистости на одном из карбонатных месторождений Казахстана с целью оптимизации системы заводнения и повышения эффективности вытеснения.
Материалы и методы. Рассмотрены геолого-физические особенности объекта, методика подбора изолирующих составов на основе результатов лабораторных исследований и критерии выбора нагнетательных скважин-кандидатов. Оценка эффективности мероприятий выполнена по динамике профиля приёмистости и изменению дебитов реагирующих добывающих скважин.
Результаты. Технология выравнивания профиля приемистости была успешно реализована на шести нагнетательных скважинах с объёмом закачки водоизолирующего состава от 100 до 150 м³ на каждую скважину. Результаты геофизических исследований показали улучшение профиля приёмистости, а также подключение ранее неработающих интервалов. В результате коэффициент охвата по нагнетательным скважинам увеличился в среднем на 14%. Мониторинг показал, что удельный эффект составил 1,2 тыс. т дополнительной нефти на одну скважино-операцию.
Заключение. Полученные данные подтверждают эффективность применения технологии выравнивания профиля приемистости для стабилизации системы поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи в условиях сложной пористо-трещиноватой структуры.
Ключевые слова: *карбонатные коллекторы, потокоотклоняющие технологии, выравнивание профиля приемистости, заводнение, поддержание пластового давления, изолирующие составы, гетерогенность коллекторов, пористо-трещиноватая структура.*

Как цитировать:
Нұғман Н.Т., Бухарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., и др. Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости на карбонатных коллекторах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 25–37. DOI: 10.54859/kjogi108885.

© Нұғман Н.Т., Бухарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., Джаксылыков Т.С., Марданов А.С., Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., 2025
Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27
DOI: 10.54859/kjogi108885
Received: 02.07.2025.
Accepted: 03.10.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Field Application of Injectivity Profile Alignment in Carbonate Reservoirs

Nurdaulet T. Nugman[1], Aidana N. Bukharbayeva[1], Daniyar N. Kurakov[1], Yerlan T. Baspayev[1], Adilbek A. Bashev[1], Talgat S. Jaxylykov[1], Altynbek S. Mardanov[1], Darya A. Musharova[2], Birzhan Zh. Zhappasbayev[2]
[1]Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan
[2]KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: Carbonate reservoirs are widespread and geologically complex, making their development a persistent challenge for the oil and gas industry. Low-permeability formations typically exhibit strong heterogeneity and a fractured–porous matrix, which hinder uniform oil displacement during conventional waterflooding. In such settings, reservoir pressure maintenance often results in early water breakthroughs along high-permeability zones and reduced sweep efficiency.
Aim: This study reports injectivity profile alignment (IPA) in a carbonate reservoir in Kazakhstan to optimize waterflooding and enhance displacement efficiency.
Materials and methods: The study covers the reservoir's geological and petrophysical characteristics, the selection of water-blocking formulations based on laboratory results, and the criteria for identifying candidate injection wells. Effectiveness was evaluated from injectivity profile changes and production responses of nearby wells.
Results: IPA treatments were implemented in six injection wells, with 100–150 m³ of water-blocking formulation injected per well. Logging confirmed improved injectivity profiles and flow contribution from previously inactive intervals. Sweep efficiency increased by an average of 14%. Field monitoring showed stable performance, with each treatment yielding about 1.2 thousand tonnes of incremental oil.
Conclusion: The results confirm that IPA is effective for stabilizing reservoir pressure maintenance and enhancing oil recovery in complex fractured–porous media.
Keywords: *carbonate reservoirs; flow-diverting technologies; injectivity profile alignment (IPA); waterflooding; reservoir pressure maintenance; water-blocking formulations; reservoir heterogeneity; fractured–porous media.*

To cite this article:
Nugman NT, Bukharbayeva AN, Kurakov DN, et al. Field Application of Injectivity Profile Alignment in Carbonate Reservoirs. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):25–37. DOI: 10.54859/kjogi108885.

© 2025 Nugman N.T., Bukharbayeva A.N., Kurakov D.N., Baspayev Ye.T., Bashev A.A., Jaxylykov T.S., Mardanov A.S., Musharova D.A., Zhappasbayev B.Zh.
License CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 622.276
ҒТАХР 52.47.27

DOI: 10.54859/kjogi108885

Қабылданды: 02.07.2025.
Мақұлданды: 03.10.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Карбонатты коллекторларда қабылдау профилін тегістеу технологиясын қолдану тәжірибесі

Н.Т. Нұғман[1], А.Н. Бұқарбаева[1], Д.Н. Құрақов[1], Е.Т. Баспаев[1], Ә.А. Башев[1], Т.С. Жақсылықов[1], А.С. Марданов[1], Д.А. Мушарова[2], Б.Ж. Жаппасбаев[2]
[1]ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан
[2]ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Карбонатты коллекторларды әзірлеу олардың таралуы мен геологиялық құрылымының күрделілігіне байланысты мұнай газ саласында өзекті міндеттердің бірі болып қала береді. Төмен өткізгіш карбонатты коллекторлар күрделі гетерогенділікке және кеуекті-сызатты құрылымға ие, бұл дәстүрлі суландыру кезінде мұнайдың біркелкі ығыстыруын қиындатады. Өнімді қабаттардың айтарлықтай гетерогенділігі жағдайында қабаттық қысымды ұстап тұру жүйелері көбінесе өткізгіштігі жоғары және қамту коэффициенті төмендеген аймақтар бойынша судың мерзімінен бұрын бұзылуымен қатар жүреді.

Мақсаты. Суландыру жүйесін оңтайландыру және ығыстыру тиімділігін арттыру мақсатында Қазақстанның карбонатты кен орындарының бірінде қабылдау бейінін теңестіру технологиясын қолдану.

Материалдар мен әдістер. Объектінің геологиялық-физикалық ерекшеліктері, зертханалық зерттеулердің нәтижелері негізінде оқшаулағыш құрамдарды таңдау әдістемесі және кандидаттардың айдау ұңғымаларын таңдау критерийлері қарастырылды. Іс-шаралардың тиімділігін бағалау қабылдау профилінің динамикасы және жауап беретін өндіруші ұңғымалардың дебиттерінің өзгеруі бойынша орындалды.

Нәтижелері. Қабылдау профилін тегістеу технологиясы әр ұңғымаға 100 ден 150 м³-ге дейін су өткізбейтін құрамды айдау көлемі бар алты айдау ұңғымаларында сәтті өткізілді. Геофизикалық зерттеулердің нәтижелері қабылдау профилінің жақсарғанын, сондай-ақ бұрын жұмыс істемейтін аралықтардың қосылғанын көрсетті. Нәтижесінде айдау ұңғымалары бойынша қамту коэффициенті орта есеппен 14%-ға өсті. Мониторинг бір ұңғыма операциясына 1,2 мың тонна қосымша мұнайдың үлестік әсері бар екенін көрсетті.

Корытынды. Алынған деректер қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесін тұрақтандыру және күрделі кеуекті-сызатты құрылым жағдайында мұнай беруді арттыру үшін қабылдау бейінін теңестіру технологиясын қолданудың тиімділігін растайды.

Негізгі сөздер: *карбонатты коллекторлар, ағыннан бас тарту технологиясы, қабылдау профилін тегістеу, суландыру, қабат қысымын ұстау, оқшаулағыш құрамдар, коллектор гетерогенділігі, кеукті-сызатты құрылым.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Нұғман Н.Т., Бұқарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., және б. Карбонатты коллекторларда қабылдау профилін тегістеу технологиясын қолдану тәжірибесі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 25–37 б. DOI: 10.54859/kjogi108885.

© Нұғман Н.Т., Бұқарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., Жақсылықов Т.С., Марданов А.С., Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Введение

Карбонатные коллекторы играют ключевую роль в мировой нефтегазовой промышленности, поскольку, по оценкам из различных источников, на их долю приходится около 50% разведанных запасов углеводородов [1–3]. Однако, несмотря на их значительный ресурсный потенциал и широкое распространение, разработка этих коллекторов сопряжена с рядом технологических и геологических трудностей. Течение жидкости через кавернозные, трещиноватые известняки и доломиты существенно отличается от процесса в коллекторах песчаника с однородной системой пор. Это различие обусловлено более сложной структурой пористой системы карбонатных коллекторов, что приводит к формированию неоднородных текучих систем [4].

В условиях разработки карбонатных коллекторов закачка воды является важной мерой для восстановления пластового давления и формирования системы поддерживающего воздействия, направленной на увеличение и стабилизацию добычи нефти [5–7]. Однако ввиду высокой неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств (далее – ФЕС) процесс заводнения нередко сопровождается неравномерным охватом продуктивного пласта воздействием и преждевременным обводнением добывающих скважин [8]. Как показывает опыт разработки месторождений АО «Газпромнефть-ННГ», прорыв закачиваемой воды в нагнетательные скважины по высокопроницаемым каналам фильтрации и трещинам приводит к стремительному росту обводнённости добывающих скважин до 80–90%, при этом коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) зачастую не превышает 40–50% от начальных извлекаемых запасов [9]. Подобные потери эффективности объясняются тем, что, в отличие от песчаных коллекторов, гидродинамические процессы в которых описываются через однородные пористые среды, в карбонатных коллекторах используется теория перколяции в многокомпонентных полях непрерывной среды [10]. Это позволяет учитывать не только поровую проницаемость, но и трещиноватость, а также взаимодействие различных фильтрационных каналов. В связи с этим для оптимизации процесса заводнения в карбонатных коллекторах актуально применение технологий, которые способствуют улучшению гидродинамического распределения жидкости и повышению эффективности разработки месторождений [11]. В целях увеличения охвата заводнением и минимизации прорывов закачиваемой воды применяются такие решения, как клапаны автономного управления [12], технологии селективной изоляции водопритока [13], обработки интервалов с пониженной приемистостью [14], а также потокоотклоняющие технологии, показавшие высокую эффективность при работе с трещиноватыми карбонатными коллекторами.

В данной работе представлен практический опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП), впервые реализованной на карбонатных коллекторах месторождений АО НК «КазМунайГаз». Особенность проведённых мероприятий заключается в том, что они были выполнены в сложных геолого-физических условиях, характеризующихся высокой трещиноватостью, неоднородностью по проницаемости и значительной обводнённостью. В исследовании рассматриваются как лабораторные этапы подбора оптимальных химических композиций, так и опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ), направленные на оценку их эффективности. Полученные результаты позволяют не только подтвердить применимость технологии в карбонатных коллекторах, но и выработать рекомендации для её дальнейшего масштабного внедрения на других объектах компании.

Технология ВПП представляет собой набор инженерно-технологических решений, направленных на управление направлением и интенсивностью фильтрационных потоков закачиваемых агентов с целью повышения эффективности разработки нефтяных и газовых залежей. Основная задача данной технологии заключается в перераспределении потоков в продуктивном пласте для активизации разработки низкопроницаемых и малодренируемых зон. Существуют различные подходы к реализации ВПП в зависимости от состава применяемых реагентов, цели обработки и характеристик коллекторов. Среди наименее ресурсоёмких и широко применяемых технологий можно выделить гелевые системы, композиции на основе поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), полимерные растворы, гелеобразующие ПАВ, а также инновационные материалы, созданные с использованием нанокомпозитов. Особое внимание уделяется составам, способным к образованию гелей и осадков в результате реакции с поливалентными катионами, содержащимися в пластовой воде. Такой механизм позволяет отказаться от использования дополнительных химических сшивателей, что упрощает технологический процесс и повышает его экологическую безопасность [15]. В работе [16] предложена матрица выбора водоизолирующих составов для карбонатных коллекторов, учитывающая тип коллектора, степень минерализации как закачиваемой, так и пластовой воды, а также уровень выработанности запасов. Подобный подход позволяет обеспечить более обоснованный подбор технологий изоляции, адаптированных к конкретным геолого-гидродинамическим условиям месторождений.

Анализ литературных данных, представленных в табл. 1, демонстрирует значительную эффективность технологии ВПП при её использовании в системах заводнения карбонатных коллекторов. Дополнительная

DOI: 10.54859/kjogi108885

добыча нефти на одну операцию варьируется от 0,75 до 40,8 тыс. т, что подтверждает значительный технологический потенциал данного направления [16–18]. В работе [19] рассматривается опыт ВПП на карбонатных месторождениях с использованием композиционного состава с замедлителями. Для скважины К-024 исходная приемистость составила 90,4 м²/сут с заметной дискретностью поглощения – 61,31% вскрытой толщины пласта, при этом основной объём поглощения ограничивался 19,1%. После применения ВПП с композиционным составом наблюдалось значительное улучшение показателей, а именно: приемистость увеличилась до 204,5 м³/сут с поглощением 72,31% вскрытой толщины пласта.

Таблица 1. Промышленные кейсы применения ВПП в системах заводнения карбонатных месторождений
Table 1. Field cases of IPA application in waterflooding systems of carbonate reservoirs

Месторождение Field	Состав Composition	Пластовая температура, °C Reservoir temperature, °C	Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	Количество нагн. скважин, ед. Number of injection wells	Технологический эффект Technological effect	Доп. добыча нефти, тыс. т Incremental oil, thousand t
Мишкинское [16] Mishkinskoye [16]	Гелеполимерные составы на основе частично гидролизованного ПАА Gel–polymer formulations based on partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM)	25	17,4	4	Снижение обводнённости добывающих скважин на 2–6% Reduction in water cut of production wells by 2–6%	3
Киенгопское [16] Kyengopskoye [16]	Композиция на основе щелочного раствора полиакриловой кислоты с добавками силиката натрия Composition based on an alkaline solution of polyacrylic acid with sodium silicate additives	-	-	11	1,79 тыс. т нефти на одну скважино-обработку 1.79 thousand t of oil per well treatment	19,7
Ванкорское (Як-III–VII) [17] Vankorskoye (Yak-III–VII) [17]	Гелеполимерный состав Gel–polymer formulation	34	8,9	2	Подтверждена технологическая эффективность в ходе ОПИ Technological efficiency confirmed during pilot field trials	81,6412
Гремихинское [16] Gremikhinskoye [16]	Термогель Thermogel	-	150	8	0,8 тыс. т нефти на одну скважино-обработку 0.8 thousand t of oil per well treatment	>6
Жанажол [18] Zhanazhol [18]	ПАА + АХ HPAM + chromium acetate (CrAc)	81	0,41	1 / 3 / 4	Эффективность составила 80% Efficiency reached 80%	2,433 / 9,186 / 11,318

ПАА / HPAM – полиакриламид / hydrolyzed polyacrylamide; АХ / CrAc – ацетат хрома / chromium acetate

После обработки для скважины А-324 приемистость увеличилась с 63,3 до 136,0 м³/сут при давлении 24,2 МПа.

Механизм действия технологии реализуется через два ключевых процесса: (1) воздействие на призабойную зону нагнетательных скважин, направленное на ВПП; (2) формирование зон повышенного фильтрационного сопротивления в межскважинном пространстве, что способствует изменению направления потоков и повышению охвата заводнением ранее не вовлечённых зон продуктивного коллектора [20].

Материалы и методы

Объектами испытаний являются карбонатные коллекторы. На момент начала ОПИ они характеризовались низкой степенью выработанности и высоким уровнем обводнённости.

Перед проведением ОПИ был выполнен комплекс лабораторных исследований по подбору оптимальных химических композиций. Для испытаний были отобраны составы на основе сшитых полимерных гелей. Технология ВПП реализуется путём закачки в пласт гелевых растворов, создающих фильтрационные барьеры в зонах с низким сопротивлением, тем самым перенаправляя вытесняющий агент в ранее не охваченные зоны коллектора.

Оценка эффективности проводилась на основании количественных (снижение обводнённости, дополнительная добыча нефти) и качественных (результаты промыслово-геофизических

исследований (далее – ГИС) до и после обработки) показателей. Мониторинг технологической эффективности продолжался не менее 180 сут.

Основанием проведения технологии ВПП является поиск оптимальных решений для снижения обводнённости и повышения добычи нефти за счёт блокирования каналов с низким фильтрационным сопротивлением и вовлечения в разработку ранее не дренируемых участков пласта. Научная значимость выполненных исследований заключается в увязке параметров композиций с геолого-физическими характеристиками пласта: были изучены реологические свойства при различных скоростях сдвига, скорость и механизм гелеобразования, прочность и стабильность гелей, а также совместимость составов с минерализованной пластовой водой. Такой подход позволяет обосновать выбор состава с учётом особенностей порового пространства карбонатных коллекторов и повысить эффективность применения технологии ВПП.

Результаты и обсуждение

Результаты лабораторных исследований

Лабораторные исследования по подбору составов для технологии ВПП включали комплекс экспериментальных работ, направленных на изучение физико-химических свойств реагентов, оценку их реологических характеристик в условиях, максимально приближенных к пластовым, а также проверку термической стабильности и устойчивости к химической деструкции при воздействии пластовых температур. Для лабораторного исследования были подготовлены три варианта композиции на основе ПАА и АХ:

- композиция № 1 – полимер, предварительно сшитый (далее – ПСП), 0,5 г/л, с использованием АХ в качестве катион-сшивателя, ПАА 5 г/л и АХ 0,3 мл/л;
- композиция № 2 – ПАА 7 г/л + АХ 0,5 мл/л;
- композиция № 3 – ПАА 10 г/л + АХ 0,7 мл/л.

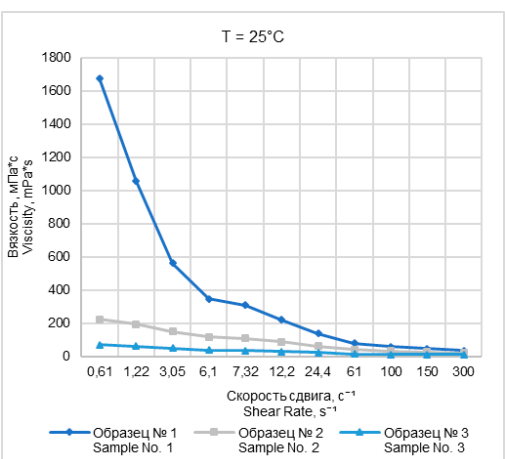
Основные различия композиций заключались в концентрации компонентов и применении технологии предварительной сшивки полимера. АХ использовался как основной сшиватель, обеспечивающий формирование устойчивых гелей.

Программа лабораторных исследований включала:

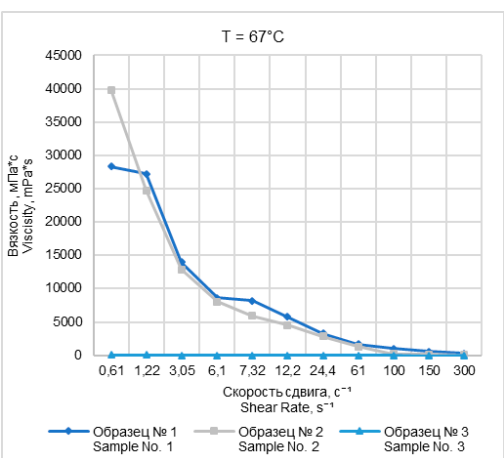
- определение времени и скорости гелеобразования;
- измерение прочности гелей;
- изучение реологических свойств при различных скоростях сдвига;
- проверку совместимости с пластовой водой и устойчивости при повышенных температурах.

В составе №1 ПАА использовался в виде ПСП. Сшивка проводилась заранее с применением поливалентного катиона (АХ), что обеспечивало высокую устойчивость геля, контролируемую скорость формирования структуры и стабильность реологических свойств.

Результаты измерений вязкости композиций представлены на рис. 1, где показаны замеры при пластовой и атмосферной температуре. Анализ позволяет смоделировать условия фильтрации в порах коллектора и оценить поведение геля при различных скоростях потока. Образцы №1 и №2 продемонстрировали стабильность состава при различных значениях скоростей сдвига, что свидетельствует о высокой стабильности этих композиций в условиях, близких к реальным условиям месторождения.



а)



б)

Рисунок 1. Замеры вязкости образцов при различных скоростях сдвига
Figure 1. Viscosity measurements of samples at different shear rates
а) при 25°C / at 25 °C; б) при 67°C / at 67 °C

DOI: 10.54859/kjogi108885

На рис. 2 представлены результаты оценки термостабильности готовой композиции при пластовой температуре и скорости сдвига 7,32 $с^{-1}$, выбранная скорость сдвига соответствует характерным значениям в поровом пространстве при заводнении. По результатам лабораторных исследований составлена итоговая сводная таблица с основными параметрами, по результатам которой проводится сравнительный анализ и определяется оптимальный вариант состава.

Образец № 1 продемонстрировал стабильность состава и был визуально оценен как умеренно текучий гель, не претерпевший изменений до финальной стадии измерений. Композиция №1 была выбрана для дальнейших работ, т.к. она показала лучшие результаты по совместимости с промысловой водой и водой водозаборной скважины, а также проявила высокую эффективность гелеобразования, термостабильности и устойчивости к воздействию деструктора.

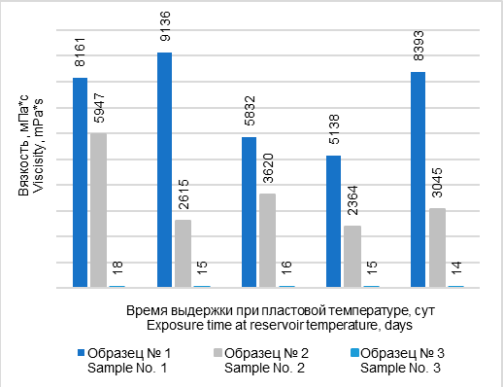


Рисунок 2. Термостабильность готовой композиции
Figure 2. Thermal stability of the prepared formulation

Таблица 2. Результаты лабораторных исследований по подбору оптимальной композиции
Table 2. Results of laboratory studies for selecting the optimal formulation

№ композиции Formulation No.	Время гелеобразования Gelation time	Совместимость с промысловыми водами Compatibility with field water	Эффективная вязкость (мПа*с) при 7,32 $с^{-1}$ при температуре Effective viscosity (mPa·s) at 7.32 s^{-1}, °C			Термостабильность до 30 сут Thermal stability up to 30 days	Начальный градиент давления сдвига, атм/м Initial shear pressure gradient, atm/m	Фактор остаточного сопротивления Residual resistance factor	Проницаемость по воде, (до закачки), мДа Water permeability (before injection), mD	Проницаемость по воде, (после закачки), мДа Water permeability (after injection), mD
			до гелеобразования before gelation		после гелеобразования after gelation					
			25°C	67°C	67°C					
1	48 ч 48 h	совместимо compatible	311	8161	4441	стабилен stable	76	42961	744	0,02
2	24 ч 24 h	совместимо compatible	111	5947	3342	стабилен stable	36,6	7557	870	0,12
3	<40 мин <40 min	частично совместимо partially compatible	39	18	15	нестабилен unstable	0,1	51	928	20

Скрининг и подбор участков

Для проведения ОПИ по технологии ВПП было выбрано карбонатное месторождение Казахстана, на котором аналогичные мероприятия ранее не проводились. Геологическое строение месторождения отличается высокой степенью литологической неоднородности, а также выраженной трещиновато-пористой структурой. Целевой объект разработки характеризуется пониженным пластовым давлением и ограниченной эффективностью системы поддержания пластового давления (далее – ППД), что обуславливает низкий коэффициент охвата вытеснением и преждевременное обводнение добывающих скважин. Средняя глубина залегания продуктивных коллекторов составляет порядка 3000 м. По данным гидродинамических исследований, проницаемость пород варьируется от 0,57 до 4,7 × 10^{-3} мкм². Геолого-физические характеристики и ФЕС исследуемого объекта систематизированы и представлены в табл. 3.

Таблица 3. Основные параметры целевого объекта
Table 3. Key parameters of the target reservoir

Показатели Parameter	Значения Value
Средняя глубина залегания, м Average reservoir depth, m	~3000 м
Тип залежи Reservoir type	массивно-пластовая massive bedded
Пластовая температура, °C Reservoir temperature, °C	67
Текущее пластовое давление, МПа Current reservoir pressure, MPa	17,9
Вязкость пластовой нефти, сП Reservoir oil viscosity, cP	0,35
Пористость по керну, д. ед. Core porosity, frac. units	0,10
Проницаемость, *10^{-3} мкм² (доб. / нагн. скважины) Permeability, ×10^{-3} μm² (producers / injectors)	0,71 / 0,57
Минерализация пластовой воды, г/л Formation water salinity, g/L	68,6–101,5
Выработка, % Recovery factor, %	38

Таблица 4. Критерии выбора нагнетательных скважин для реализации технологии ВПП
Table 4. Selection criteria for injection wells to implement IPA technology

Критерий Criteria	Параметры Parameters
Техническое состояние нагнетательных скважин Technical condition of injection wells	герметичность забоя, отсутствие заколонных перетоков Bottomhole integrity, absence of behind-casing flows
Давление закачки нагнетательной скважины Injection pressure	максимально допустимое давление оборудования – 120 МПа Maximum allowable equipment pressure – 120 MPa
Максимальная приемистость без штуцера, м³/сут Maximum injectivity without choke, m³/d	> 100
Количество реагирующих скважин на 1 нагнетательную скважину, ед. Number of responding producers per injection well	> 3
Суммарный дебит нефти сетки реагирующих скважин, т/сут Total oil production rate of responding wells, t/d	>50

Для реализации технологии ВПП были отобраны шесть нагнетательных скважин. Критерии выбора скважин основывались на анализе данных, представленных в табл. 4, которые включают геолого-технические параметры. Дополнительно учитывались результаты трассерных исследований, позволяющих оценить эффективность воздействия на добывающие скважины. В зависимости от характеристик конкретных нагнетательных скважин, количество реагирующих добывающих скважин варьируется от 6 до 17 ед. на одну нагнетательную, что демонстрирует степень распространения воздействия ВПП в залежах.

Прогноз технологических показателей добычи

Для построения прогноза базовой добычи был использован аналитический метод, путем расчёта темпа падения, определённого на основе фактических показателей добычи за последние 90 сут, в течение которых наблюдается стабильная добыча. Основные параметры прогноза:

- накопленная дополнительная добыча нефти – 1800 т;
- расход полиакриламида – 3,425 т;
- снижение обводнённости – 1%;
- дополнительная добыча нефти на 1 т сухого реагента – 525,55 т/т.

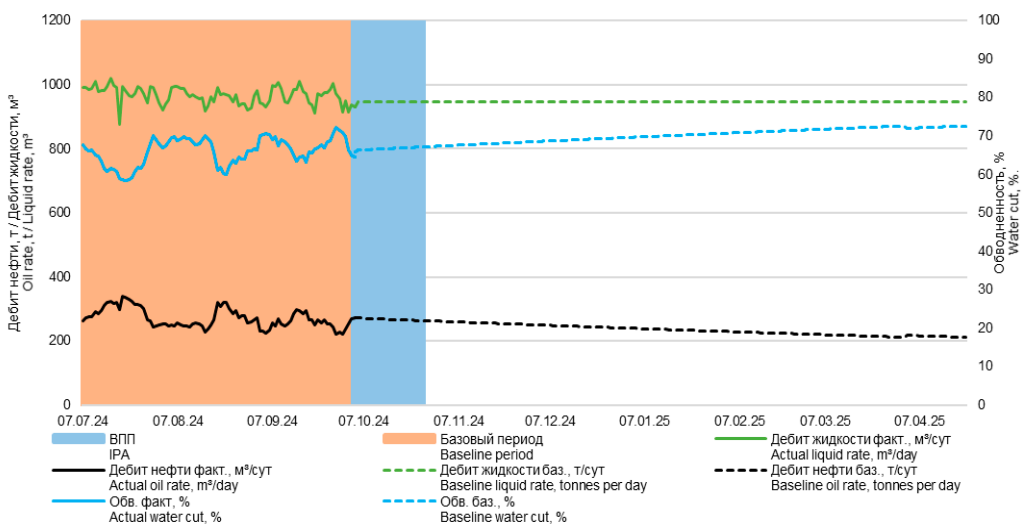


Рисунок 3. Динамика прогнозных базовых технологических показателей
Figure 3. Dynamics of forecast baseline technological indicators

DOI: 10.54859/kjogi108885

Обработка и мониторинг эффективности

Были проведены подготовительные работы скважин и оборудования, контроль качества реагентов.

Основные работы включали опрессовку, закачку химической композиции и буферного объёма воды, выдержку скважины для формирования геля. Работы были проведены с параметрами графика закачки, представленными в таблице ниже.

По завершении периода мониторинга, который составил 180 сут, были получены следующие показатели технологической эффективности применения ВПП. Общая дополнительная добыча нефти составила 7024,8 т, снижение обводнённости – 12,2%, что подтверждает положительное воздействие реагентов на снижение водосодержания в добываемой нефти. В расчёте на 1 т сухого реагента дополнительная добыча нефти составила 2051 т, что указывает на высокую экономичность использования реагентов в процессе закачки. Также следует отметить, что максимальный уровень дополнительной добычи нефти в сутки за весь период составил 117,4 т/сут, что также свидетельствует о стабильности и высоком потенциале технологии в условиях текущего мониторинга.

В рамках оценки влияния технологии ВПП на фильтрационные характеристики продуктивного пласта были проведены ГИС для нагнетательных скважин до и после закачки. Изменения профиля приемистости по результатам ГИС представлены на рис. 5.

Таблица 5. Критерии выбора нагнетательных скважин для реализации технологии ВПП
Table 5. Parameters of injection wells selected for IPA implementation

Параметры Parameters	№ скважины / Well No.					
	1	2	3	4	5	6
Объем раствора, м³ Treatment volume, m³	150	100	100	100	100	135
ПСП, кг PSP, kg	75	50	50	50	50	67,5
ПАА, кг HPAM, kg	750	500	500	500	500	675
АХ, л CrAc, L	45	30	30	30	30	40,5
Начальная приемистость, м³/сут Initial injectivity, m³/d	256	656	295	154	232	130
Конечная приемистость, м³/сут Final injectivity, m³/d	163	650	262	120	96	60
Начальное давление закачки, атм Initial injection pressure, atm	134	21	150	217	173	145
Конечное давление закачки, атм Final injection pressure, atm	157	74	175	232	220	220

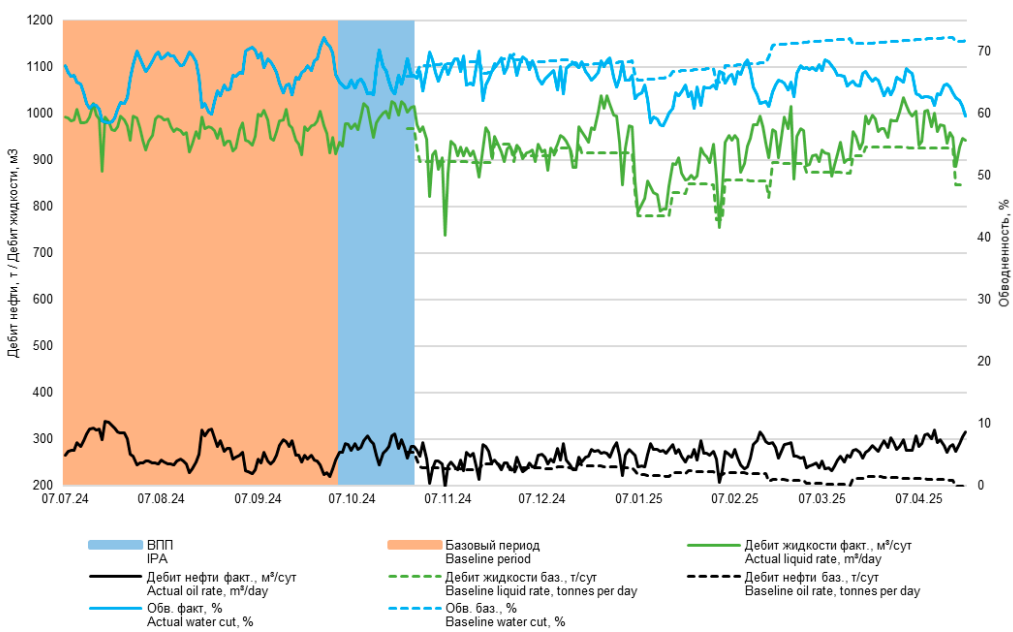


Рисунок 4. Основные фактические и прогнозные показатели по участку ОПИ
Figure 4. Key actual and forecast indicators for the pilot test area

Результаты ГИС показали улучшение коэффициента охвата пласта по вертикали, что указывает на восстановление проницаемости отдельных интервалов и более равномерное распределение закачиваемого объёма. Также было зафиксировано подключение ранее не работавших интервалов, свидетельствующее о расширении зоны дренирования и повышении эффективности заводнения.

Таблица 6. Результаты проведения ГИС до и после
Table 6. Well logging results before and after IPA

№ скв. Well No.	Дата проведения до ВПП Date before IPA	Дата проведения после ВПП Date after IPA	$K_{охв}$ по вертикали, % VSE, %	
			до before	после after
1	05.05.2024	27.10.2024	17%	23%↑
2	03.05.2024	30.10.2024	69%	76%↑
3	05.08.2024	18.10.2024	45%	45%
4	18.05.2024	24.10.2024	79%	82%↑

$K_{охв}$ / VSE – коэффициент охвата пласта / vertical sweep efficiency

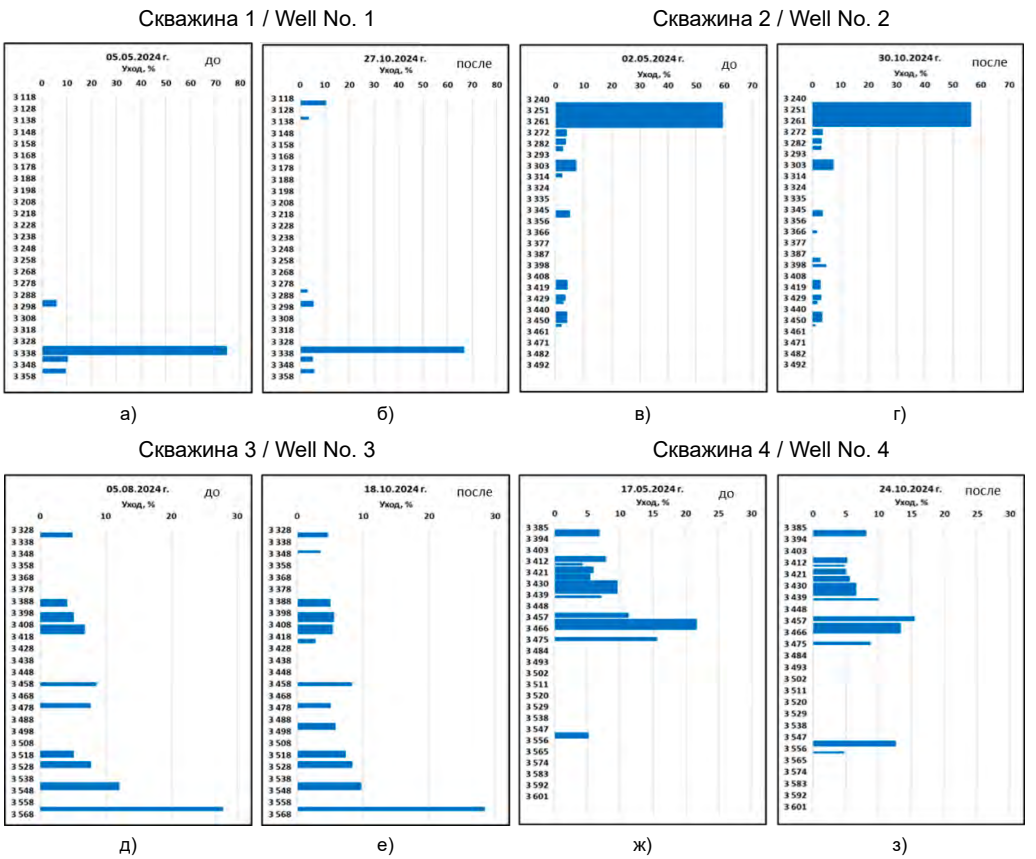


Рисунок 5. Изменение профиля приемистости нагнетательных скважин до и после применения технологии ВПП
Figure 5. Changes in injectivity profiles of injection wells before and after IPA treatment
а) скв. 1, до / Well No. 1, before; б) скв. 1, после / Well No. 1, after; в) скв. 2, до / Well No. 2, before; г) скв. 2, после / Well No. 2, after; д) скв. 3, до / Well No. 3, before; е) скв. 3, после / Well No. 3, after; ж) скв. 4, до / Well No. 4, before; з) скв. 4, после / Well No. 4, after

Заключение

Полевое внедрение технологии ВПП продемонстрировало высокую эффективность. Фактическая дополнительная добыча нефти за период мониторинга составила 7024,8 т, что более чем в 3,9 раза превышает прогнозное значение. Снижение обводнённости составило 12,2%, в то время как прогнозируемое значение находилось на уровне 1%, что подтверждает положительное влияние технологии на перераспределение фильтрационных потоков и вовлечение остаточных запасов в разработку.

Тем не менее по результатам интерпретации данных ГИС наблюдается ограниченность охвата заводнением. При средней мощности перфорационного интервала 114 м коэффициент охвата (по профилю приемистости) увеличился лишь с 52,3% до 57%, что указывает на локальный, но неравномерный характер воздействия. Зафиксированы признаки подключения ранее не-

DOI: 10.54859/kjogi108885

работавших интервалов и улучшения фильтрационных свойств по вертикали, однако масштабы изменений остаются незначительными.

Дополнительно установлено, что большинство реагирующих добывающих скважин откликается одновременно на воздействие нескольких нагнетательных скважин, являющихся смежными, что свидетельствует о высокой степени межскважинной связи и неравномерности фронта заводнения. Учитывая вышеизложенное, рекомендуется:

• оптимизировать параметры системы ППД с акцентом на повышение охвата воздействием;

• рассмотреть возможность проведения дополнительных мероприятий по изоляции сверхприемистых интервалов;

• использовать адаптивный подход к выбору объектов воздействия с учетом пространственной фильтрационной неоднородности и характера межскважинных взаимодействий.

Проведённый анализ показал, что внедрение данной технологии способствует повышению эффективности системы заводнения за счёт перераспределения фильтрационных потоков и вовлечения в разработку слабодренируемых зон. Полученные результаты подтверждают перспективность потокоотклоняющих мероприятий для карбонатных коллекторов как инструмента увеличения КИН на поздней стадии разработки месторождения.

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: Нұғман Н.Т. – сбор информации, обобщение полученных данных и написание статьи; Бухарбаева А.Н. – литературный обзор по теме исследования, систематизация научных источников; Құрақов Д.Н. – сбор первичных данных и оформление иллюстративного материала; Баспаев Е.Т. – проведение аналитических расчётов и интерпретация результатов; Башев А.А. – разработка методологии исследования; Джаксылыков Т.С. – контроль качества данных, корректировка структуры статьи; Марданов А.С. – согласование окончательной версии для публикации; Мушарова Д.А. – интерпретация результатов лабораторных исследований и участие в написании раздела по лабораторной части; Жаппасбаев Б.Ж. – редактирование текста и формулирование основных выводов.

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: Nurdaulet T. Nugman – data collection, synthesis of results, article writing; Aidana N. Bukharbayeva – literature review, systematization of scientific sources; Daniyar N. Kurakov – primary data collection, preparation of illustrative material; Yerlan T. Baspayev – analytical calculations, interpretation of results; Adilbek A. Bashev – methodology development; Talgat S. Jaxylykov – data quality control, adjustment of article structure; Altynbek S. Mardanov – coordination of the final version for publication; Darya A. Musharova – interpretation of laboratory research results, contribution to writing the laboratory section; Birzhan Zh. Zhappasbayev – text editing, formulation of key conclusions.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Aljuboori F.A., Lee J.H., Elraies K.A., Stephen K.D.* Gravity Drainage Mechanism in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs; Review and Application // Energies. 2019. Vol. 12, N 19. doi: 10.3390/en12193699.

2. *Li Y., Kang Z., Xue Z., Zheng S.* Theories and practices of carbonate reservoirs development in China // Petroleum Exploration and Development. 2018. Vol. 45, Issue 4. P. 712–722. doi: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.

3. *Roehl P.O., Choquette P.W.* Perspectives on World-Class Carbonate Petroleum Reservoirs // AAPG Bulletin. 1985. Vol. 69, N 1. P. 148.

4. *Dominguez G.C., Samaniego F.V.* Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part I. Amsterdam : Elsevier, 1992. 638 p.

5. *Shehata A.M.M., Alotaibi M.B.B., Nasr-El-Din H.A.A.* Waterflooding in Carbonate Reservoirs: Does the Salinity Matter? // SPE Res Eval & Eng. 2014. Vol. 17, Issue 03. P. 304–313. doi: 10.2118/170254-PA.

6. *Puntervold T., Strand S., Austad T.* Water Flooding of Carbonate Reservoirs: Effects of a Model Base and Natural Crude Oil Bases on Chalk Wettability // Energy & Fuels. 2007. Vol. 21, Issue 3. P. 1606–1616. doi: 10.1021/ef060624b.

7. *Guo A., Li F.* Carbonate reservoir waterflood development: Mechanism analysis, process optimization, and typical case studies // Advances in Resources Research. 2024. Vol. 4, Issue 3. P. 338–361. doi: 10.50908/arr.4.3_338.
8. *Al-Ibadi H., Stephen K., Mackay E.* Heterogeneity Effects on Low Salinity Water Flooding // SPE Europec; December 1–3, 2020; Virtual. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/20EURO/20EURO/D011S003R003/452052.
9. *Кононенко А.А., Кусакин В.Ю., Мулявин С.Ф.* Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. Режим доступа: science-education.ru/ru/article/view?id=18928. Дата обращения: 04.06.2025.
10. *Garland J., Neilson J., Laubach S.E., Whidden K.J.* Advances in carbonate exploration and reservoir analysis // Special Publications. 2012. Vol. 370. P. 1–15. doi: 10.1144/SP370.15.
11. *Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., et al.* A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs // Petroleum Science. 2020. Vol. 17. P. 990–1013. doi: 10.1007/s12182-020-00467-5.
12. *Carvajal G.A., Wang F., Lopez C., et al.* Optimizing the Waterflooding Performance of a Carbonate Reservoir with Internal Control Valves // EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec; June 10–13, 2013; London, UK. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/13EURO/13EURO/SPE-164814-MS/177297.
13. *Ghosh B., Ali S.A., Belhaj H.* Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design // J Petrol Explor Prod Technol. 2020. Vol. 10. P. 1921–1931. doi: 10.1007/s13202-020-00842-3.
14. *Hammond C., Alshuwaili N., Anibaldi A., et al.* Improving Water Injection Vertical Conformance in the Mishrif Carbonate Reservoir Carbonate Reservoir // ADIPEC; November 4–7, 2024; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/24ADIP/24ADIP/D011S025R002/585610.
15. *Ганиев И.М., Яковлев К.В., Белых А.М., Исмагилов Т.А.* Об особенностях применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18, № 3. С. 51–60. doi: 10.17122/ngdelo-2020-3-51-60.
16. *Белых А.М., Ганиев И.М., Перевощиков Д.О., Исмагилов Т.А.* Инновационный подход к применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на карбонатных коллекторах месторождений ОАО «Удмуртнефть» // Территория НЕФТЕГАЗ. 2018. №6. С. 36–50.
17. *Чустеев Р.В.* Влияние потокоотклоняющих технологий на обводнённость нефтяных скважин в условиях Ванкорского месторождения: дис. ... магистр. Красноярск, 2017. Режим доступа: elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/65729/chusteev_0.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Дата обращения: 12.06.2015.
18. *Нурпеисов Н.Н, Мухамеджанов М.А.* Потокоотклоняющие технологии заводнения пластов на нефтяных месторождениях Западного Казахстана // Известия НАН РК: Серия геологическая. 2008. №5. С. 58–63.
19. *Андреев В.Е., Дубинский Г.С.* Обработка композиционным составом карбонатных коллекторов для выравнивания профиля отдачи и приемистости скважин // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа : Монография, 2014. Вып. 3(8). С. 131–135.
20. *Han M., Alshehr A.J., Krini D., Lyngra S.* State-of-the-Art of In-Depth Fluid Diversion Technology: Enhancing Reservoir Oil Recovery by Gel Treatments // SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition; April 21–24, 2014; Al-Khobar, Saudi Arabia. Available from: onepetro.org/SPESATS/proceedings-abstract/14SATS/14SATS/SPE-172186-MS/212364.
21. *Mahmood S., Salazar P., Zhao X., et al.* Waterflooding in Giant Carbonate Reservoir; Successes and Challenges // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 13–16, 2017; Abu Dhabi, UAE. Available from: https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D011S005R001/200240.
22. *Мушарова Д.А.* Перспективы применения потокоотклоняющих технологий на месторождении Алибекмола // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Т. 5, №3. С. 35–47. doi: 10.54859/kjogi108658.

REFERENCES

1. Aljuboori FA, Lee JH, Elraies KA, Stephen KD. Gravity Drainage Mechanism in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs; Review and Application. *Energies*. 2019; 12(19):3699. doi: 10.3390/en12193699.
2. Li Y, Kang Z, Xue Z, Zheng S. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Petroleum Exploration and Development*. 2018;45(4):712–722. doi: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
3. Roehl PO, Choquette PW. Perspectives on World-Class Carbonate Petroleum Reservoirs. *AAPG Bulletin*. 1985;69(1):148.
4. Dominguez GC, Samaniego FV. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part I*. Amsterdam: Elsevier; 1992. 638 p.
5. Shehata AMM, Alotaibi MBB, Nasr-El-Din HAA. Waterflooding in Carbonate Reservoirs: Does the Salinity Matter? *SPE Res Eval & Eng*. 2014;17(03):304–313. doi: 10.2118/170254-PA.
6. Puntervold T, Strand S, Austad T. Water Flooding of Carbonate Reservoirs: Effects of a Model Base and Natural Crude Oil Bases on Chalk Wettability. *Energy & Fuels*. 2007;21(3):1606–1616. doi: 10.1021/ef060624b.
7. Guo A, Li F. Carbonate reservoir waterflood development: Mechanism analysis, process optimization, and typical case studies. *Advances in Resources Research*. 2024;4(3):338–361. doi: 10.50908/arr.4.3_338.
8. Al-Ibadi H, Stephen K, Mackay E. Heterogeneity Effects on Low Salinity Water Flooding. SPE Europec; 2020 Dec 1–3; Virtual. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/20EURO/20EURO/D011S003R003/452052.
9. Kononenko AA, Kusakin VY, Mulyavin SF. Evaluation of the effectiveness of the methods of injectivity profile smoothing with the use of tracer studies in the fields of Gazpromneft-NNG. *Modern problems of science and education*. 2015;1-1. Available from: https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928. (In Russ).
10. Garland J, Neilson J, Laubach SE, Whidden KJ. Advances in carbonate exploration and reservoir analysis. *Special Publications*. 2012;370:1–15. doi: 10.1144/SP370.15.
11. Xu ZX, Li SY, Li BF, et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*. 2020;17:990–1013. doi: 10.1007/s12182-020-00467-5.
12. Carvajal GA, Wang F, Lopez C, et al. Optimizing the Waterflooding Performance of a Carbonate Reservoir with Internal Control Valves. EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec; 2013 Jun 10–13; London, UK. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/13EURO/13EURO/SPE-164814-MS/177297.

13. Ghosh B, Ali SA, Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design. *J Petrol Explor Prod Technol*. 2020;10:1921–1931. doi: 10.1007/s13202-020-00842-3.
14. Hammond C, Alshuwaili N, Anibaldi A, et al. Improving Water Injection Vertical Conformance in the Mishrif Carbonate Reservoir Carbonate Reservoir. ADIPEC; 2024 Nov 4–7; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/24ADIP/24ADIP/D011S025R002/585610.
15. Ganiev IM, Yakovlev KV, Belykh AM, Ismagilov TA. On specifics of using flow redirection technologies at late stages of fractured carbonate reservoirs development. *Petroleum Engineering*. 2020;18(3):51–60. doi: 10.17122/ngdelo-2020-3-51-60.
16. Belykh AM, Perevotshikov DO, Ganiev IM, Ismagilov TA. Innovative Approach to the Application of Physicochemical Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs of Udmurtneft OJSC Fields. *Oil and Gas Territory*. 2018;6:36–50. (In Russ).
17. Chusteyev RV. Vliyaniye potokotklonyayushchikh tehnologiy na obvodnyonnost' neftyanykh skvazhin v usloviyakh Vankorskogo mestorozhdeniya [dissertation]. Krasnoyarsk; 2017. Available from: elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/65729/chusteev_0.pdf?sequence=1&isAllowed=y. (In Russ).
18. Nurpeyissov NN, Mukhamedzhanov MA. Potokootklonyayushchiye tekhnologii zavodneniya plastov na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnogo Kazakhstana. *Izvestiya NAN RK: Seriya geologicheskaya*. 2008;5:58–63. (In Russ).
19. Andreyev VE, Dubinskiy GS. Obrabotka kompozitsionnym sostavom karbonatnykh kollektorov dlya vyravnivaniya profilya otdachi i priemistosti skvazhin. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya: sb. nauch. tr*. Ufa: Monografiya. 2014;3(8):131–135. (In Russ).
20. Han M, Alshehr AJ, Krini D, Lyngra S. State-of-the-Art of In-Depth Fluid Diversion Technology: Enhancing Reservoir Oil Recovery by Gel Treatments. SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition; 2014 Apr 21–24; Al-Khobar, Saudi Arabia. Available from: onepetro.org/SPESATS/proceedings-abstract/14SATS/14SATS/SPE-172186-MS/212364.
21. Mahmood S, Salazar P, Zhao X, et al. Waterflooding in Giant Carbonate Reservoir; Successes and Challenges. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2017 Nov 13–16; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D011S005R001/200240.
22. Musharova DA. Prospects for the use of flow diverter technologies at the Alibekmola oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(3):35–47. doi: 10.54859/kjogi108658.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Нұғман Нұрдәулет Талғатұлы**
ORCID 0009-0002-5597-2926
e-mail: *n.nugman@kmge.kz*.
Бухарбаева Айдана Нурлановна
ORCID 0009-0001-3861-7888
e-mail: *a.bukharbayeva@kmge.kz*.
Құрақов Данияр Нұрлыбекұлы
ORCID 0009-0000-8679-3731
e-mail: *d.kurakov@kmge.kz*.
Баспаев Ерлан Танатбергенович
PhD
ORCID 0009-0009-8912-9938
e-mail: *y.baspayev@kmge.kz*.
Башев Адилбек Айткалиевич
ORCID 0009-0009-7050-7249
e-mail: *a.bashev@kmge.kz*.
Джаксылыков Талгат Сайнович
ORCID 0000-0002-1530-3974
e-mail: *t.jaxylykov@kmge.kz*.
Марданов Алтынбек Сулейменович
ORCID 0000-0002-8342-3046
e-mail: *a.mardanov@kmge.kz*.
Мушарова Дарья Александровна
ORCID 0009-0008-9605-0737
e-mail: *d.musharova@kmge.kz*.
Жаппасбаев Биржан Жомартович
PhD
ORCID 0000-0002-9342-3023
e-mail: *b.zhappasbayev@kmge.kz*.

AUTHORS' INFO

***Nurdaulet T. Nugman**
ORCID 0009-0002-5597-2926
e-mail: *n.nugman@kmge.kz*.
Aidana N. Bukharbayeva
ORCID 0009-0001-3861-7888
e-mail: *a.bukharbayeva@kmge.kz*.
Daniyar N. Kurakov
ORCID 0009-0000-8679-3731
e-mail: *d.kurakov@kmge.kz*.
Yerlan T. Baspayev
PhD
ORCID 0009-0009-8912-9938
e-mail: *y.baspayev@kmge.kz*.
Adilbek A. Bashev
ORCID 0009-0009-7050-7249
e-mail: *a.bashev@kmge.kz*.
Talgat S. Jaxylykov
ORCID 0000-0002-1530-3974
e-mail: *t.jaxylykov@kmge.kz*.
Altynbek S. Mardanov
ORCID 0000-0002-8342-3046
e-mail: *a.mardanov@kmge.kz*.
Darya A. Musharova
ORCID 0009-0008-9605-0737
e-mail: *d.musharova@kmge.kz*.
Birzhan Zh. Zhappasbayev
PhD
ORCID 0000-0002-9342-3023
e-mail: *b.zhappasbayev@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

ӘОЖ 73.29.27
ҒТАХР 81.33.31
DOI: 10.54859/kjogi108843
Қабылданды: 26.03.2025.
Мақұлданды: 27.11.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай құбырларының қауіпсіздігі мен сенімділігін қамтамасыз ету мақсатында катодтық (электрохимиялық) қорғау станцияларын есептеу

Ж.С. Сарқұлова[1,2], Г.А. Исенгалиева[2], Ж.Ж. Шилмағамбетова[2], Р.Ж. Оразбекова[2]
[1]Пенсильвания мемлекеттік университеті, Пенсильвания штаты, АҚШ
[2]Қ. Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университеті, Ақтөбе қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ
Негіздеу. Коррозия – мұнай құбырларының сенімділігі мен ұзақ қызмет ету мерзімін төмендететін басты себептердің бірі. Қолданыстағы антикоррозиялық әдістердің ішінде катодтық (электрохимиялық) қорғау мұнай құбырларының қызмет ету мерзімін ұлғайтудың және апат қаупін азайтудың ең тиімді тәсілі болып табылады.
Мақсаты. Зерттеудің мақсаты – мұнай құбырларын электрохимиялық қорғауды қамтамасыз ету үшін катодтық қорғау станцияларының параметрлерін есептеу және талдау, сондай-ақ олардың тиімділігі мен сенімділігін арттыру.
Материалдар мен әдістер. Зерттеу барысында РД 153-39.4-039-99 нормативтік құжаты және электрохимиялық қорғау жүйелерін жобалау бойынша әдістемелік ұсынымдар пайдаланылды. Есептеулер Л.И. Быков және әріптестерінің (2006 ж.) типтік формулалары негізінде жүргізілді. Құбырдың ұзындығы, диаметрі және топырақтың меншікті электр кедергісі ескеріліп, «құбыр–топырақ» жүйесіндегі ток пен потенциалдың таралуы анықталды.
Нәтижелері. Катодтық станцияның оңтайлы параметрлері – ток жүктемесі, анодтар саны, жерге қосу кедергісі мен қуат көзі анықталды. Бұл параметрлер қорғаныс потенциалын тұрақтандырып, жүйенің сенімді жұмысын қамтамасыз ететіні дәлелденді.
Қорытынды. Дұрыс есептелген катодтық қорғау жүйесі мұнай құбырларының коррозиялық тозуын төмендетіп, олардың қауіпсіздігі мен ұзақ мерзімділігін арттыруға мүмкіндік береді.
Негізгі сөздер: *мұнай құбырлары, катодтық қорғау, электрохимиялық қорғау, ток мөлшері, қорғау жүйесі.*

Дәйексөз ііру үшін:
Сарқұлова Ж.С.,Исенгалиева Г.А., Шилмағамбетова Ж.Ж., Оразбекова Р.Ж. Мұнай құбырларының қауіпсіздігі мен сенімділігін қамтамасыз ету мақсатында катодтық (электрохимиялық) қорғау станцияларын есептеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 38–46 б. DOI: 10.54859/kjogi108843.

© Сарқұлова Ж.С., Исенгалиева Г.А., Шилмағамбетова Ж.Ж., Оразбекова Р.Ж., 2025
Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

UDC 73.29.27
CSCSTI 81.33.31
DOI: 10.54859/kjogi108843
Received: 26.03.2025.
Accepted: 27.11.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Calculation of Cathodic (Electrochemical) Protection Stations to Ensure Corrosion Protection and Operational Reliability of Oil Pipelines

Zhadyrassyn S. Sarkulova[1,2], Gulya A. Issengaliyeva[2], Zhadra Zh. Shilmagambetova[2], Riza Zh. Orazbekova[2]
[1]The Pennsylvania State University, Pennsylvania, USA
[2]Zhubanov University, Aktobe, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: Corrosion is among the primary factors that diminish the reliability and service life of oil pipelines. Among the existing corrosion-mitigation techniques, cathodic (electrochemical) protection is widely regarded as the most effective method, enabling a substantial extension of pipeline longevity and a significant reduction in operational risks.
Aim: The aim of this study is to calculate and analyze the key parameters of cathodic protection stations to ensure effective electrochemical protection of oil pipelines, enhance the reliability of their operation, and prevent corrosion-related degradation.
Materials and methods: The study relied on the regulatory document RD 153-39.4-039-99 and methodological guidelines for the design of electrochemical protection systems. Calculations were performed using the established formulas proposed by Bykov et al. (2006), incorporating soil resistivity as well as the length and geometric parameters of the pipeline. Additionally, the analysis examined how potentials, currents, and resistances are distributed within the pipeline–soil system.
Results: The study identified the optimal design parameters for cathodic protection stations, including current load, the required number of anodes, grounding resistance, and power supply capacity. The findings demonstrate that properly selecting these parameters helps maintain a stable protection potential and significantly enhances the operational lifetime of the pipeline.
Conclusion: Implementing cathodic protection based on accurately calculated design parameters enhances the operational safety of oil pipelines, mitigates corrosion-related risks, and reduces the overall maintenance costs.
Keywords: *oil pipelines; cathodic protection; electrochemical protection; current magnitude; protection system.*

To cite this article:
Sarkulova ZS, Issengaliyeva GA, Shilmagambetova ZZ, Orazbekova R. Calculation of Cathodic (Electrochemical) Protection Stations to Ensure Corrosion Protection and Operational Reliability of Oil Pipelines. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):38–46. DOI: 10.54859/kjogi108843.

© 2025 Sarkulova Zh.S., Issengaliyeva G.A, Shilmagambetova Zh.Zh., Orazbekova R.Zh.
License CC BY-NC-ND 4.0

УДК 73.29.27
МРНТИ 81.33.31

DOI: 10.54859/kjogi108843

Получена: 26.03.2025.
Одобрена: 27.11.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Расчёт станций катодной (электрохимической) защиты для обеспечения антикоррозионной безопасности и надёжности нефтепроводов

Ж.С. Саркулова[1,2], Г.А. Исенгалиева[2], Ж.Ж. Шильмагамбетова[2], Р.Ж. Оразбекова[2]
[1]Пенсильванский государственный университет, штат Пенсильвания, США
[2]Актюбинский региональный университет имени К. Жубанова, г. Актобе, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Коррозия является одной из основных причин снижения надёжности и долговечности нефтепроводов. Среди известных методов антикоррозионной защиты катодная (электрохимическая) защита признана наиболее эффективной, позволяющей существенно продлить срок службы магистральных трубопроводов и минимизировать эксплуатационные риски.

Цель. Целью настоящей работы является расчёт и анализ параметров катодных станций для обеспечения электрохимической защиты нефтепроводов, повышение надёжности их эксплуатации и предотвращение коррозионных повреждений.

Материалы и методы. В исследовании использованы нормативные документы РД 153-39.4-039-99 и методические рекомендации по проектированию систем электрохимической защиты. Расчёты выполнены по типовым формулам из пособия Л.И. Быкова и др., с учётом удельного сопротивления грунта, протяжённости и геометрии трубопровода. Проведён анализ распределения потенциалов, токов и сопротивлений в системе «труба – грунт».

Результаты. Определены оптимальные параметры катодных станций: ток нагрузки, количество анодов, сопротивление заземления и мощность источника питания. Показано, что корректный выбор этих параметров обеспечивает стабильный потенциал защиты и повышает ресурс трубопровода.

Заключение. Применение катодной защиты с учётом расчётных параметров повышает эксплуатационную безопасность нефтепроводов, снижает коррозионные риски и экономические затраты на техническое обслуживание.

Ключевые слова: *нефтепроводы, катодная защита, электрохимическая защита, величина тока, система защиты.*

Как цитировать:
Саркулова Ж.С., Исенгалиева Г.А., Шильмагамбетова Ж.Ж., Оразбекова Р.Ж. Расчёт станций катодной (электрохимической) защиты для обеспечения антикоррозионной безопасности и надёжности нефтепроводов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 38–46. DOI: 10.54859/kjogi108843.

© Саркулова Ж.С., Исенгалиева Г.А., Шильмагамбетова Ж.Ж., Оразбекова Р.Ж., 2025

Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

Кіріспе

Магистральдық құбырларды катодтық қорғауды есептеу РД 153-39.4-039-991 құжатына «Магистральдық құбырлар мен өндірістік нысандардың электрохимиялық қорғанысын жобалау жөніндегі нұсқаулық» және қолданыстағы жобалау нормаларына2 сәйкес жүргізілді [1]. Өндірістік нысандарға мұнай айдау станциялары мен оларға тиесілі технологиялық алаңдар жатады. Есептеу әдістемесі Л.И. Быков, және б., еңбегіндегі «Газ-мұнай құбырларын салу және жөндеу кезіндегі типтік есептеулер» құралында ұсынылған тәсілдер негізінде орындалды. Бұл әдістің маңыздылығы РД 153-39.4-039-99 және РД 91.020.00-КТН-149-063 нормативтік құжаттарымен анықталады.

Магистральдық мұнай құбырлары – Қазақстан Республикасының энергетикалық инфрақұрылымының маңызды бөлігі болып табылады. Бұл зерттеуде Батыс Қазақстан аймағы арқылы өтетін диаметрі 820 мм, қабырғасының қалыңдығы 9 мм және жалпы ұзындығы шамамен 1000 км болатын магистральдық мұнай құбырының учаскелері қарастырылды. Зерттеудің басты мақсаты – әртүрлі меншікті электр кедергісі бар топырақ жағдайларында катодтық (электрохимиялық) қорғау станцияларының оңтайлы есептеу параметрлерін анықтау және құбырдың ұзақ мерзімді сенімділігін қамтамасыз ету болып табылады [1–3].

1-кестеде магистральдық құбыр желісінің ұзындығының әртүрлі бөліктері өтетін топырақтардың меншікті электр кедергісі көрсетілген. Бұл деректер катодтық қорғау станцияларын есептеу кезінде негізгі бастапқы параметр ретінде алынды.

1-кесте. Құбыр ұзындығының үлесі мен меншікті электр кедергісінің мәндері
Table 1. Proportion of pipeline length and specific electrical resistance values

№	1	2	3	4	5	6
Құбыр ұзындығының үлесі, l/L	**0,3**	**0,2**	**0,1**	**0,2**	**0,1**	**0,1**
Меншікті электр кедергісі, Ом·м	20	30	40	50	160	180

Дренаж желісі ретінде атмосфералық алюминий сымы бар ағаш тіректерге бекітілген темірбетон приставкалар қолданылады. «Құбыр – топырақ» жүйесінің бастапқы өтпелі кедергісі 9000 Ом·м² шамасында. Қорғаныс жабынының тозу қарқыны – жылына 0,125. Анодты жерге қосу тікелей топыраққа орнатылған, ұзындығы 1,4 м, диаметрі 0,03 м және салмағы 10 кг болатын электродтардан тұрады [2].

Құбыр жолы бойындағы топырақтың меншікті электр кедергісінің орташа мәні (1):

$$\rho_{\text{т.орт}} = 20 \cdot 0{,}3 + 30 \cdot 0{,}^{2+}40 \cdot 0{,}1 + 50 \cdot 0{,}^{2+}160 \cdot 0{,}1 + 180 \cdot 0{,}1 = 60 \text{ Ом·м} \quad (1)$$

Құбырдың ұзындық бірлігінің бойлық кедергісі (2):

$$R = \frac{0{,}245 \cdot 10^{-6}}{3{,}14 \cdot 0{,}009 \cdot (0{,}82 - 0{,}009)} = 10{,}67 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м} \quad (2)$$

Оқшаулау ұзындығының бірлігінің кедергісі катодтық қорғау станциясының (ККС) нормативтік қызмет мерзімінің соңында (4):

$$R_{\text{оқш}}(\tau_{\text{оқш}}) = \frac{9000}{3{,}14 \cdot 0{,}82} \cdot e^{-0{,}125 \cdot 9{,}5} = 10660 \text{ Ом/м} \quad (3)$$

Оқшаулау ұзындығының бірлігінің кедергісі ККС нормативтік қызмет ету мерзімі үшін орташа есеппен (4):

$$R_{\text{оқш.орт}} = \frac{9000}{3{,}14 \cdot 0{,}82 \cdot 0{,}125 \cdot 9{,}5} \cdot (1 - e^{-0{,}125 \cdot 9{,}5}) = 2045{,}8 \text{ Ом/м} \quad (4)$$

Құбырдың кіріс кедергісінің орташа мәні және катодты қондырғыларды пайдаланудың нормативтік мерзімі (5):

$$Z_{\text{орт}} = 0{,}5 \cdot \sqrt{10{,}67 \cdot 10^{-6} \cdot 2045{,}8} = 73{,}8 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \quad (5)$$

Сол сияқты нормативтік пайдалану мерзімінің соңына қарай (6):

$$Z_{\text{с}} = 0{,}5 \cdot \sqrt{10{,}67 \cdot 10^{-6} \cdot 1066{,}0} = 53{,}9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \quad (6)$$

Катодты қондырғыларды пайдаланудың нормативтік мерзімінің соңына қарай құбыр бойымен токтар мен потенциалдарды бөлу тұрақты (7):

$$\alpha = \sqrt{\frac{10{,}67 \cdot 10^{-6}}{1066{,}0} = 1 \cdot 10^{-4}} \text{ 1/м} \quad (7)$$

Құбырдан анодты жерге төсеу жоюды (удаление) орнатамыз у = 350 м және параметрді анықтаймыз (8):

$$\Theta = \frac{60}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 53{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 350} = 0{,}512 \quad (8)$$

ККС өзара әсер ету коэффициенті (9):

$$K_{\text{в}} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - (\frac{0{,}3}{0{,}55})^2 \cdot (1 + 0{,}512)}} = 0{,}574 \quad (9)$$

Пайдаланудың нормативтік мерзімінің соңына қарай бір ККС құбырын қорғау аймағының ұзақтығы (10):

$$l_{\text{ККС}} = \frac{2}{1 \cdot 10^{-4}} \cdot \ln\left[\frac{0{,}55}{0{,}574 \cdot 0{,}3(1 = 0{,}512)}\right] = 13255 \text{ м} \quad (10)$$

Жүктеме тогының ККС орташа мәні (11):

[1] РД 153-39.4-039-99 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН»
[2] ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» (с поправкой)
[3] РД 91.020.00-КТН-149-06 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС»

$$I_{\text{др}} = \frac{0{,}55}{73{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot [1 + 2\exp(1 \cdot 10^{-4} \cdot 14957) = 0{,}512]} = 3{,}80\ A \quad (11)$$

Анодты жерге тұйықтау электродтарының ортасын төсеу тереңдігі h 2,2 м, ал олардың арасындағы қашықтық 7 м құрайды.

Содан кейін бір тік электродтан ағып кетуге төзімділік (12):

$$R_{1\text{в}} = \frac{0{,}16 \cdot 60}{1{,}4} \cdot \left(\ln\frac{2 \cdot 1{,}4}{0{,}03} + \frac{1}{2}\ln\frac{4 \cdot 2{,}^{2+}1{,}4}{4 \cdot 2{,}2 - 1{,}4}\right) = 32{,}2\ \text{Ом} \quad (12)$$

n = 5 анодты жерге қосу электрондарының санын қабылдаймыз және A_i мен B_i есептейді. Коэффициенттерді есептеу 1-кестеде келтірілген [4].

2-кесте. A_i және B_i коэффициенттерін есептеу
Table 2. Calculation of coefficients A_i and B_i

Көрсеткіш	1	2	3	4
A_i	0,61	0,31	0,21	0,16
B_i	0,01	0,06	0,033	0,025

Орталық жерге тұйықтау электродынан ағып кетуге төзімділік (13):

$$R_{\text{ц}} = 32{,}2 \cdot \frac{60}{3{,}14 \cdot 1{,}4} \cdot \left\{\ln\left[\left(0{,}1 + \sqrt{1 + 0{,}1^2}\right) \cdot \sqrt{\frac{0{,}63 + 0{,}01 + \sqrt{1 + (0{,}63 + 0{,}01)^2}}{0{,}63 - 0{,}01 + \sqrt{1 + (0{,}63 - 0{,}01)^2}}}\right] + \ln\left[\left(0{,}05 + \sqrt{1 + 0{,}05^2}\right) \cdot \sqrt{\frac{0{,}31 + 0{,}05 + \sqrt{1 + (0{,}31 + 0{,}05)^2}}{0{,}31 - 0{,}05 + \sqrt{1 + (0{,}31 - 0{,}05)^2}}}\right]\right\} = 36\ \text{Ом} \quad (13)$$

Анодты жерге тұйықтаудың экстремалды электродынан ағып кетуге төзімділік (14):

$$R_{\text{ц}} = 32{,}2 \cdot \frac{60}{3{,}14 \cdot 1{,}4} \cdot \left\{\ln\left[\left(0{,}1 + \sqrt{1 + 0{,}01^2}\right) \cdot \sqrt{\frac{0{,}61 + 0{,}1 + \sqrt{1 + (0{,}63 + 0{,}1)^2}}{0{,}63 - 0{,}1 + \sqrt{1 + (0{,}63 - 0{,}1)^2}}}\right] + \ln\left[\left(0{,}03 + \sqrt{1 + 0{,}03^2}\right) \cdot \sqrt{\frac{0{,}21 + 0{,}033 + \sqrt{1 + (0{,}21 + 0{,}033)^2}}{0{,}21 - 0{,}033 + \sqrt{1 + (0{,}21 - 0{,}033)^2}}}\right] + \ln\left[\left(0{,}025 + \sqrt{1 + 0{,}025^2}\right) \cdot \sqrt{\frac{0{,}16 + 0{,}025 + \sqrt{1 + (0{,}16 + 0{,}025)^2}}{0{,}16 - 0{,}025 + \sqrt{1 + (0{,}16 - 0{,}025)^2}}}\right]\right\} = 34{,}9\ \text{Ом} \quad (14)$$

Анодты жерге қосу электродтарының экрандық коэффициенті (15):

$$\eta_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 32{,}2}{36 + 34{,}9} = 0{,}91 \quad (15)$$

Анодты жерге қосу электродтарының оңтайлы саны (16):

$$\eta_{\text{э}}^{/} = 4{,}13 \cdot \sqrt{\frac{8{,}76 \cdot 32{,}2 \cdot 0{,}02}{20 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}7 \cdot 0{,}91 \cdot (0{,}15 + 0{,}148)}} = 5{,}16 \quad (16)$$

яғни электродтардың қабылданған және есептелген саны сәйкес келеді.

Анодты жерге тұйықталудан токтың таралуына төзімділік (17):

$$R_{\alpha} = \frac{32{,}2}{5 \cdot 0{,}91} 7{,}08\ \text{Ом} \quad (17)$$

Дренаж сымының оңтайлы қимасы (18):

$$S_{\text{пр}} = 2{,}95 \cdot 3{,}8 \cdot \sqrt{\frac{0{,}029 \cdot 0{,}02}{0{,}01 \cdot 0{,}7 \cdot (0{,}15 + 0{,}148)}} = 5{,}91\ \text{мм}^2 \quad (18)$$

Кесте – 2 бойынша сериялы түрде шығарылатын сымдардың үлкен қимасы таңдалды, ол (А-16 сымы).

Дренаж желісінің кедергісін анықтайық (19):

$$R_{\text{пр}} = 0{,}029 \cdot \frac{350}{9{,}6} = 1{,}05\ \text{Ом} \quad (19)$$

Шығыс контактілеріндегі кернеудің орташа мәнін ККС анықтаймыз (20):

$$\Delta E_{\text{ср}} = (0{,}55 - 0{,}3) + 3{,}8 \cdot (1{,}06 + 7{,}08) = 31{,}1\ \text{В} \quad (20)$$

ККС тұтынатын қуаттың орташа шамасы (21):

$$P_{\text{СКЗ}} = 3{,}8 \cdot 31{,}2 = 118{,}5\ \text{Вт} \quad (21)$$

және мәндеріне сүйене отырып, стандарты типтік комплектілі катодтық станцияны (КСК) таңдаңыз. Ең қолайлы – КСК – 500 (қуаты 0,5 кВт, кернеуі 10, 50 В, қуаты – 10 А).

Бүкіл құбырды қорғау үшін қажетті ККС санын анықтаймыз (22):

$$N_{\text{скз}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{13255} = 75{,}44 \approx 75\ \text{дана} \quad (22)$$

DOI: 10.54859/kjogi108843

Жерге орнатылған анодты жерге қосудың қызмет ету мерзімі (23):

$$\tau_{\text{а}} = \frac{10 \cdot 0{,}91 \cdot 5}{3{,}80 \cdot 0{,}2} = 59{,}9 \text{ жыл} \quad (23)$$

Нәтижелер

Анодты жерге қосу жүйесінің қызмет ету мерзімі 10 жылдан асатын болғандықтан, құбырдың катодтық қорғанысы тұрақты түрде қамтамасыз етіледі. Егер бұл талап орындалмаса, анодтық жерге қосу электродтарының санын арттыру қажет болады.

Жүргізілген есептеулер нәтижесінде:

катодтық қорғау станциясы есептік параметрлерге сәйкес таңдалды – КСК-500 (қуаты 0,5 кВт, кернеуі 10–50 В, күші 10 А);

құбырды тиімді қорғау үшін қажетті катодтық қорғау станцияларының саны 75 бірлікті құрады.

Мұнай-газ өндіру объектілерін коррозиялық үдерістерге байланысты қауіпті нысандар қатарына жатқызуға болады. Қабат өнімдерінің физика-химиялық қасиеттері, яғни мұнай, газ және су олардың коррозиялық белсенділігіне тікелей әсер етеді, әсіресе судың құрамы мен қасиеттері маңызды рөл атқарады. Дегенмен, ұңғыма өнімдерінің агрессивтілігі бірқатар ішкі және сыртқы факторларға тәуелді. Бұл факторларға кен орнындағы мұнай, газ және судың қалыптасу шарттары, кен орнын игеру және пайдалану әдістері, сондай-ақ өндіру, өңдеу және тасымалдау технологиялары жатады.

Мұнай кәсіпшілігінің жабдықтары – бұл мұнай-газ өнеркәсібінің үздіксіз жұмыс істеуін қамтамасыз ететін агрегаттар мен жүйелер кешені. Олар негізінен ұңғымаларды бұрғылау, игеру және жөндеуге арналған жабдықтардан, сондай-ақ шикізатты жинау, өңдеу, сақтау және тасымалдауға арналған құралдардан тұрады.

Коррозиялық факторлардың әсеріне байланысты мұнай кәсіпшілігінің жабдықтарын келесі топтарға бөлуге болады:

• бұрғылау жабдықтары – негізінен колонналық құбырлар, цементтеу құрылғылары, шығарындыларға қарсы жабдықтар, сорапты-компрессорлық құбырлар, бұрғылау станоктарының металл конструкциялары, автоматтандырылған басқару жүйелері, фонтан арматуралары, фланецтер, клапандар және басқа да элементтер;

• қабат қысымын ұстау жүйесі – бұған су алу учаскелері, су жеткізу магистральдары, қабатқа айдалатын суды дайындау және тазарту нысандары, жоғары қысымды бұталы сорғы станциялары, су айдау ұңғымаларына апаратын су тарату жүйелері кіреді.

• мұнай мен газды жинау және тасымалдау жүйелері – бұл кен орны аумағындағы қабат сұйықтықтарын жинауға және тасымалдауға арналған жабдықтар кешені.

• мұнай мен газды дайындау жабдықтары – бұл әртүрлі технологиялық қондырғылар, соның ішінде сепараторлар, тұзсыздандыру және сусыздандыру жүйелері, адсорберлер, жылытқыштар, пештер, жылу алмастырғыштар, газ компрессорлық станциялар, деэмульгаторлар және газсыздандырғыштар.

• мұнай мен газды сақтау жабдықтары – бұл мұнай өнімдері мен газды сақтау үшін қолданылатын резервуарлар мен контейнерлер. Мұнай, қара және ашық түсті мұнай өнімдері, майлар мен конденсатты сақтау үшін әртүрлі көлемдегі ыдыстар пайдаланылады.

Мұнай кәсіпшілігі жабдықтары көбінесе коррозиялық әсерлерге ұшырайды, себебі олардың жұмыс ортасында судың болуы коррозиялық процестердің қарқындылығын арттырады. Қазіргі уақытта кен орындарының көп бөлігі игерудің кеш сатысында, бұл мұнайды суланудың белгілі бір дәрежесімен сипаттайды. Сондықтан мұнай-газ жабдықтарының жұмыс ортасында әрдайым дерлік су болады, кез-келген агрегаттық жағдайда сенімділігі мен жұмыс кезеңі төмендейтін мұнай-газ жабдықтарына коррозиялық әсер етеді.

Суспензия бөлшектері, балдырлардың органикалық қалдықтары және қабатта айдалатын суда болуы мүмкін темір қосылыстары көбінесе өнімді қабаттың кеуекті арналарын бітеп тастайды, айдау ұңғымаларының қабылдау қабілетін және мұнай шығынын азайтады.

Әдетте, қабат жағдайындағы су мұнай мен газбен бірге болады. Орналасқан жеріне байланысты жер асты сулары ішкі және сыртқы контурлар бойынша кен орнын қолдайтын шеткі қабаттарға бөлінеді; су-мұнай жапсары (СМЖ) және газ-мұнай жапсары (ГМЖ) түзетін бүкіл аумақта кен орнын қолдайтын плантациялар; жоғарғы және төменгі сулар таза сулы қабаттармен шектеседі және мұнай қабатының үстінде немесе астында орналасады; тау жыныстарының минералды бөлшектерін қаптайтын қалдық немесе байланысқан сулар түрінде кездеседі.

Қабат суларының химиялық құрамы әр түрлі (еріген минералды тұздардың концентрациясы, мұнай мен газдың әртүрлі компоненттері және т.б.), оған тау жыныстарының, мұнай мен газдың геологиялық жасы мен физика-химиялық құрамы сияқты факторлар әсер етеді. Сонымен қатар, кен орны дамыған сайын қабат суларының құрамы мен қасиеттері өзгереді (температура өзгереді, қабаттағы қысым төмендейді, фазалық байланыстардың ығысуы орын алады) [4, 5].

Қабат сулары басым анионға байланысты хлоридті, сульфатты және бикарбонатты, катионнан натрий, кальций және магнитті болып бөлінеді. Мұнай-газ кен орындарының суларының арасында көбінесе хлорид-кальций сулары мен натрий гидрокарбонаты кездеседі.

Хлорид-кальций сулары Ca^{2+}, Na^{+}, Mg^{2+} және Cl^{-}, және өте көп емес $(CO_3)^{2-}$, $(HCO_3)^{-}$, иондарының өте көп болуымен сипатталады жоғары минералдану және тығыздығы кең ауқымда өзге-

реді және 1,2 г/см³ жетуі мүмкін. Кейбір кен орындарында оларда темір иондарының көп мөлшері бар (300 мг/л дейін).

Гидрокарбонат-натрий сулары Na^+ және Cl^- иондарының құрамымен сипатталады және Ca^{2+} иондарының шамалы мөлшері, минералдануы біршама төмен және олардың тығыздығы сирек 1,07 г/см³-тен асады.

Жер асты суларының химиялық құрамы туралы ақпарат мұнай-газ кен орындарын іздеу мен барлаудың гидрогеохимиялық әдістері үшін қажет.

Жер асты суларында этан, бутан, пропанмен қаныққан бензол, нафтен қышқылдары, фенолдар мен газдардың болуы қабаттың мұнай-газының тікелей көрсеткіштері болып табылады. Қабаттың мұнай-газының жанама көрсеткіштеріне жоғары минералдану, йодтың, бордың, аммоний ионының, бромның жоғары мөлшері, CaCl немесе натрий гидрокарбонатының болуы; биохимиялық шыққан азотпен қанықтылықтың жоғарылауы; сульфат иондарының төмен мөлшері немесе оның толық болмауы; көмірқышқыл газы мен гелийдің жоғары мөлшері; сондай-ақ жоғары радиоактивтілік жатады. Органикалық көміртектің болуы қалпына келтіру жағдайларының дамуына әкеледі. Сульфаттарды қалпына келтіру процесіне мұнайда кездесетін сульфатты қалпына келтіретін бактериялар (СҚКБ) де ықпал етеді. Бактериялар салу үшін сульфат иондарын пайдаланады, ал көмірсутектер оларға тамақ көзі ретінде қызмет етеді [4, 5].

Нәтижелерді талдау

Табиғи сулардың химиялық құрамын бес негізгі топқа бөлуге болады [6, 7]:

1. Негізгі иондар: табиғи суларда Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+} катиондары және HCO_3^-, SO_4^{2-}, Cl^- аниондары басым. Бұдан бөлек, құрамында аз мөлшерде $(CO_3)^{2-}$, $(HSiO_3)^-$, K^+, Fe^{2+} иондары кездеседі. Кальций (Ca^{2+}) мен магний (Mg^{2+}) иондары гидрокарбонаттармен бірге әктас, карбонат, гипс, доломит және алюмосиликат жыныстарының еруі нәтижесінде суға түседі.

2. Натрий (Na^+), калий (K^+) және хлорид (Cl^-) иондары негізінен хлоридті тұздардың ерітіндіге айналуынан пайда болады. Сондай-ақ, жанартаулық атқылау кезінде хлорид иондары көптеп бөлініп, атмосфералық жауын-шашынмен бірге су қоймаларына түсуі мүмкін. Сульфат иондары (SO_4^{2-}) гипс жыныстарының еруі, сульфидтер мен органикалық күкірт қосылыстарының тотығуы нәтижесінде түзіледі;

3. Суда еріген газдар: табиғи суларда азот (N_2), оттегі (O_2), көмірқышқыл газы (CO_2), сутегі (H_2), күкіртсутек (H_2S), сондай-ақ инертті газдар – гелий (He), аргон (Ar) кездеседі. Көмірсутек газдары (метан, этан, пропан) көбінесе мұнай-газ кен орындарының маңында байқалады. Жер асты суларында бұл газдар көбінесе молекулалық ерітінділер түрінде болады. Газдардың қанығу деңгейі (см³/л) олардың концентрациясын көрсетеді. Мысалы, азот, оттегі және көмірқышқыл газы жер бетіне жақын аймақтарда көп кездессе, күкіртсутек пен көмірсутек газдары топырақтың терең қабаттарында жоғары концентрацияда болады;

4. Биогендік заттар: тірі организмдердің өмірлік белсенділігіне қажетті және олардың метаболизм процестері барысында түзілетін қосылыстарға азот, фосфор, темір және кремнийдің органикалық және бейорганикалық қосылыстары жатады. Азот органикалық қосылыстары ақуыздар мен олардың ыдырау өнімдері түрінде кездеседі. Аммонификация үдерісі кезінде ақуыздардың ыдырауы нәтижесінде NH_4^+ иондары түзіледі. Сондай-ақ, суда бейорганикалық аммоний иондары кездесуі мүмкін, олар гумустық заттар, көмірсутектер және күкіртті сутекпен әрекеттесу арқылы нитраттар мен нитриттердің тотықсыздануы барысында пайда болады. Өнеркәсіптік шығарындылардың әсерінен атмосфералық жауын-шашынмен бірге табиғи суларға сульфат иондарының айтарлықтай мөлшері түседі;

5. Органикалық қосылыстар: табиғи суларда тірі организмдердің тіршілік әрекетінің нәтижесінде пайда болатын немесе әртүрлі органикалық қалдықтардың ыдырауынан түзілетін гуминдік қосылыстар кездеседі. Су құрамындағы гумустық заттарға лигнин-ақуыз кешендері, көмірсулар мен майлар жатады. Бұл заттар суда шынайы ерітінділер, коллоидтар немесе суспензиялар түрінде болады. Олардың концентрациясы әдетте төмен, бірақ кейбір жағдайларда 50 мг/л және одан да жоғары мәндерге жетуі мүмкін. Әсіресе, батпақты жерлердегі суларда, мұнай-газ кен орындарының қабаттық суларында және өндірістік ағынды суларда органикалық қосылыстардың концентрациясы жоғары болуы мүмкін;

6. Микроэлементтер: табиғи суларда концентрациясы 1 мг/л-ден төмен болатын еріген заттар. Олар иондық, молекулалық, коллоидтық бөлшектер немесе суспензия түрінде кездесіп, органикалық және бейорганикалық кешендердің құрамына кіреді. Геологтар мен геофизиктер үшін табиғи сулардағы I^-, Br^-, F^-, B, Li, Sr, Ba сияқты элементтердің, сондай-ақ радиоактивті және кен түзуші минералдардың болуы ерекше маңызға ие. Галоген иондарының (йод және бром) концентрациясы табиғи суларда жүзден он мг/л-ге дейін өзгеруі мүмкін, бірақ мұнай кен орындарының қабаттық суларында олардың мөлшері айтарлықтай жоғары болады.Әдеби дереккөздерді талдау нәтижесінде металл жабдықтардың бетінде дамитын мұнайды алу және дайындау процестеріндегі асқынулардың негізгі түрлері анықталды (3-кесте).

DOI: 10.54859/kjogi108843

3-кесте Мұнай мен газды алу және дайындау процестеріндегі асқынулардың таралуы
Table 3. Distribution of complications in oil and gas extraction and processing processes

Жабдықтың түрі	Асқынулардың түрлері				
	коррозия	тұз шөгінділері	биозақымдану және биобақылау	эмульсиятүзіліс	электростатикалық зарядтың жинақталуы
Мұнай өндіруге арналған жабдық	+	+	+	+	-
Қабаттық қысымды ұстап тұру жүйелері	+	+	+	-	-
Мұнай жинау жүйелері	+	+	+	+	+
Мұнай дайындауға арналған жабдық	+	+	+	+	-
Мұнай сақтауға арналған жабдық	+	+	+	-	+
Мұнай-газ өңдеу және мұнай-газ химиясына арналған жабдық	+	+	+	-	-

3-салыстырмалы кестеде мұнай кәсіпшіліктерінің әртүрлі кезеңдерінде және әртүрлі жабдықтарында биоинфекцияның көріну мүмкіндігі айқын көрсетілген. Осыған байланысты биологиялық коррозия процесін зерттеу тәсілін әзірлеу қажеттілігі туындайды. Бітіру біліктілік жұмысының негізгі бағыты мен мақсаты – биоинфекцияны анықтау және бақылау үшін қолданылатын технологияларды талдау.

Қорытынды

Мұнай құбырларының қауіпсіздігі мен сенімділігін қамтамасыз ету үшін катодтық қорғау (электрохимиялық қорғау) жүйесін дұрыс есептеу және тиімді қолдану аса маңызды. Зерттеу нәтижелері көрсеткендей, бұл әдісті қолдану құбырлардың қызмет ету мерзімін айтарлықтай ұзартуға, сондай-ақ жөндеу мен техникалық қызмет көрсету шығындарын азайтуға мүмкіндік береді.

Катодтық қорғаныс жүйесінің тиімділігі оны дұрыс жобалау мен орнатуға, ток көздерін оңтайлы таңдауға, электродтық потенциалды дәл реттеуге және жүйенің тұрақты бақылауын қамтамасыз етуге тікелей байланысты. Сонымен қатар, жаңа технологияларды енгізу мен диагностика әдістерін жетілдіру мұнай құбырларының коррозиялық тозуын төмендетуге және олардың ұзақ мерзімді жұмысын қамтамасыз етуге мүмкіндік береді. Осылайша, катодтық қорғау жүйесін дұрыс ұйымдастыру мұнай және газ тасымалдау инфрақұрылымының қауіпсіздігін арттырып, қоршаған ортаға кері әсерін азайтуға көмектеседі [7–11]. Бұл әдісті кешенді түрде қолдану мұнай құбырларының сенімділігі мен ұзақ мерзімділігін қамтамасыз етудің тиімді шешімі болып табылады

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Зерттеу жұмысы жеке бастамамен, оқытушылардың өз қаражаты есебінен жүргізілді.

Мүдделер қайшылығы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қайшылығының жоқтығын жариялайды.

Авторлардың қосқан үлесі. Барлық авторлар өздерінің авторлық үлесін ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар зерттеу тұжырымдамасын әзірлеуге, зерттеуді жүргізуге және мақаланы дайындауға елеулі үлес қосты, мақаланың соңғы нұсқасын оқып, жариялауға дейін мақұлдады). Негізгі үлес төмендегідей бөлінді: Сарқұлова Ж.С. – зерттеу тұжырымдамасын әзірлеу, катодтық қорғау жүйесінің есептеу әдістемесін қалыптастыру және алынған нәтижелерді ғылыми тұрғыда талдау; Исенғалиева Г.А. – әдеби шолу жүргізу, бастапқы мәліметтерді жинау және жүйелеу; Шилмағамбетова Ж.Ж. – есептеу және тәжірибелік нәтижелерді өңдеу, салыстырмалы талдау жүргізу; Оразбекова Р.Ж. – катодтық қорғау станцияларының есептеу жұмыстарына қатысу, бастапқы деректерді дайындау және аналитикалық материалдарды рәсімдеу.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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: Zhadyrassyn S. Sarkulova – development of the research concept, formulation of the cathodic protection system calculation methodology, and scientific analysis of the obtained results; Gulya A. Issengaliyeva – conducting the literature review and collecting and systematizing the primary data; Zhadra Zh. Shilmagambetova – processing the computational and experimental results and performing comparative analysis; Riza Zh. Orazbekova – contributing to the calculation of cathodic protection stations, preparing the initial data, and formatting the analytical materials.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. *Рудой В.М., Останин Н.И., Зайков Ю.П.* Проектирование катодной защиты подземных трубопроводов: методические указания. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2005. 112 с.
2. *Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., и др.* Типовые расчёты при строительстве и ремонте газонефтепроводов. Москва : Недра, 2005. 240 б.
3. *Никулин С.А.* Повышение эффективности предотвращения коррозии нефтегазопроводов на основе оптимального регулирования режимов работы станций катодной защиты: дисс. канд. техн. наук. Уфа, 2015. 150 с. Режим доступа: dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-predotvrashcheniya-korrozii-neftegazoprovodov-na-osnove-optimalnogo. Дата обращения: 12.12.2024.
4. *Мухамеджанов Т.Ш., Абдрахманов М.М.* Мұнай және газ тасымалдау жүйелерінің коррозиялық қорғанысы. Алматы : ҚазҰТЗУ баспасы, 2019. 204 б.
5. *Тихомиров В.В., Лозовский В.А.* Электрохимическая защита металлических сооружений от коррозии. Москва : Энергия, 2016. 176 с.
6. *Назаров А.А., Кузнецов Ю.М.* Электрохимическая коррозия и защита металлов. Москва : Наука, 2015. 320 с.
7. *Peabody A.W.* Peabody's Control of Pipeline Corrosion. Houston : NACE International, 2018. 400 p.
8. *Revie R.W.,* editor. Uhlig's Corrosion Handbook. John Wiley & Sons, 2016. 728 p.
9. *Koch G.* Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies. Elsevier, 2017. 472 p.
10. *Сарқұлова Ж.С., Жубандыкова Ж.У., Шукирова С.С., Турысбекова А.Ж.,* Мұнай-газ өнеркәсібінде жабдықтар мен құбырларды коррозиядан қорғау әдістері // Мұнай және газ. 2023. №6 (138). Б. 171–180.

REFERENCES

1. Rudoy VM, Ostanin NI, Zaikov YP. P*roektirovaniye katodnoy zashchity podzemnykh truboprovodov: metodicheskiye ukazaniya.* Yekaterinburg: UFU; 2005. 112 p. (In Russ).
2. Bykov LI, Mustafin FM, Rafikov SK, et al. *Tipovyye raschyoty pri stroitel'stve I remonte gazonefteprovodov.* Moscow: Nedra; 2005. 240 p. (In Russ).
3. Nikulin SA. *Povysheniye effektivnosti predotvrashcheniya korrozii neftegazoprovodov na osnove optimal'nogo regulirovaniya rezhimov raboty stantsii katodnoy zashchity* [dissertation]. Ufa; 2015. 150 p. Available from: dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-predotvrashcheniya-korrozii-neftegazoprovodov-na-osnove-optimalnogo. (In Russ).
4. Mukhamedzhanov TS, Abdrakhmanov MM. *Munay zhane gas tasymaldau zhuyyelerinin korroziyalyk korgansysy.* Almaty: KNRTU; 2019. 204 p. (In Kazakh).
5. Tikhomirov VV, Lozovskiy VA. *Elektrokhimicheslkaya zashchita metallicheskikh sooruzheniy ot korrozii.* Moscow: Energiya; 2016. 176 p. (In Russ).
6. Nazarov AA, Kuznetsov YM. *Elektrokhimicheslkaya korroziya I zashchita metallov.* Moscow: Nauka; 2015. 320 p. (In Russ).
7. Peabody AW. *Peabody's Control of Pipeline Corrosion.* Houston: NACE International; 2018. 400 p.
8. Revie RW, editor. *Uhlig's Corrosion Handbook.* John Wiley & Sons; 2016. 728 p.
9. Koch G. *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies.* Elsevier; 2017. 472 p.
10. Sarkulova ZS, Zhubandykova ZU, Shukirova SS, Turysbekova AZ. Methods of Corrosion Protection for Equipment and Pipelines in the Oil and Gas Industry. *Oil and Gas.* 2023;6 (138):171–180.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

***Сарқұлова Жадырасын Сейдулақызы**
PhD, доцент
ORCID 0000-0001-8539-1802
e-mail: *zhadi_0691@mail.ru*.
Исенгалиева Гуля Әміржанқызы
техн. ғыл. канд., доцент
ORCID 0000-0001-8742-6378
e-mail: *isengul@mail.ru*.
Шилмағамбетова Жадра Жанқожақызы
пед. ғыл. канд., доцент
ORCID 0009-0008-8780-7160
e-mail: *zhadra_69@mail.ru*.
Оразбекова Риза Жұмақанқызы
техн. ғыл. канд., доцент
ORCID 0009-0007-3970-3706
e-mail: *riza_o@mail.ru*.

AUTHORS' INFO

***Zhadyrassyn S. Sarkulova**
PhD, Associate Professor
ORCID 0000-0001-8539-1802
e-mail: *zhadi_0691@mail.ru*.
Gulya A. Issengaliyeva
Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor
ORCID 0000-0001-8742-6378
e-mail: *isengul@mail.ru*.
Zhadra Zh. Shilmagambetova
Cand. Sc. (Pedagogics), Associate Professor
ORCID 0009-0008-8780-7160
e-mail: *zhadra_69@mail.ru*.
Riza Zh. Orazbekova
Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor
ORCID 0009-0007-3970-3706
e-mail: *riza_o@mail.ru*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

ӘОЖ 622.24.05
ҒТАХР 55.33.37

DOI: 10.54859/kjogi108922

Қабылданды: 29.09.2025.
Мақұлданды: 27.11.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Бұрғылау жабдықтарын беткейлерде тасымалдаудың жылдамдық режимдерін талдау

Ш.М. Медетов, Р.К. Салпакаева, Г.Р. Айманова, А.Т. Дюсенов, А.Ж. Куанышкалиева, Г.Р. Қарасаева
С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бұрғылау жабдықтарын жоталы-бүктелген аудандардағы беткейлерде тасымалдау үлкен массалардың, көлбеулердің және тірек беттері арасындағы ауыспалы үйкеліс коэффициенттерінің үйлесуіне байланысты апаттылықтың жоғарылауымен және техниканың тозуымен бірге жүреді. Бұл ретте жобалау және пайдалану құжаттамасында, әдетте, іліністің нақты жағдайларын және трасса бейінінің өзгеруін ескермей, жолдың рұқсат етілген шекті жылдамдығы ғана беріледі. Бұл жылдамдықтың төмендеуіне (тасымалдау өнімділігінің төмендеуіне) немесе оның мәндерінің жоғарылауына (тежегіш жүйелерінің сырғанау, аударылу және істен шығу қаупінің жоғарылауына) әкеледі. Сондықтан, еңіс бұрышын және тірек беттері арасындағы үйкеліс коэффициентін ескере отырып, бұрғылау жабдықтарын тасымалдаудың қауіпсіз жылдамдық режимдерін ғылыми негізделген талдау қажет.

Мақсаты. Жер бедерінің еңістерін және тірек беттері арасындағы үйкеліс коэффициентін ескере отырып, бұрғылау жабдықтарын көлбеу бойынша тасымалдаудың жылдамдық режимдерін таңдау және оңтайландыру бойынша ғылыми негізделген ұсынымдар әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектісі ретінде топырақ, қар және мұзды беткейлерде пайдаланылатын жүгірушілерде (шаналарда, сырғанақтарда) бұрғылау жабдықтарын тасымалдау жүйелері қарастырылады. Күрделі табиғи жағдайларда тасымалдау қауіпсіздігін реттейтін нормативтік құжаттар мен стандарттарды талдау. Қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы білдіретін теңдеулер, сондай-ақ көлбеу қозғалыс динамикасын сипаттайтын дифференциалдық теңдеулерді құрастыру. Бұл теңдеулер көлбеу бұрышы және тірек беттері арасындағы үйкеліс коэффициенті сияқты параметрлерді ескереді. Дифференциалдық теңдеулерді құрастырғаннан кейін бұрғылау жабдықтарының траекториясы мен қозғалыс жылдамдығын сипаттайтын аналитикалық және сандық шешімдерді алу үшін оларды интегралдау. Алынған мәліметтер негізінде бұрғылау жабдықтарының беткейлердегі қозғалыс жылдамдығын анықтау.

Нәтижелері. Жүргізілген зерттеулерді талдау негізінде жылдамдықтың айтарлықтай төмендеуі байқалатын сыни көтерілу бұрыштары, сондай-ақ тиімді тежеуді қолдануды талап ететін түсу режимдері анықталды. Қауіпсіз қозғалыс жылдамдығы көтерілу кезінде 3–4 м/с және түсу кезінде 2–2,5 м/с аспауы керек екендігі анықталды.

Қорытынды. Есептеулер мен модельдеу көрсеткендей, беткейдің көлбеулігі жоғарылауымен динамикалық жүктемелер, сондай-ақ тарту қондырғысының қуаты мен тежегіш жүйесінің тиімділігіне қойылатын талаптар айтарлықтай артады. Әзірленген практикалық ұсыныстар бұрғылау жабдықтарын біркелкі емес рельеф бойынша тасымалдаудың қауіпсіздігі мен сенімділігін арттыруға мүмкіндік береді. Зерттеу нәтижелері маршруттарды жобалау, тасымалдаудың техникалық құралдарын таңдау және таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын пайдалану ережелерін әзірлеу кезінде пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: *бұрғылау жабдықтары, тасымалдау, таулы жер, қозғалыс жылдамдығы, математикалық модель.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Медетов Ш.М., Салпакаева Р.К., Айманова Г.Р., және б. Бұрғылау жабдықтарын беткейлерде тасымалдаудың жылдамдық режимдерін талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 47–58 б. DOI: 10.54859/kjogi108922.

© Медетов Ш.М., Салпакаева Р.К., Айманова Г.Р., Дюсенов А.Т., Куанышкалиева А.Ж., Қарасаева Г.Р., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

UDC 622.24.05
CSCSTI 55.33.37

DOI: 10.54859/kjogi108922

Received: 29.09.2025.
Accepted: .27.11.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Analysis of Operating Speed Regimes for Transporting Drilling Equipment on Sloped Terrain

Shokan M. Medetov, Raushan K. Salpakayeva, Gulmira R. Aimanova, Aslan T. Dyussenov, Ainur Zh. Kuanyshkaliyeva, Gulraushan R. Karasayeva
Atyrau Oil and Gas University named after Safi Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: Transportation of drilling equipment on sloped terrain in ridge-and-fold terrain is associated with increased accident rates and accelerated equipment wear. This is driven by the combined influence of heavy loads, steep slope gradients, and variable friction coefficients between the bearing surfaces (sleds or runners). In most design and operational documents, only the maximum permissible operating speeds are specified, without considering actual traction conditions or variations in the route profile. As a result, the selected speed may be underestimated-reducing transportation efficiency—or overestimated, which increases the risk of skidding, overturning, and braking system failures. For this reason, a scientifically justified assessment of safe speed regimes is required, taking into account the slope angle and the friction coefficient between the bearing surfaces.
Aim: To develop scientifically substantiated recommendations for selecting and optimizing the speed regimes used for transporting drilling equipment on sloped terrain.
Materials and methods: The study examines transportation systems that move drilling equipment on sleds or runners across soil, snow-covered, and icy slopes. The analysis includes a review of regulatory documents and standards governing transportation safety under challenging environmental conditions. To model the motion, the study employs equations derived from the theorem of momentum change, along with differential equations describing the dynamics of movement on an inclined plane. These equations incorporate key parameters such as slope angle and the coefficient of friction between the bearing surfaces. After formulating the differential equations, they are integrated to obtain analytical and numerical solutions that describe the equipment's trajectory and velocity. The resulting data are then used to determine the safe operating speeds for drilling equipment on sloped terrain.
Results: The analysis identified critical ascent angles at which a substantial reduction in speed occurs, as well as descent conditions that necessitate effective braking. The study determined that safe operating speeds should not exceed 3–4 m/s when ascending and 2–2.5 m/s when descending.
Conclusion: The proposed practical recommendations improve the safety and reliability of drilling equipment transportation across uneven terrain. The findings can be applied in route planning, selecting appropriate transportation technologies, and in developing operational guidelines for drilling equipment used in mountainous environments.
Keywords: *drilling equipment; transportation; sloped terrain; operating speed; mathematical model.*

To cite this article:
Medetov SM, Salpakayeva RK, Aimanova GR, et al. Analysis of Operating Speed Regimes for Transporting Drilling Equipment on Sloped Terrain. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):47–58. DOI: 10.54859/kjogi108922.

© 2025 Medetov Sh.M., Salpakayeva R.K., Aimanova G.R., Dyussenov A.T., Kuanyshkaliyeva A.Zh., Karasayeva G.R.

License CC BY-NC-ND 4.0

УДК 622.24.05
МРНТИ 55.33.37
DOI: 10.54859/kjogi108922
Получена: 29.09.2025.
Одобрена: 27.11.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Анализ скоростных режимов транспортировки бурового оборудования по склонам

Ш.М. Медетов, Р.К. Салпакаева, Г.Р. Айманова, А.Т. Дюсенов, А.Ж. Куанышкалиева, Г.Р. Карасаева
Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Обоснование. Транспортировка бурового оборудования по склонам в хребто-складчатых районах сопровождается повышенной аварийностью и износом техники из-за сочетания больших масс, уклонов и переменных коэффициентов трения между опорными поверхностями (салазками или санями (полозьями)). При этом в проектной и эксплуатационной документации, как правило, задаются только предельные допустимые скорости движения без учёта реальных условий сцепления и изменения профиля трассы. Это приводит либо к занижению скорости (снижению производительности перевозок), либо к завышению её значений (росту риска заноса, опрокидывания и отказов тормозных систем). Поэтому требуется научно обоснованный анализ безопасных скоростных режимов транспортировки бурового оборудования с учётом угла наклона склона и коэффициента трения между опорными поверхностями.
Цель. Разработка научно обоснованных рекомендаций по выбору и оптимизации скоростных режимов транспортировки бурового оборудования по склонам.
Материалы и методы. В качестве объекта исследования рассматриваются системы транспортировки бурового оборудования на полозьях (санях, салазках), используемых по грунтовым, снежным и обледенелым склонам. Приводится анализ нормативных документов и стандартов, регулирующих безопасность перевозок в сложных природных условиях. Применены уравнения, выражающие теорему об изменении количества движения, а также дифференциальные уравнения, описывающие динамику наклонного движения. Эти уравнения учитывают такие параметры, как угол наклона склона и коэффициент трения между опорными поверхностями. После составления дифференциальных уравнений осуществлено проведение их интегрирования для получения аналитических и численных решений, характеризующих траекторию и скорость движения бурового оборудования. На основании полученных данных выполнено определение скорости движения бурового оборудования по склонам.
Результаты. На основе анализа проведённых исследований были определены критические углы подъёма, при которых наблюдается значительное снижение скорости, а также режимы спуска, требующие применения эффективного торможения. Установлено, что безопасная скорость движения не должна превышать 3–4 м/с при подъёме и 2–2,5 м/с при спуске.
Заключение. Разработанные практические рекомендации позволяют повысить безопасность и надёжность транспортировки бурового оборудования по неровной местности. Результаты исследований могут быть использованы при проектировании маршрутов, выборе технических средств транспортировки и разработке правил эксплуатации бурового оборудования в горной местности.
Ключевые слова: *буровое оборудование, транспортировка, холмистая местность, скорость движения, математическая модель.*

Как цитировать:
Медетов Ш.М., Салпакаева Р.К., Айманова Г.Р., и др. Анализ скоростных режимов транспортировки бурового оборудования по склонам // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 47–58. DOI: 10.54859/kjogi108922.

© Медетов Ш.М., Салпакаева Р.К., Айманова Г.Р., Дюсенов А.Т., Куанышкалиева А.Ж., Карасаева Г.Р., 2025
Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

Кіріспе

Мұнай-газ саласы мемлекеттік бюджет кірістерінің негізгі көзі және елдің экономикалық өсуінің драйвері бола отырып, Қазақстан экономикасында шешуші орын алады. Теңіз, Қашаған және Қарашығанақ сияқты кен орындарында шоғырланған мұнай мен газдың бай қорлары Қазақстанға әлемдегі жетекші көмірсутек өндірушілердің бірі мәртебесін қамтамасыз етеді [1].

Мұнай мен газ экспорты елдің сыртқы сауда балансының едәуір бөлігін құрайды, шетелдік инвестицияларды тартады және инфрақұрылымды дамытады. Мұнай-газ секторы халықтың көп бөлігі үшін жұмыс орындарын тек тікелей ғана емес, сонымен қатар тасымалдау, қайта өңдеу, машина жасау және қызмет көрсету сияқты аралас салалар арқылы да қамтамасыз етеді [2].

Мұнай мен газды барлау мен өндірудің заманауи шарттары бұрғылау қондырғыларының әртүрлі бұрғылау нүктелері арасында жиі қозғалуын талап етеді. Қазақстанның Маңғыстау облысы сияқты бірқатар өңірлерде рельеф төбелермен және кедір-бұдырлармен сипатталады, бұл ауыр техниканы тасымалдауды қиындатады. Мұндай жағдайларда қозғалыс кезінде бұрғылау жабдықтарының қауіпсіздігін, орнықтылығын және сақталуын қамтамасыз етуге қойылатын талаптар артады.

Жылдамдық пен жүктеме режимдерінің өзгеруін туғызатын көтерілу мен түсу ерекше қиындық тудырады. Егер жылдамдық немесе қозғалыс траекториясы дұрыс таңдалмаса, апатты жағдайлар қаупі: жабдықтың аударылуы, жүріс бөлігінің шамадан тыс жүктелуі немесе жеке тораптардың істен шығуы артады.

Зерттеудің өзектілігі таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын тасымалдау бойынша ғылыми негізделген ұсыныстарды әзірлеу қажеттілігінен туындады. Бұл мәселені шешу негізгі күштердің (тарту, қарсылық және ауырлық күштері) әсерін, сондай-ақ әртүрлі көлбеу бұрыштардағы динамиканы талдауды ескеретін қозғалыстың математикалық моделін құруды талап етеді.

Мақсатқа жету үшін мақалада келесі міндеттер шешіледі:

- ауыр техниканы біркелкі емес рельеф бойынша тасымалдауды зерттеудің қолданыстағы тәсілдерін талдау;
- көтерілу және түсу кезінде бұрғылау жабдықтарының қозғалысының математикалық моделін жасау;
- жылдамдық сипаттамаларын есептеуді орындаңыз;
- таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын қауіпсіз тасымалдау және пайдалану бойынша ұсыныстар беру.

Зерттеу материалдары мен әдістері

Әртүрлі тік беткейлерде тасымалдау кезінде бұрғылау жабдықтарының қозғалысын зерттеу, рұқсат етілген жылдамдықтар мен орнықтылық жағдайларын анықтау үшін таулы және беткейлі аймақтарда ауыр жабдықтарды тасымалдау мәселелеріне арналған оқу және ғылыми дереккөздерде ұсынылған қолданыстағы ғылыми және инженерлік шешімдерге талдау жасалды. Беткейлердегі қозғалыс динамикасын қарастыратын жұмыстарға ерекше назар аударылды. Сондай-ақ күрделі табиғи жағдайларда тасымалдау қауіпсіздігін реттейтін нормативтік құжаттар мен стандарттар талданды. Бұрғылау жабдықтарының жылдамдық режимдерін анықтау үшін қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы білдіретін теңдеу жасалды, сонымен қатар олардың көлбеу қозғалысының динамикасын сипаттайтын дифференциалдық теңдеу құрылды. Теңдеу беттің көлбеу бұрышы және үйкеліс коэффициенті сияқты параметрлерді ескереді. Дифференциалдық теңдеуді құрастырғаннан кейін бұрғылау жабдықтарының траекториясы мен қозғалыс жылдамдығын сипаттайтын аналитикалық және сандық шешімдерді алу үшін оны интегралдау жүргізілді. Алынған мәліметтер негізінде бұрғылау жабдығының беткейлерде қауіпсіз қозғалу жылдамдығын анықтауға болады.

Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау көмірсутектерді өндіру үрдісінің негізгі кезеңі болып табылады және мұнай-газ саласының жұмысында іргелі рөл атқарады. Бұл үрдіс мұнай мен газдың жер асты кен орындарына қол жеткізуді қамтамасыз етеді, бұл отын, химиялық өнім және басқа да өндірістік материалдарды өндіруге негіз болатын табиғи ресурстарды алуға мүмкіндік береді. Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау үшін бұрғылау жабдықтары қолданылады [3, 4].

Сондай-ақ, Маңғыстау облысында мұнай мен газдың орасан зор қоры шоғырланған. Облыс аумағында пайдалы қазбалардың бай кен орындары орналасқан. Минералды шикізат қорлары олардың алуан түрлілігіне, кен орындарының қуаттылығына, оларды игерудің ыңғайлылығына байланысты бірегей және әлемдік геологияда іс жүзінде теңдесі жоқ. Пайдалы қазбалардың негізгі түрлері-мұнай және сұйытылған мұнай газы. Кен орындарының көпшілігі Жаңа өзен ауданында және Бозащы түбегінде шоғырланған. Маңғыстау облысының аумағында 59 мұнай және газ кен орны барланды, оның ішінде: Ақсаз, Ақтоты, Арыстановское бар. Облыс бойынша барланған мұнай қоры 3 млрд т-дан асады. Сонымен қатар, облыс жағалауында Каспий теңізінің қайраңында мұнайдың ірі қорлары табылуы болжануда [5].

Қазақстан Республикасы Үкіметінің бұрғылау жұмыстарының көлемін ұлғайту жөніндегі бұрғылаушылардың алдына қойған міндеттерін орындау үшін мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау тек жазық жерлерде ғана емес, сонымен қатар таулы жерлерде де жүргізіледі. Таулы рельеф жер бетінің толқынды сипатымен сипатталады, абсолютті биіктігі 500 м-ге дейін, салыстырмалы биіктігі 25–200 м-ден асатын және көлбеулігі 2–3°басым болатын төбелерді құрайды. Төбелер,

DOI: 10.54859/kjogi108922

әдетте, қатты жыныстардан тұрады, олардың шыңдары мен беткейлері борпылдақ жыныстардың қалың қабатымен жабылған. Төбелер арасындағы ойпаттар кең, тегіс немесе тұйық бассейндер болып табылады. Маңғыстау облысы осындай рельефке ие.

Маңғыстау облысы шынымен де бірегей рельефке ие-бұл жазық аумақтардың таулы және тіпті жартасты жерлермен үйлесуі. Үстірт үстірті мен Бозыр шатқалы сияқты аудандар ерекше көзге түседі, олар тік беткейлер мен жартастармен сипатталады. Бұл жер бедерінің ерекшеліктері бұрғылау және жабдықты және тасымалдау кезінде қосымша қиындықтар туғызады, соның ішінде беткейлердегі апаттар қаупі артады. Бұл факторлар ауыр жабдықты тасымалдау үрдісін баяулатып қана қоймай, сонымен қатар персоналдың қауіпсіздігі мен техниканың тұтастығына қауіп төндіруі мүмкін.

Таулы жерлерде, мысалы, Қазақстанның Маңғыстау облысының аудандарында, геологиялық тәуекелдерді бағалауды, нығайту іс-шараларын әзірлеуді және қиын жағдайларда жұмыс істеуге қабілетті мамандандырылған техниканы пайдалануды қамтитын маршруттарды мұқият дайындау талап етіледі [5].

Ұңғыманы бұрғылау аяқталғаннан кейін бұрғылау жабдығы басқа бұрғылау нүктесіне тасымалданады. Бұрғылау жабдықтарын бір бұрғылау нүктесінен екіншісіне тасымалдау-бұл мұқият дайындық пен үйлестіруді қажет ететін күрделі процесс. Бұрғылау жабдығының конструктивтік ерекшеліктеріне, массасы мен мөлшеріне, берілген қашықтығы мен мерзімдеріне, жолдардың жай-күйіне және басқа да жағдайларға байланысты тасымалдау өз жүрісімен, сүйреткішпен, жүк автомобильімен, ауыр жүк тіркемесімен, теміржол, су және әуе көлігімен жүргізілуі мүмкін.

Бұрғылау қондырғыларын шанамен тасымалдау қондырғыларды қар, мұз немесе батпақты жерлер сияқты қиын жерлерде жылжытудың тиімді әдісі болып табылады. Ол үшін жабдық орнатылған арнайы шаналар қолданылады.

Негізгі ерекшеліктері:

• шаналарды пайдалану: шаналар бұрғылау қондырғысы орнатылған арнайы платформа ретінде қызмет етеді. Бұл оны кәдімгі доңғалақ немесе шынжыр табанды машиналар жүре алмайтын беттерде жылжытуға мүмкіндік береді;

• жылжыту әдістері: шанаға орнатылғаннан кейін бұрғылау қондырғысын трактормен немесе жолдан тыс жерде жұмыс істеуге арналған басқа да қуатты көліктермен жылжытуға болады;

• артықшылықтары: тасымалдаудың бұл әдісі әсіресе солтүстік немесе басқа төмен температуралы аймақтарда пайдалы, мұнда шананы пайдалану функционалдылықты сақтауға және күрделі беттерде дөңгелектерде немесе жолдарда сүйрету кезінде пайда болатын жабдықтың зақымдалуын болдырмауға мүмкіндік береді.

Әрбір нақты жағдайда бұрғылау жабдығын тасымалдау әдісін таңдау кезінде техникалық-экономикалық негіздеме жасалады, онда оның нысанға келуінің қажетті уақыты, әртүрлі көлік түрлерімен тасымалдау құны, қолданыстағы көлік желілерінің жағдайы мен ерекшелігі, тоқтап қалудан болатын шығындар және басқа да бірқатар факторлар ескеріледі.

Бұрғылау жабдықтарын өз жүрісімен жылжыту автомобиль ресурстарының айтарлықтай шығындарымен байланысты, сондықтан автомобильдерден басқа қашықтық шектеулі. Қозғалыс басталғанға дейін қауіпсіздік жұмыстарының циклі орындалады. Бұл жұмыстардың тізімі машинаның түріне байланысты. Шынжыр табанды машиналар жалпы мақсаттағы жолдардан тыс жерде 15 км қашықтыққа алып тастау тәртібімен ғана өз жүрісімен жүре алады. Оларды ұзақ қашықтыққа тасымалдау кезінде жүк машиналары мен ауыр жүк тіркемелері қолданылады.

Тек жарамды машиналарды өз жүрісімен тасымалдауға рұқсат етіледі, сондықтан ақауларды жою және жүріс жабдықтары мен басқару органдарының құрастыру бірліктерін майлауды орындау мақсатында оларға кезектен тыс техникалық қызмет көрсету алдын-ала жүргізіледі. Тежегіштермен жабдықталмаған тіркеме машиналарын тек қатты ілінісу (сүйреу) арқылы тасымалдауға болады.

Ауыр жүк тіркемелерінде жабдықты тасымалдау кезінде тік түсулерде қосымша тежеуді жүзеге асыратын және тік көтерілулерде сүйрету кезінде көмек көрсететін екінші автомобильді пайдалану қажет. Көктайғақ кезінде және басқа да қолайсыз жол жағдайларында жабдықтарды сүйреткішпен және ауыр жүк таситын тіркемелермен тасымалдауға тыйым салынады. Суға батырылған жабдық тежегішпен бекітіледі және шектеу арқалықтары, сыналар, аралықтар, созылу белгілері және болат сым арқылы сенімді бекітіледі. Сүйрегіш маркасын таңдағанда рельеф, жолдардың жағдайы және т.б. ескеріледі [6–15].

Бұл мәселенің өзектілігі бұрғылау жұмыстарының үздіксіздігін қамтамасыз ету және жабдықты тасымалдаудың кешігуіне байланысты тоқтап қалуды азайту қажеттілігімен байланысты. Сонымен қатар, тасымалдауды сауатты ұйымдастыру техниканы жөндеуге және беткейлерге түсу және көтерілу кезінде жылдамдық режимдерін дұрыс таңдамаудан туындаған апаттық жағдайлардың салдарын жоюға байланысты шығындарды азайтуға мүмкіндік береді.

Осылайша, тұрақсыз рельеф жағдайында бұрғылау жабдықтарын тасымалдаудың тиімді әдістері мен стратегияларын әзірлеу, төбеден түсу және төбеге көтерілу кезінде оңтайлы жылдамдық режимдерін таңдау мұнай-газ саласындағы табысты жұмыстың маңызды құрамдас бөлігі болып табылады.

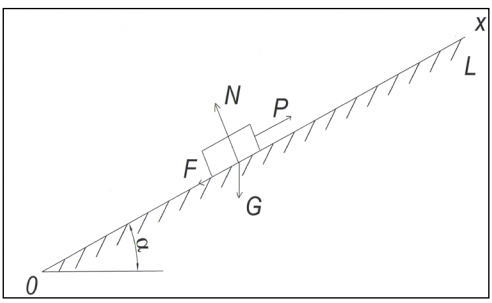
Таулы жерлерде қозғалыстың оңтайлы жылдамдық режимдерін анықтау үшін қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы қолдануға болады, ол белгілі бір уақыт аралығында жүйенің қозғалыс мөлшерінің (импульсінің) өзгеруі сол

уақыт аралығында жүйеге әсер ететін сыртқы күштердің импульсіне тең болады деп тұжырымдайды. Бұл дегеніміз, егер сыртқы күштердің қосындысы нөлге тең болса (жүйе оқшауланған), онда жүйенің қозғалыс мөлшері сақталады. Теорема материалдық нүктеге де, механикалық жүйеге де қолданылады.

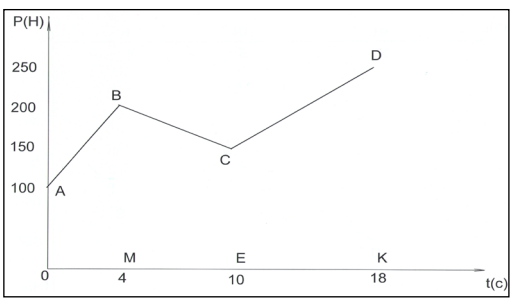
Мұны келесі мысалда көрсетейік. Массасы m бұрғылау жабдығына көкжиекпен α бұрышын құрайтын көлбеу жазықтыққа (төбенің бөлігі) бағытталған v_o бастапқы жылдамдығы берілсін. Бұрғылау жабдығына сол жаққа бағытталған $\vec{P}$ күші әсер етеді (1-сурет).

$P=P(t)$ күшінің өзгеру заңын және f сырғанау үйкеліс коэффициентін біле отырып, біз t_1, t_2, t_3 уақыттарындағы бұрғылау жабдықтарының жылдамдығын анықтаймыз.

t_0, t_1, t_2, t_3 уақыт моменттері үшін P күштің өзгеру графигін оның P_0, P_1, P_2, P_3 мәндері бойынша құру кезінде оның берілген уақыт моменттері үшін $P=P(t)$ байланысын сызықтық деп санаймыз.



1-сурет. Бұрғылау жабдығының беткейлердегі қозғалысының математикалық моделі
Figure 1. Mathematical model of drilling equipment motion on slopes



2-сурет. t_0, t_1, t_2, t_3 уақыт моменттері үшін P_0, P_1, P_2, P_3 мәндері бойынша P күшінің өзгеру графигі
Figure 2. Graph of force P variation based on the values P_0, P_1, P_2, P_3 at the time points t_0, t_1, t_2, t_3

Қолайлы нәтиже алу үшін бұрғылау жабдығына және бұрғылау жабдықтарының массасына әсер ететін күштер шамаларының мәндерін төмендетеміз. Бұл тәсіл алынған нәтижелердің дұрыстығын төмендетпейді, өйткені осы шамаларды өлшейтін нақты құралдардың көмегімен оларды тиісті формулаларға қоюға болады.

Берілгені: m=35 кг; v_o=5,4 м/с; t_1=4 с; t_2=10 с; t_3=18 с; P_0=100 Н; P_1=200 Н; P_2=150 Н; P_3=250 Н; α=25 град; f=0,1.

Үйкеліс коэффициенті материалға және беттердің күйіне, сондай-ақ температура, ылғалдылық, майлау және жылдамдық сияқты өзара әрекеттесу жағдайларына байланысты. Коэффициентті таңдау үшін анықтамалық мәліметтерге немесе эксперименттік өлшемдерге сүйене отырып, материалдардың түрін, олардың кедір-бұдырлығын, майлаудың болуын және басқа факторларды ескеру қажет. Осы мақалада ең келеңсіз ауа-райындағы жер бетінің жағдайына, яғни, мұзды, қарлы кездердегі үйкеліс коэффициентін таңдап аламыз. Мұзды жердегі болаттың үйкеліс коэффициенті жағдайларға байланысты 0,05-тен 0,15-ке дейін. Бұл мән өзгеруі мүмкін: тегіс мұзда үйкеліс коэффициенті төмен болады (шамамен 0,05), ал «мұзды жерде» кедір – бұдырлар немесе балшықтар 0,15-ке дейін біршама жоғары болады. Біз f=0,1 мәнін аламыз.

Анықтаймыз: t_1, t_2, t_3 үшін v_1, v_2 және v_3-ті.

Шешуі. Денеге әсер ететін күштерді көрсетейік: G салмағы, жазықтықтың қалыпты реакциясы $\vec{N}$, $\vec{P}$ күші, $\vec{F}$ сырғанау үйкеліс күші, оны бастапқы жылдамдыққа қарама-қарсы, яғни көлбеу жазықтықпен төмен бағыттаймыз (1-сурет).

P_0, P_1, P_2 және P_3 берілген мәндері бойынша $P=P(t)$ графигін тұрғызамыз (2-сурет).

Материалдық нүкте ретінде қабылданған бұрғылау жабдығы үшін 0-ден t_1-ге дейінгі уақыт аралығы үшін x осіне проекциялардағы қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы өрнектейтін теңдеу құрамыз (1):

$$mv_{1x} - mv_{0x} = \sum S_{ix}, \quad (1)$$

мұндағы (2):

$$\sum S_{ix} = -Gt_1 sin\alpha - Ft_1 + S_{px} \quad (2)$$

t_1 уақыты үшін P айнымалы күшінің импульсінің проекциясы (3):

$$S_{px} = \int_0^{t_1} Pdt \quad (3)$$

Бұл интегралды $OABM$ трапециясының ауданы ретінде $P=P(t)$ графигінде анықтаймыз (4):

$$S_{px} = \frac{100+200}{2} \cdot 4 = 600 \text{ Н} \cdot \text{с} \quad (4)$$

Сырғанау үйкеліс күші $F=fN=fcos\alpha$ екендігін ескеріп, (1)-теңдеуді төмендегідей түрде аламыз (5):

$$mv_{1x} - mv_{0x} = -mgt_1 sin\alpha - fmgt_1 cos\alpha + 600, \quad (5)$$

бұдан (6):

$$v_{1x} = v_{0x} - gt_1 sin\alpha - fgt_1 cos\alpha + \frac{600}{m} \quad (6)$$

Берілген мәліметтерді есепке ала отырып табамыз (7):

$$v_1 = |v_{1x}| = 2{,}4 \text{ м/с} \quad (7)$$

$\vec{F}$ сырғанау үйкеліс күші жылдамдыққа қарама – қарсы бағытталған, сондықтан берілген есептеуді жасамас бұрын, дене жылдамдығы уақытта көлбеу жазықтықпен жоғары бастапқы бағытын *(v_{ox}>0)* өзгертпейтінін, демек, үйкеліс күші төмен бағытталатынын анықтау керек.

Ол үшін бұрғылау жабдығының жылдамдығы тұрақты $\vec{G}$, $\vec{N}$, $\vec{F}$ күштерінің және OB түзуі заңы бойынша өзгеретін ($P = 100 + \frac{100}{4}t$) күшінің әсерінен нольге тең болатын $t^*<t_1$ уақыт мезеті мүмкін бе екенін тағайындау керек.

0-ден t^*-ге дейінгі болжамды уақыт аралығы үшін қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы білдіретін теңдеу құрамыз (8):

$$mv_x - mv_{0x} = -mg \cdot t^* sin\alpha - fmg \cdot t^* cos\alpha + S_{px}, \quad (8)$$

мұндағы (9):

$$v_x = 0, S_{px} = \int_0^{t^*} P_x dt = \int_0^{t^*} \left(100 + \frac{100}{4}t\right) dt = 100t^* + \frac{t^{*2}}{2} \cdot 25 \quad (9)$$

Нәтижесінде t^*-ні анықтауға арналған келесі теңдеуді аламыз (10):

$$100t^* + 25 \cdot \frac{t^{*2}}{2} - mg(sin\alpha + f \cdot cos\alpha)t^* + mv_{ox} = 0, \quad (10)$$

Яғни (11):

$$25t^{*2} + 200t^* - 2 \cdot 35 \cdot 9{,}81(0{,}423 + 0{,}1 \cdot 0{,}906) \cdot t^* + 35 \cdot 5{,}4 \cdot 2 = 0, \quad (11)$$

немесе (12):

$$25t^{*2} - 152{,}3 \cdot 25 \cdot t^* + 378 = 0 \quad (12)$$

Бұдан табамыз (13):

$$25t^{*2} + 200t^* - 2 \cdot 35 \cdot 9{,}81(0{,}423 + 0{,}1 \cdot 0{,}906) \cdot t^* + 35 \cdot 5{,}4 \cdot 2 = 0, \quad (13)$$

Яғни, көрсетілген күштердің әсерінен бұрғылау жабдығының жылдамдығы нөлге тең болатын уақыт моменті жоқ екенін аламыз.

t_2 уақытындағы бұрғылау жабдығының жылдамдығын анықтау үшін t_2–t_1 уақыт аралығы үшін қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы білдіретін теңдеу құрамыз (14):

$$mv_{2x} - mv_{1x} = \sum S_{ix}, \quad (14)$$

мұндағы (15):

$$\sum S_{ix} = -G(t_2 - t_1)sin\alpha - F(t_2 - t_1) + S_{px} \quad (15)$$

t_2–t_1 уақыт аралығында қозғалыс жылдамдығының бағытын өзгерту мүмкіндігін тексереміз.

Бұрғылау жабдығының жылдамдығы нөлге тең болатын t^*, уақыт моментін анықтаймыз.

0-ден t^*-ге дейінгі уақыт аралығы үшін *x* осіне проекциялардағы қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы білдіретін теңдеу құрамыз (16):

$$mv_x - mv_{1x} = -mg \cdot t^* sin\alpha - f \cdot mgt^* cos\alpha + S_{px}, \quad (16)$$

мұндағы (17–18):

$$v_x = 0, P_x = 200 - \frac{50}{6}t, \quad (17)$$

$$S_{px} = \int_0^{t^*} P_x dt = \int_0^{t^*} \left(200 - \frac{50}{6}t\right) dt = 200t^* - \frac{t^{*2}}{2} \cdot 8{,}33 \quad (18)$$

t^*-ні анықтауға арналған теңдеуді аламыз (19):

$$200t^* - 4{,}17t^{*2} - mg(sin\alpha + f \cdot cos\alpha)t^* + mv_{1x} = 0, \quad (19)$$

Яғни (20):

$$4{,}17t^{*2} - 200t^* + 35 \cdot 9{,}81 \cdot (0{,}423 + 0{,}1 \cdot 0{,}906) \cdot t^* - 35 \cdot 2{,}4 = 0 \quad (20)$$

немесе (21):

$$4{,}17t^{*2} - 23{,}8 \cdot t^* - 84 = 0 \quad (21)$$

Бұдан табамыз (21):

$$t^* = \frac{23{,}8 \pm \sqrt{23{,}8^2 + 4 \cdot 4{,}14 \cdot 84}}{2 \cdot 4{,}17} = 8{,}2 > t_2 - t_1 = 6 \text{ с} \quad (21)$$

Яғни, көрсетілген күштердің әсерінен бұрғылау жабдығының жылдамдығы нөлге тең болатын уақыт моменті жоқ екенін аламыз.

(-) таңбасын есепке алмаймыз, себебі бұл жағдайда $t^*<0$

t_2–t_1 уақыт аралығы үшін қозғалыс мөлшерінің өзгерісін өрнектейтін теңдеуді құрамыз (22):

$$mv_{2x} - mv_{1x} = \sum S_{ix}, \quad (22)$$

мұндағы (23):

$$m\sum S_{ix} = -G(t_2 - t_1)sin\alpha - F \cdot (t_2 - t_1) + S_{px} \quad (23)$$

t_2–t_1 уақытында *P* айнымалы күшінің импульсінің проекциясы *P=P(t)* графигінде *MBCE* трапециясының ауданымен өрнектеледі (24):

$$S_{px} = \frac{200+150}{2} \cdot 6 = 1050 \text{ Нс} \quad (24)$$

Сондықтан (22)-теңдеу төмендегідей түрге енеді (25):

$$mv_{2x} - mv_{1x} = -mg \cdot (t_2 - t_1)sin\alpha - f \cdot mg \cdot (t_2 - t_1)cos\alpha + 1050 \quad (25)$$

Бұдан (26–27):

$$v_{2x} = v_{1x} - g \cdot (t_2 - t_1)sin\alpha - f \cdot g \cdot (t_2 - t_1)cos\alpha + \frac{1050}{m}, \quad (26)$$

$$v_2 = |v_{2x}| = 2{,}4 - 9{,}81 \cdot 6 \cdot 0{,}423 - 0{,}1 \cdot 9{,}81 \cdot 6 \cdot 0{,}906 + \frac{1050}{35} = 2{,}2 \text{ м/с} \quad (27)$$

t_3 уақыт мезетіндегі бұрғылау жабдығының жылдамдығын анықтаймыз.

t_3–t_2 уақыт аралығында қозғалыс жылдамдығының бағытының өзгеру мүмкіндігін тексереміз.

Бұрғылау жабдығының жылдамдығы нольге тең болатын t^* уақыт мезетін анықтаймыз.

0-ден t^*-ге дейінгі уақыт аралығы үшін x осіне проекциялардағы қозғалыс мөлшерінің өзгеруі туралы теореманы білдіретін теңдеу құрамыз (28):

$$mv_x - mv_{1x} = -mg \cdot t^* sin\alpha - f \cdot mgt^* cos\alpha + S_{px} \quad (28)$$

мұндағы (29–30):

$$v_x = 0,\ P_x = 150 + \frac{100}{8}t, \quad (29)$$

$$S_{px} = \int_o^{t^*} P_x dt = \int_0^{t^*} \left(150 + \frac{100}{8}t\right) dt = 150 \cdot t + \frac{t^{*2}}{2} \cdot 12{,}5 \quad (30)$$

t^*-ні анықтауға арналған теңдеуді аламыз (31):

$$mv_{2x} - mg(sin\alpha + f \cdot cos\alpha) \cdot t^* + 6{,}25t^{*2} + 150t^* = 0, \quad (31)$$

Яғни (32):

$$6{,}25t^{*2} + 150t^* - 35 \cdot 9{,}81 \cdot (0{,}423 + 0{,}1 \cdot 0{,}906) \cdot t^{\omega} + 35 \cdot 2{,}2 = 0 \quad (32)$$

немесе (33):

$$6{,}25t^{*2} - 26{,}2 \cdot t^* + 77 = 0 \quad (33)$$

Бұдан анықтаймыз (34):

$$t^* = \frac{26{,}2 \pm \sqrt{26{,}2^2 - 4 \cdot 6{,}25 \cdot 77}}{2 \cdot 6{,}25} \quad (34)$$

– нақты түбірлері жоқ.

Яғни, көрсетілген күштердің әсерінен бұрғылау жабдығының жылдамдығы нөлге тең болатын уақыт моменті жоқ екенін аламыз.

Қозғалыс мөлшерінің өзгерісі туралы теореманы өрнектейтін және t_3–t_2 уақыт аралығына құрастырылған теңдеу t_3 уақыт мезетіндегі v_3 бұрғылау жабдығының жылдамдығын анықтауға мүмкіндік береді (35):

$$mv_{3x} - mv_{2x} = \sum S_{ix} \quad (35)$$

мұндағы (36):

$$\sum S_{ix} = -G(t_3 - t_2)sin\alpha - F \cdot (t_3 - t_2) + S_{px} \quad (36)$$

t_3–t_2 уақыттағы *P* айнымалы күштің импульсінің проекциясы *P=P(t) ECDK* трапециясының ауданымен өрнектеледі (2-сурет) (37):

$$S_{px} = \frac{150+250}{2} \cdot 8 = 1600 \text{ Нс} \quad (37)$$

Сондықтан (22)-теңдеу төмендегідей түрге енеді:

$$mv_{3x} - mv_{2x} = -mg \cdot (t_3 - t_2)sin\alpha - f \cdot mg \cdot (t_3 - t_2)cos\alpha + 1600 \quad (39)$$

Бұдан (40–41):

$$v_{3x} = v_{2x} - g \cdot (t_3 - t_2)sin\alpha - f \cdot g \cdot (t_3 - t_2)cos\alpha + \frac{1600}{m}, \quad (40)$$

$$v_3 = |v_{3x}| = 2{,}2 - 9{,}81 \cdot 8 \cdot 0{,}423 - 0{,}1 \cdot 9{,}81 \cdot 8 \cdot 0{,}906 + \frac{1050}{35} = 7{,}6 \text{ м/с} \quad (41)$$

t_1 уақыт мезетіндегі жылдамдықтың мәнін дифференциалдық теңдеудің көмегімен табамыз (42):

$$m\ddot{x} = \sum X_i \quad (42)$$

Теңдеудің оң бөлігін ашамыз (43):

$$m\ddot{x} = -Gsin\alpha - F + P \quad (43)$$

немесе (44):

$$m\ddot{x} = -mgsin\alpha - f \cdot mg \cdot cos\alpha + P \quad (44)$$

Яғни (45):

$$\ddot{x} = -gsin\alpha - f \cdot g \cdot cos\alpha + \frac{P}{m}, \quad (45)$$

мұндағы (46):

$$P = 100 + \frac{100}{4}t \quad (46)$$

$$\ddot{x} = -gsin\alpha - f \cdot g \cdot cos\alpha + \frac{100 + 25t}{35} \quad (47)$$

Алынған дифференциалдық теңдеуді интегралдай отырып, табамыз (48):

$$\ddot{x} = -g(sin\alpha + fcos\alpha) \cdot t + 2{,}85t + 0{,}714\frac{t^2}{2} + C \quad (48)$$

Кездейсоқ шаманы *C* анықтау үшін есептің шартын пайдаланамыз: при $t = 0$ $v_{ox} = \dot{x}_o = 5{,}4$ м/с.

Сонымен, 0 ден t_1-ге уақыт аралығында жылдамдықтың өзгерісін анықтайтын теңдеу төмендегідей болады (49):

$$\dot{x} = -g(sin\alpha + fcos\alpha) \cdot t + 2{,}85t + 0{,}357t^2 + 5{,}4 \quad (49)$$

t=t_1 болғанда (50):

$$v_1 = \left|\dot{x}_{t=t_1}\right| = -9{,}81 \cdot (0{,}423 + 0{,}1 \cdot 0{,}906) \cdot 4 + 2{,}85 \cdot 4 + 0{,}357 \cdot 4^2 + 5{,}4 = 2{,}4 \text{ м/с} \quad (50)$$

Нәтиже сәйкес келеді.

Таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын тасымалдауды талдау үшін оны көлбеу бұрышымен көлбеу беткейде қозғалатын механикалық жүйе ретінде қарастырамыз. Массасы бұрғылау жабдығына әсер ететін негізгі күштер:

– $G=mg$ – ауырлық күші;

– $G_x=mgsin\alpha$ – көлбеу бойындағы ауырлық күшінің құрамдас бөлігі;

– $G_x=mgcos\alpha$ – көлбеуге перпендикуляр ауырлық күші;

DOI: 10.54859/kjogi108922

– F_t – трактордың немесе күштік қондырғының тарту күші;

– F_r – қозғалысқа кедергі күш (үйкеліс, ауа, тірек бетінің деформациясы).

Беткейге көтерілу (51):

$$m\frac{dv}{dt} = F_t - (F_r + mgsin\alpha), \quad (51)$$

мұндағы v – бұрғылау жабдығын тасымалдау жылдамдығы, м/с.

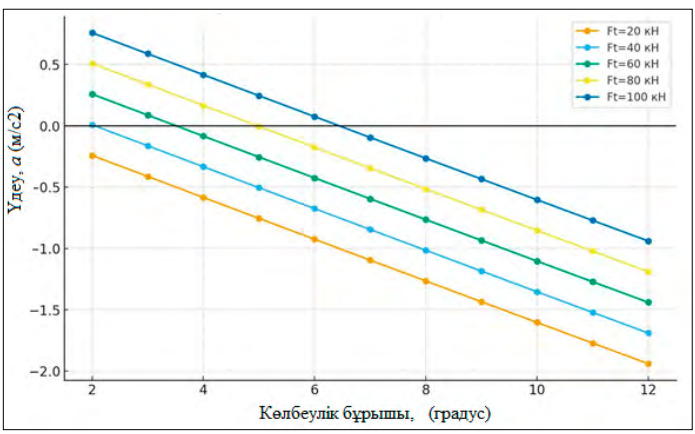
Беткейден түсу (52):

$$m\frac{dv}{dt} = mgsin\alpha - (F_r + mgsin\alpha), \quad (52)$$

мұндағы v – бұрғылау жабдығын тасымалдау жылдамдығы, м/с.

Осы теңдеуден біз көлбеу бұрышының және тартудың әртүрлі мәндеріндегі жылдамдықтың өзгеруін анықтаймыз.

3-суретте келесі мәліметтер үшін беткейлерде жоғары жылжу кезінде бұрғылау жабдықтарының үдеуінің (жылдамдығының) өзгеру графигі келтірілген: m=80 т; F_t=20…100 кН; F_r=12 кН, көлбеулік бұрышының мәндері $\alpha=12^o$- ден $\alpha=2^o$– ге дейін.



3-сурет. Беткейлерде жоғары жылжу кезінде бұрғылау жабдықтарының үдеуінің (жылдамдығының) өзгеру графигі

Figure 3. Graph of drilling equipment acceleration (speed) variation during uphill movement on slopes

Бұл графиктен біз шағын бұрыштарда (2°...4°) тіпті салыстырмалы түрде аз тарту күші (40…60 кН) оң үдеуді қамтамасыз ете алатынын көреміз; көлбеу бұрышы ұлғайған сайын қозғалыс бағыты бойынша ауырлық күші артады, сондықтан жылдамдықты сақтау үшін үлкен F_t мәні қажет; көлденең сызық $\alpha=0$ біркелкі қозғалыс режимін көрсетеді, сызықтан жоғары-үдеу, төмен-тежеу (баяулау).

Қозғалыс орнықтылығы қорытынды күш жылдамдықтың бақыланбайтын өсуіне әкелмеген жағдайда қамтамасыз етіледі (53–54):

$$F_t \geq F_r + mgsin\alpha \text{ (көтерілу үшін)} \quad (53)$$

$$F_{br} \geq mgsin\alpha - F_r \text{ (түсу үшін)}, \quad (54)$$

мұндағы F_r – қозғалысқа кедергі күші (үйкеліс, ауа, тірек бетінің деформациясы); F_{br} – рұқсат етілген жылдамдықтан аспай орнықты қозғалысты қамтамасыз ететін тежегіш күші.

Тәжірибелік ұсыныстар

Таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын тасымалдаудың жылдамдық режимдерін талдау негізінде қауіпсіздік пен сенімділікті қамтамасыз ету үшін келесі ұсыныстарды ұсынуға болады:

1. Жылдамдық режимін таңдау:

– көлбеу көтерілу кезінде қозғалыстың оңтайлы жылдамдығы 3–4 м/с аспауы керек, бұл күштік қондырғының шамадан тыс жүктелуіне жол бермейді;

беткейден түсу кезінде жылдамдықты 2–2,5 м/с шегінде шектеп, үдеу және орнықтылықты жоғалту қаупін азайту ұсынылады.

2. Тарту күші мен тежеуді басқару:

– көтерілу кезінде жоғары моментті қамтамасыз ететін төмен берілісті қолдану керек;

– төмен түсу кезінде тек жұмыс тежегіштерімен ұзақ тежеуді болдырмау керек - қозғалтқыш тежегіші мен жұмыс жүйесінің тіркесімін пайдалану ұсынылады, бұл тежегіштердің қызып кетуін азайтады.

3. Маршрутты ұйымдастыру:

– тасымалдау бағытын алдын-ала зерттеп, ең жазықты жерлерді таңдау керек;

– максималды динамикалық жүктемелер пайда болатын көтерілуден төменге күрт ауысудан аулақ болу керек;

– қажет болған жағдайда тежегіш жүйесін тоқтату және салқындату үшін уақытша алаңдарды көздеу.

4. Орнықтылықты қамтамасыз ету:

– бұрғылау жабдықтарының ауырлық центрі мүмкіндігінше төмен болуы керек, ол үшін тасы-

малдау кезінде жоғарғы алаңға ауыр жабдықты орнатуды азайту ұсынылады;

– 8–10° жоғары бұрышы бар беткейлерді еңсеру кезінде тірек жүйелерін немесе қосымша тұрақтандырғыштарды қолдану керек.

5. Ұйымдастыру шаралары:

– тасымалдауды бастамас бұрын персоналға қауіпсіздік техникасы бойынша нұсқама жүргізу;

– тек күндізгі уақытта және қолайлы ауа-райы жағдайында тасымалдауды жүзеге асыру;

– қозғалыс параметрлерін жедел бақылау үшін инженерлік-техникалық персоналмен тасымалдауды сүйемелдеуді қолдану.

Қорытындылар

Жұмыста таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын тасымалдау ерекшеліктері қарастырылды. Көлбеу бетіндегі қозғалыстың математикалық моделі тартылыс, қарсылық және ауырлық күштерін ескере отырып жасалған. Көтерілу және түсу кезіндегі қозғалысқа талдау жасалды, жылдамдық пен үдеудің көлбеу бұрышына тәуелділігі анықталды.

Есептеулер мен модельдеу көрсеткендей, беткейдің көлбеулігі жоғарылауымен динамикалық жүктемелер, сондай-ақ тарту қондырғысының қуаты мен тежегіш жүйесінің тиімділігіне қойылатын талаптар айтарлықтай артады. Қауіпсіз қозғалыс жылдамдығы көтерілу кезінде 3–4 м/с және түсу кезінде 2–2,5 м/с аспауы керек екендігі анықталды.

Әзірленген практикалық ұсыныстар бұрғылау жабдықтарын біркелкі емес рельеф бойынша тасымалдаудың қауіпсіздігі мен сенімділігін арттыруға мүмкіндік береді. Зерттеу нәтижелері маршруттарды жобалау, тасымалдаудың техникалық құралдарын таңдау және таулы жерлерде бұрғылау жабдықтарын пайдалану ережелерін әзірлеу кезінде пайдаланылуы мүмкін.

Әрі қарай зерттеудің перспективалық бағыты тасымалдау кезіндегі тербелмелі үрдістерді, сондай-ақ бұрғылау жабдықтарының қозғалыс динамикасына тірек бетінің (топырақ, құм, қиыршық тас) сипаттамаларының әсерін есепке алу болып табылады.

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Авторлар зерттеу жүргізу кезінде сыртқы қаржыландырудың жоқтығын мәлімдейді.

Мүдделер қайшылығы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қайшылығының жоқтығын жариялайды.

Авторлардың қосқан үлесі. Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Медетов Ш.М. – зерттеуді ғылыми тұрғыдан басқарды, мақсат пен міндеттерді тұжырымдады, бұрғылау жабдықтарының қозғалысының математикалық модельдерін жасады, кіріспе мен қорытындыны әзірледі; Салпакаева Р.К. – тасымалдау қауіпсіздігіне қатысты нормативтік құжаттар мен стандарттарды талдады, әдебиеттерге шолу жасады, «Материалдар мен әдістер» бөлімін дайындады; Айманова Г.Р. – қозғалыстың дифференциалдық теңдеулерін құруға қатысты, аналитикалық және сандық есептеулер жүргізді, графиктер мен суреттерді әзірледі; Дюсенов А.Т. – техникалық есептердің дұрыстығын тексерді, нәтижелерді талдады, тасымалдаудың орнықтылығы мен қауіпсіздігін қамтамасыз етуге арналған тәжірибелік ұсыныстарды жасады; Қуанышкалиева А.Ж. – Маңғыстау облысының рельефі мен тасымалдау жағдайлары бойынша бастапқы деректерді жинады, геолого-географиялық ерекшеліктерді сипаттады, жұмыстың тәжірибелік маңызын көрсетті; Қарасаева Г.Р. – нәтижелерді өңдеді, суреттерді рәсімдеді, аннотация мен негізгі сөздерді ағылшын тіліне аударды, мақаланы жариялауға техникалық тұрғыдан дайындады.

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: Shokan M. Medetov – scientific supervision of the study, formulation of aims and objectives, development of mathematical models of drilling equipment motion, preparation of the introduction and conclusion; Raushan K. Salpakayeva – analysis of regulatory documents and standards on transport safety, literature review, preparation of the "Materials and Methods" section; Gulmira R. Aimanova – participation in formulating differential equations of motion, analytical and numerical calculations, preparation of graphs and illustrations; Aslan T. Dyussenov – verification of technical calculation accuracy, results analysis, development of practical recommendations to ensure transportation stability and safety; Ainur Zh. Kuanyshkaliyeva – collection of initial data on terrain and transportation conditions in Mangystau region, description of geological and geographical characteristics, demonstration of the practical significance of the study; Gulraushan R. Karasayeva – processing of results, formatting of figures, translation of the abstract and keywords into English, technical preparation for publication.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. *Ниязбекова Ш.У., Назаренко О.В.* Современное состояние и перспективы развития нефтегазового сектора Республики Казахстан // Вестник Московского университета имени С.Ю. Витте. Серия 1. Экономика и управление. 2018. №4(27). С. 7–14.
2. *Саипов Ш.А., Фахрутдинов Р.З.* Современное состояние и пути совершенствования Казахстанской нефтепереработки // Вестник технологического университета. 2017. Т. 20, №20. С. 48–52.
3. *Николаев Н.И., Иванов А.И.* Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях // Записки горного института. 2009. Т. 183. С. 308–310.
4. *Хвалимова А.А., Крамарь В.А., Родькина А.В., Иванова О.А.* Выбор типа буровой установки для разведочного бурения в арктических условиях по методу анализа иерархий // Научные проблемы водного транспорта. №76(3). 2023. С. 61–74. doi: 10.37890/jwt.vi76.335.
5. *Бердіғожин Л.Б., Аманбаева Ж.Қ.* Маңғыстау мұнай-газ кен орындарының тарихы // Х. Досмұхамедов атындағы Атырау университетінің Хабаршысы. 2022. №66(3). С. 27–39. doi: 10.47649/vau.2022.v66.i3.03.
6. *Эшанбабаев А.А.* Обеспечение безопасности движения автомобильного поезда на горных дорогах // Инженерные решения. 2020. №6(16). doi: 10.32743/2658-6479.2020.6.16.316.
7. *Эшанбабаев А.А., Рахимов Р.Ш., Хабибуллаев Д.Х.* Безопасность движения транспортных средств на спусках и подъемах на горных дорогах // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. 2022. №5(98). doi: 10.32743/UniTech.2022.98.5.13602.
8. *Горшков Ю.Г., Старунова И.Н., Калугин А.А., В.В. Бакунин.* Обоснование необходимого времени регулирования давления воздуха в шинах при движении транспортного средства по склону // Научное обозрение. 2014. № 4. С. 116–122.
9. *Горшков Ю.Г., Старунова И.Н., Калугин А.А.* Автоматическое регулирование давления воздуха в шинах фактор безопасного движения колёсных машин на склонах // Техника в сельском хозяйстве. 2014. № 1. С. 13–15.
10. *Горшков Ю.Г., Бобров С.В., Старунова И.Н., Калугин А.А.* Автоматизация процесса устойчивости колёсной машины при движении по поперечному и продольному склонам // Научное обозрение. 2014. № 12. С. 59–65.
11. *Пономаренко М.Н.* Проблемы содержания автомобильных дорог в горной местности // Дороги и мосты. 2020. №44. С. 215–224.
12. *Эшанбабаев А.А., Рахимов Р.Ш., Ахмаджонов Ш.Н.* Обеспечение безопасности движения транспортных средств в горных дорожных условиях // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. 2022. №5(98). doi: 10.32743/UniTech.2022.98.5.13599.
13. *Горшков Ю.Г., Старунова И.Н., Калугин А.А., Белоусов М.А.* Исследование влияния угла склона на дисбаланс нагружения бортов колёсной машины и изменение направления вектора центра тяжести // Научное обозрение. 2014. №1. С. 28–33.
14. *Горшков Ю.Г., Старунова И.Н., Калугин А.А.* Устойчивость колёсных машин на склонах // Интеграция науки и бизнеса в агропромышленном комплексе: матер. Междунар. науч.-практич. конф., посвящ. 70-летию Курганской ГСХА. 2014. Т. 3. С. 191–195.
15. *Маций С.И., Безуглова Е.В., Лейер Д.В.* Специальные защитные мероприятия на горных дорогах от опасных геологических процессов // Сборник трудов конференции «Строительство в горных условиях». 2017. С. 73–81.

REFERENCES

1. Niyazbekova SU, Nazarenko OV. Modern Condition and Prospects of The Republic of Kazakhstan Oil and Gas Sector Development. *Bulletin of Moscow Witte University. Series 1: Economics and Management*. 2018;4(27): 7–14. (In Russ).
2. Saipov ZA, Fakhrutdinov RZ. Sovremennoye sostoyaniye i puti sovershenstvovaniya Kazakhstanskoy neftepererabotki. *Herald of Technological University*. 2017;20(10):48–52 (In Russ.).
3. Nikolaev NI, Ivanov AI. Higher efficiency in drilling of oil and gas wells under complicated conditions. *Journal of Mining Institute*. 2009;183:308-310. (In Russ).
4. Khvalimova AA, Kramar VA, Rodkina AV, Ivanova OA. Drilling rig type selection for exploratory drilling in the Arctic conditions using analytic hierarchy method. *Russian Journal of Water Transport*. 2003;76:61–74. doi: 10.37890/jwt.vi76.335. (In Russ).
5. Berdyguzhin LB, Amanbaeva ZK. History of Oil and Gas Fields of Mangistau. *Bulletin of the Khalel Dosmukhamedov Atyrau University*. 2022;66(3):27–39. doi: 10.47649/vau.2022.v66.i3.03. (In Kazakh).
6. Eshanbabaev A. Traffic safety on the mountains. *Engineering Solutions*. 2020;6(16). doi: 10.32743/2658-6479.2020.6.16.316. (In Russ).
7. Eshanbabaev A, Rakhimov R, Khabibullaev D. Ensuring the Safety of Vehicles in Mountainous Road Conditions. *Universum: technical sciencies*. 2022;5(98). doi: 10.32743/UniTech.2022.98.5.13602. (In Russ).
8. Gorshkov YG, Starunova IN, Kalugin AA, Bakunin VV. Substantiation of the Time Necessary for Regulating Air Pressure in Tyres During the Movement of a Vehicle Down a Slope. *Nauchnoye obozreniye*. 2014;4:116–122. (In Russ).
9. Gorshkov YG, Starunova IN, Kalugin AA. Avtomaticheskoye regulirovaniye davleniya vozdukha v shinakh – faktor bezopasnogo dvizheniya kolesnykh mashin na sklonakh. *Technique in Agriculture*. 2014;1:13–15. (In Russ).
10. Gorshkov YG, Bobrov SV, Starunova IN, Kalugin AA. Automation of the process of Wheeled Machine Stability During the Movement Along the Transverse and Longitudinal Slope. *Nauchnoye obozreniye*. 2014;12:59–65. (In Russ).
11. Ponomarenko MN. Problemy soderzhaniya avtomobil'nykh dorog v gornoy mestnosti. *Dorogi I mosty*. 2020;44:215–224. (In Russ).
12. Eshanbabaev A, Rakhimov R, Akhmadzhonov S. Ensuring the Safety of Vehicles in Mountainous Road Conditions. *Universum: technical sciencies*. 2022;5(98). doi: 10.32743/UniTech.2022.98.5.13599. (In Russ).
13. Gorshkov YG, Starunova IN, Kalugin AA, Belousov MA. Study of the influence of slope angle on the disbalance of loading the boards of a wheeled vehicle and the change in the direction of center of gravity vector. *Nauchnoye obozreniye*. 2014;1:28–33. (In Russ).

14. Gorshkov YG, Starunova IN, Kalugin AA. Ustoychivost' kolyosnykh mashin na sklonakh. *Integratsiya nauli I biznesa v agropromyshlennom komplekse: Proceedings of International scientific and practical conference, dedicated to the 70th anniversary of the Kurgan State Agricultural Academy*. 2014;3:191–195. (In Russ).
15. Matsiy SI, Bezuglova EV, Leyer DV. Spetsial'nyye zashchitnyye meropriyatiya na gornykh dorogakh ot opasnykh geologicheskikh protessov. *Proceedings of the conference "Construction in mountainous conditions"*. 2017;1:73–81. (In Russ).

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

***Медетов Шокан Медетович**
техн. ғылым. канд.,
қауымдастырылған профессор
ORCID 0009-0002-0137-228X
e-mail: *medetov.76@mail.ru.*
Салпакаева Раушан Куанышевна
ORCID 0009-0002-5295-8117
e-mail: *r.salpakaeva@aogu.edu.kz.*
Айманова Гульмира Раисовна
ORCID 0009-0001-4195-755X
e-mail: *g.aymanova@aogu.edu.kz.*
Дюсенов Аслан Темиргалиевич
техн. ғылым. канд.,
қауымдастырылған профессор
ORCID 0009-0009-5546-8958
e-mail: *a.duysenov@aogu.edu.kz.*
Куанышкалиева Айнур Жангабыловна
ORCID 0009-0002-7518-8071
e-mail: *a.kuanyshkalieva@aogu.edu.kz.*
Карасаева Гулраушан Русланкызы
ORCID 0009-0005-6314-7768
e-mail: *g.karasaeva25@aogu.edu.kz.*

AUTHORS' INFO

***Shokan M. Medetov**
Cand. Sc. (Engineering),
Associate Professor
ORCID 0009-0002-0137-228X
e-mail: *medetov.76@mail.ru.*
Raushan K. Salpakayeva
ORCID 0009-0002-5295-8117
e-mail: *r.salpakaeva@aogu.edu.kz.*
Gulmira R. Aimanova
ORCID 0009-0001-4195-755X
e-mail: *g.aymanova@aogu.edu.kz.*
Aslan T. Dyussenov
Cand. Sc. (Engineering),
Associate Professor
ORCID 0009-0009-5546-8958
e-mail: *a.duysenov@aogu.edu.kz.*
Ainur Zh. Kuanyshkaliyeva
ORCID 0009-0002-7518-8071
e-mail: *a.kuanyshkalieva@aogu.edu.kz.*
Gulraushan R. Karasayeva
ORCID 0009-0005-6314-7768
e-mail: *g.karasaeva25@aogu.edu.kz.*

* Корреспондент автор / Corresponding Author

UDC 621.642.39
CSCSTI 81.81.17
DOI: 10.54859/kjogi108863
Received: 21.04.2025.
Accepted: 07.11.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Optimizing Re-Inspection Intervals for Aboveground Storage Tanks Utilizing Risk-Based Approach and Advanced Tank Bottom Scanning

Zhanna Ualiyeva[1], Abdugaffor Mirzoev[2]
[1]Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan
[2]ROSEN Europe B.V., Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: Aboveground Storage Tanks (ASTs) are critical assets in the oil and gas sector, where maintaining their structural integrity is essential for operational safety, environmental protection, and cost-efficiency. In Kazakhstan, traditional time-based inspection (TBI) methods dominate, despite their inefficiency and inflexibility. The integration of Risk-Based Inspection (RBI) with advanced Non-Destructive Testing (NDT) technologies offers a promising alternative to optimize inspection intervals and improve asset management, especially considering regulatory limitations and economic pressures that intensified during the COVID-19 pandemic.
Aim: To optimize re-inspection intervals for ASTs in Kazakhstan's oil and gas industry by integrating RBI methodologies with advanced NDT technologies, particularly ROSEN TBIT Ultra, and to compare these with traditional inspection methods.
Materials and methods: RBI methodology outlined in API RP 580 and 581, industrial data for the given tank X.
Results: The integration of RBI and advanced NDT enabled prioritization of high-risk tanks, identification of localized corrosion mechanisms, and optimization of inspection intervals. Compared to the rigid TBI schedule, the proposed approach demonstrated higher inspection efficiency, lower resource wastage, and reduced risk of catastrophic failure, while aligning with global standards and local legal frameworks.
Conclusion: By adopting RBI methodologies supported by technologies like ROSEN TBIT Ultra, Kazakhstan's oil and gas industry can transition from fixed-interval inspections toward a predictive, risk-prioritized approach. This transition supports better asset integrity management, enhances safety, and contributes to long-term infrastructure reliability, especially critical for aging storage systems.
Keywords: *risk-based inspection; ROSEN TBIT Ultra; NIMA Integrity Management; aboveground storage tanks; non-destructive testing; magnetic flux leakage; inspection interval optimization; asset integrity.*

To cite this article:
Ualiyeva Zh, Mirzoev A. Optimizing Re-Inspection Intervals for Aboveground Storage Tanks Utilizing Risk-Based Approach and Advanced Tank Bottom Scanning. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):59–71. DOI: 10.54859/kjogi108863.

© 2025 Ualiyeva Zh., Mirzoev A. License CC BY-NC-ND 4.0

УДК 621.642.39
МРНТИ 81.81.17
DOI: 10.54859/kjogi108863
Получена: 21.04.2025.
Одобрена: 07.11.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Оптимизация интервалов повторных проверок надземных стальных резервуаров для хранения с использованием подхода, основанного на оценке риска, и полного сканирования дна резервуара

Ж. Уалиева[1], А. Мирзоев[2]
[1]Казахско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан
[2]ROSEN Europe B.V., Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Обоснование. Наземные резервуары являются критически важными объектами в нефтегазовой отрасли, обеспечение их структурной целостности имеет решающее значение для безопасности эксплуатации, охраны окружающей среды и экономической эффективности. В Казахстане по-прежнему преобладают традиционные методы инспекции с фиксированными интервалами, несмотря на их неэффективность и негибкость. Интеграция риск-ориентированной инспекции с передовыми технологиями неразрушающего контроля представляет собой перспективную альтернативу для оптимизации интервалов проверок и повышения эффективности управления активами, особенно в условиях нормативных ограничений и экономического давления, обострившихся во время пандемии COVID-19.
Цель. Оптимизировать интервалы повторной инспекции для наземных резервуаров в нефтегазовой отрасли Казахстана путем интеграции RBI-методологии с современными НК-технологиями, в частности ROSEN TBIT Ultra, и провести сравнительный анализ с традиционными методами инспекции.
Материалы и методы. Методология RBI, изложенная в API RP 580 и 581, а также промышленные данные по конкретному резервуару X.
Результаты. Интеграция RBI и передовых методов НК позволила приоритизировать резервуары с высоким уровнем риска, выявить локализованные механизмы коррозии и оптимизировать интервалы проверок. В сравнении с жестким графиком TBI предложенный подход продемонстрировал более высокую эффективность проверок, снижение потерь ресурсов и уменьшение риска катастрофических отказов в соответствии с международными стандартами и требованиями национального законодательства.
Заключение. Внедрение RBI-методологий с поддержкой таких технологий, как ROSEN TBIT Ultra, позволит нефтегазовой отрасли Казахстана перейти от фиксированных интервалов проверок к прогнозируемому, риск-ориентированному подходу. Такой переход способствует лучшему управлению целостностью активов, повышению безопасности и устойчивости инфраструктуры в долгосрочной перспективе, что особенно актуально для стареющих систем хранения.
Ключевые слова: *риск-ориентированная инспекция, ROSEN TBIT Ultra, NIMA Integrity Management, наземные резервуары, неразрушающий контроль, магнитный потоковый контроль, оптимизация интервалов проверок, целостность активов.*

Как цитировать:
Уалиева Ж., Мирзоев А. Оптимизация интервалов повторных проверок надземных стальных резервуаров для хранения с использованием подхода, основанного на оценке риска, и полного сканирования дна резервуара. 2025. Том 7, №4. С. 59–71. DOI: 10.54859/kjogi108863.

© Уалиева Ж., Мирзоев А., 2025 Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 621.642.39
ҒТАХР 81.81.17

DOI: 10.54859/kjogi108863

Қабылданды: 21.04.2025.
Мақұлданды: 07.11.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Тәуекелді бағалауға негізделген тәсілді және резервуарлардың түбін толық сканерлеуді пайдалана отырып, жер үсті болат резервуарларының диагностикалық аралық интервалын оңтайландыру

Ж. Уалиева[1], А. Мирзоев[2]
[1]Қазақ-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан
[2]ROSEN Europe B.V., Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жер үсті резервуарлары мұнай-газ саласындағы маңызды объектілер болып табылады, мұнда пайдалану қауіпсіздігі, қоршаған ортаны қорғау және экономикалық тиімділік үшін олардың құрылымдық тұтастығын қамтамасыз ету өте маңызды. Қазақстанда тиімсіздігі мен икемсіздігіне қарамастан, белгіленген интервалмен инспекциялаудың дәстүрлі әдістері әлі де басым. Тәуекелге бағытталған инспекцияны бұзбайтын бақылаудың озық технологияларымен біріктіру тексеру интервалдарын оңтайландыруға және активтерді басқару тиімділігін арттыруға, әсіресе COVID-19 пандемиясы кезінде шиеленіскен нормативтік шектеулер мен экономикалық қысым жағдайында перспективалы балама болып табылады.

Мақсаты. Қазақстанның мұнай-газ саласындағы жер үсті резервуарлары үшін қайта инспекциялау интервалдарын RBI-әдіснаманы қазіргі заманғы НК-технологиялармен, атап айтқанда ROSEN TBIT Ultra интеграциялау арқылы оңтайландыру және инспекцияның дәстүрлі әдістерімен салыстырмалы талдау жүргізу.

Материалдар мен әдістер. API RP 580 және 581-де көрсетілген RBI әдістемесі, сондай-ақ X резервуарына арналған өндірістік деректер қолданылды.

Нәтижелері. RBI және НК озық әдістерін біріктіру тәуекел деңгейі жоғары резервуарларға басымдық беруге, коррозияның локализацияланған механизмдерін анықтауға және тексеру аралықтарын оңтайландыруға мүмкіндік берді. Қатаң TBI кестесімен салыстырғанда ұсынылған тәсіл халықаралық стандарттар мен ұлттық заңнаманың талаптарына сәйкес тексерулердің жоғары тиімділігін, ресурстардың ысыраптарын азайтуды және апатты істен шығу қаупін азайтқандығын көрсетті.

Корытынды. ROSEN TBIT Ultra сияқты технологияларды қолдай отырып, RBI-әдістемелерін енгізу Қазақстанның мұнай-газ саласына тексерулердің белгіленген интервалдарын болжамды, тәуекелге бағдарланған тәсілге көшуге мүмкіндік береді. Мұндай ауысу активтердің тұтастығын басқаруды жақсартуға, ұзақ мерзімді перспективада инфрақұрылымның қауіпсіздігі мен тұрақтылығын арттыруға ықпал етеді, бұл әсіресе ескі сақтау жүйелеріне қатысты болып отыр.

Негізгі сөздер: *тәуекелге бағытталған инспекция, ROSEN TBIT Ultra, NIMA Integrity Management, жер үсті резервуарлары, бұзбайтын бақылау, магниттік ағынды бақылау, тексеру интервалдарын оңтайландыру, активтердің тұтастығы.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Уалиева Ж., Мирзоев А. Тәуекелді бағалауға негізделген тәсілді және резервуарлардың түбін толық сканерлеуді пайдалана отырып, жер үсті болат резервуарларының диагностикалық аралық интервалын оңтайландыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4, 59–71 б. DOI: 10.54859/kjogi108863.

© Уалиева Ж., Мирзоев А., 2025 Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Introduction

Aboveground Storage Tanks (ASTs) play a crucial role in industries like oil and gas, chemicals, and agriculture, offering essential storage for liquids and gases. Ensuring the structural integrity of these tanks is vital for operational safety, environmental protection, and cost-effectiveness.

In Kazakhstan, the growth of large-scale storage facilities was raised on a high level during the COVID-19 pandemic, which posed unprecedented challenges to industries globally, with the oil and gas sector being significantly affected. The crisis caused a sharp drop in global demand, resulting in a need to store produced oil, storage overcapacity, and economic stagnation. This period underscored the critical need for robust AST integrity management to safeguard assets during market downturns and to facilitate recovery as global demand rebounded.

Here's a Tab. 1 of AST capacities in cubic meters by country, based on available data. The figures primarily refer to crude oil and petroleum products storage capacities.

Table 1. AST capacities in cubic meters by country

Country	Estimated AST Capacity, million m³
United States	350–400
China	320–360
India	75–80
Japan	60–70
South Korea	50–60
Netherlands	40–50
Germany	35–45
UAE	30–40
Saudi Arabia	30–35
Singapore	25–30
Russia	25–30
Brazil	20–25
Canada	15–20
UK	10–15
Australia	8–10

Source: statista.com

Optimizing re-inspection intervals is vital for AST reliability. Advanced NDT methods help detect hidden deterioration, reducing failure risks. Combining RBI with techniques like tank bottom scanning improves inspection efficiency, extends asset life, and supports better risk management.

In Kazakhstan, current regulations mandate fixed inspection intervals – for example, every eight years – under the ST RK standard. While this ensures compliance, it doesn't consider dynamic risks like localized corrosion or changing conditions, leading to inefficiencies and missed chances for targeted maintenance[1].

In contrast, the RBI methodology, as outlined in API Recommended Practice 580 [1] and the quantitative framework provided in API Recommended Practice 581 [2], encourages the use of non-invasive inspection techniques that allow for accurate assessment of material condition and damage mechanisms without compromising operational safety. These techniques have been shown to offer superior reliability in detecting localized corrosion, cracking, and other integrity-related anomalies, particularly in corrosion-prone zones of aboveground storage tanks. While the national standard mandates external visual inspection to evaluate the condition of the tank surface, internal visual inspection is generally not considered a standard practice within RBI programs. Instead, advanced non-destructive testing methods, such as MFL, ACFM, Eddy-current, are employed to monitor internal surfaces based on the identified degradation mechanisms, thus minimizing personnel exposure and enhancing inspection efficacy.

In summary, while national regulations in Kazakhstan mandate periodic hydrostatic testing to maintain tank integrity, modern RBI-based approaches – aligned with international standards like API RP 580 and 581 – offer a more efficient, risk-focused strategy. These methods enhance reliability, reduce inspection frequency for low-risk equipment, and support global safety and sustainability goals.

Although RBI is not yet widely implemented

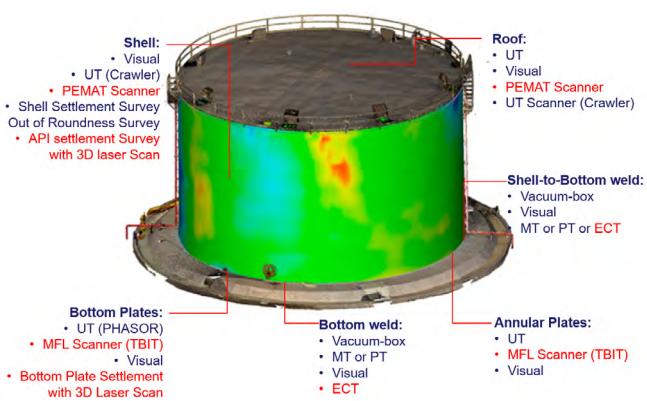


Figure 1. Overview of NDT methods used for AST

In red – advanced NDT methods

[1] «Мұнай және мұнай өнімдеріне арналған резервуарларды пайдалану және жөндеу кезіндегі өнеркәсіптік қауіпсіздікті қамтамасыз ету қағидаларын бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Төтенше жағдайлар министрінің 2021 жылғы 15 маусымдағы № 286 бұйрығы. Қазақстан Республикасының Әділет министрлігінде 2021 жылғы 17 маусымда № 23068 болып тіркелді.

DOI: 10.54859/kjogi108863

in Kazakhstan, the legal framework for its adoption exists. Resolution No. 717 (December 30, 2011)[2], provides a methodology for risk assessment in state control and supervision, laying the groundwork for risk-based practices. However, practical application of RBI remains limited and is still evolving across industries.

A major challenge is demonstrating the clear benefits of RBI and advanced inspection technologies over traditional time-based methods. This calls for in-depth analysis and field validation to prove their value in optimizing inspection schedules, improving safety, cutting operational costs, and maintaining regulatory compliance.

Numerous studies highlight the effectiveness of RBI in international settings. One notable example is the Kuwait Oil Company (KOC), which successfully transitioned from fixed-interval inspections to a structured RBI approach aligned with API RP 581 and NFPA guidelines. KOC classified tanks by risk level, identified key damage mechanisms – such as bottom plate corrosion and roof integrity issues – and adjusted inspection intervals based on risk. This shift enabled KOC to prioritize critical tanks, optimize inspection resources, and enhance overall asset integrity. The case demonstrates how RBI can improve maintenance planning and operational efficiency in large-scale industrial operations [3].

However, in Kazakhstan, there is a lack of officially published studies on the application of RBI to ASTs. Addressing this gap is essential for ensuring the long-term reliability and efficiency of the country's storage tank infrastructure – especially as aging facilities and changing operational conditions call for a more strategic approach to risk management. The OECD's Risk Governance Scan of Kazakhstan also underscores this need, pointing to shortcomings in the country's disaster risk management frameworks and emphasizing the importance of forward-looking, risk-informed planning to enhance infrastructure resilience [4].

The objective of the study is to compare re-inspection intervals for ASTs in Kazakhstan by employing an RBI framework complemented by advanced NDT methods, such as the TBIT Ultra technology. By addressing these factors within the context of Kazakhstan's industrial and regulatory landscape, the study aims to provide a comprehensive framework for improving AST inspection practices while balancing safety, environmental stewardship, and economic viability.

Materials and methods

The RBI methodology applied in this study offers a structured approach to prioritize inspection and maintenance of ASTs by assessing the Probability of Failure (PoF) and Consequences of Failure (CoF). These two factors define the overall risk level, guiding decisions on inspection intervals, techniques, and repairs. This approach aligns with API RP 580 and 581, which provide industry-recognized frameworks and quantitative tools for risk-based inspections in oil, gas, and petrochemical sectors.

In practice, a small portion of equipment often accounts for the majority of risk. RBI enables teams to focus resources on high-risk tanks while optimizing efforts for lower-risk ones. It involves identifying degradation mechanisms, linking them to potential failures, and developing targeted inspection plans. API RP 581 offers quantitative methods to evaluate PoF and CoF, enabling data-driven risk ranking and planning.

Unlike Kazakhstan's current prescriptive model (e.g., ST RK standards), which mandates fixed-interval inspections, RBI allows for condition-based prioritization. Adopting RBI in line with API standards would enhance safety and cost-efficiency in managing storage tank infrastructure.

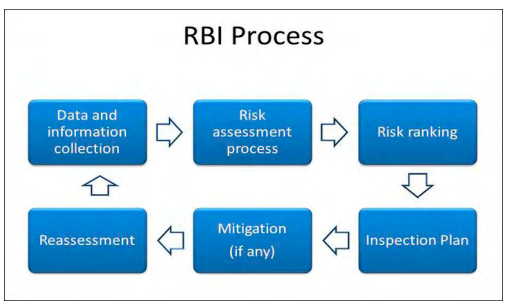


Figure 2. RBI process [5]

Integration of NIMA Integrity Management (IM) Software

In my work, I utilized NIMA Integrity Management (IM) software as a core tool for implementing RBI methodologies. Developed by ROSEN, NIMA is an integrated platform that supports data-driven asset integrity management by consolidating, visualizing, and interpreting large volumes of inspection and operational data. It enables comprehensive risk assessments by integrating in-line inspection results, material properties, degradation mechanisms, and historical performance trends.

The software played a vital role in processing inspection data, performing quantitative risk calculations, and supporting predictive modeling to assess both PoF and CoF. This allowed for dynamic adjustment of inspection intervals based on evolving risk factors, improving planning efficiency and resource allocation.

Within this study, NIMA IM provided a structured framework for evaluating asset integrity, aggregating inspection data, and generating risk matrices to prioritize high-risk equipment. By automating the correlation between degradation mechanisms, failure probabilities, and inspection schedules, the software enhanced consistency, reduced sub-

[2] Совместный приказ Министра нефти и газа Республики Казахстан от 25 августа 2011 года № 149 и и.о. Министра экономического развития и торговли Республики Казахстан от 31 августа 2011 года № 272. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 12 сентября 2011 года № 7177 «Об утверждении критериев оценки степени риска в сфере частного предпринимательства в области проведения нефтяных операций».

jectivity, and improved the accuracy of risk assessments.

Additionally, NIMA IM served as a centralized database for managing inspection histories, corrosion data, and maintenance records, ensuring compliance with API RP 580 and API RP 581 standards and facilitating audit readiness [6].

The use of NIMA IM is particularly valuable in contexts where infrastructure is aging and regulatory pressure for risk transparency is increasing, such as in Kazakhstan. In this regard, NIMA not only supports operational reliability but also strengthens strategic risk governance and sustainability in asset-intensive industries.

Risk Calculation and RBI Framework

Below is an overview of the key criteria and algorithms used in risk calculation within the RBI framework:

Probability of Failure (PoF): PoF is determined by factors such as corrosion rates, environmental conditions, and the effectiveness of protective measures like coatings and cathodic protection. Tools like the TBIT Ultra system enhance accuracy by quantifying metal loss and detecting critical defects.

Consequence of Failure (CoF): CoF measures the potential impact of tank failure, including downtime, environmental damage, safety risks, and financial loss. Tanks storing hazardous or volatile substances – like gasoline in floating roof tanks – have higher CoF due to fire, explosion, or vapor release risks. Environmental regulations also raise the significance of CoF due to spill prevention requirements.

Risk Calculation. Risk is calculated using the formula (1):

$$\text{Risk} = \text{PoF} \times \text{CoF} \quad (1)$$

A risk matrix (Fig. 3) visually categorizes equipment into risk levels – low, medium, high, or critical – based on PoF and CoF. This matrix supports prioritization of inspections and optimized maintenance planning. High-risk tanks require immediate action, while low-risk tanks may have longer inspection intervals.

By combining qualitative and quantitative assessments, the RBI method improves safety, reduces costs, and enhances operational efficiency through targeted, risk-driven inspections [7].

Time-Based vs. Risk-Based Approach

Historically, time-based inspection protocols have been the primary method for monitoring ASTs. Tab. 2 below outlines the regulated intervals for key maintenance and inspection activities for vertical ASTs under this approach. Unlike RBI, the time-based method schedules tasks at fixed intervals, regardless of the equipment's actual risk level. These standards guide maintenance practices for storage tanks in Kazakhstan and support operational planning at industrial sites.

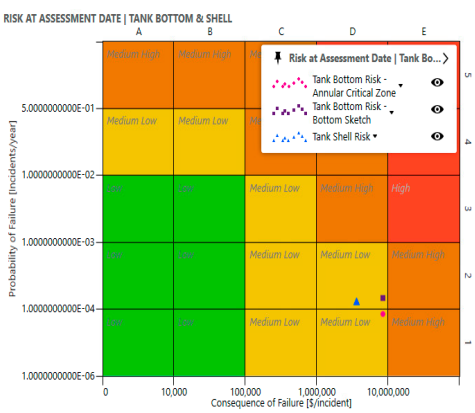


Figure 3. Example of Risk matrix generated in NIMA Integrity Management Software

Table 2. The industry standards timeframes in Kazakhstan[3]

No	Activities	Terms of Work	List of Works to Be Performed
1	Protection Systems	Inspections every 6 months; maintenance annually.	Maintain lightning, corrosion, and static electricity protections.
2	Automated Control Systems	Tested every 2 years; upgraded as needed.	Ensure functionality of automated systems, including diagnostics and software updates.
3	Tank Cleaning	Conducted every 3–5 years or as required based on sediment accumulation.	Perform degassing, sediment removal, and safety cleaning of reservoir interiors.
4	Technical Diagnostics	Detailed diagnostics every 8 years or after major incidents.	Inspect tank walls, foundations, and operational systems using technical tools.
5	Repair Works	Repairs carried out as needed; major overhauls every 10 years.	Perform welding, component replacements, and defect management with certified techniques.

[3] СТ РК 3731-2021. Промышленность нефтяная и газовая. Техническое освидетельствование оборудования с учетом факторов риска

According to the Standard of the Republic of Kazakhstan ST RK 3731–2021 titled “Oil and gas industry. Technical inspection of equipment based on risk factors”, the determination of inspection intervals under the RBI methodology is directly linked to the calculated risk level of the equipment. This standard emphasizes that inspection frequency should be based on maintaining an acceptable risk level for each corrosion circuit or equipment item, rather than following fixed, prescriptive intervals. The RBI approach provides a flexible yet structured framework, where the higher the risk level, the shorter the inspection interval, ensuring that critical equipment is monitored more frequently while low-risk equipment can be inspected less often without compromising safety or reliability.

Tab. 3 below presents the recommended inspection intervals in accordance with ST RK 3731–2021, reflecting the principle that inspection efforts should be proportionate to the identified risk levels:

Table 3. Recommended Inspection Intervals under RBI

Risk Level	Inspection Interval (Years)
Negligible Risk	Up to 12 years
Low Risk	6–10 years
Medium Risk	4–6 years
Moderately High Risk	3–4 years
High Risk	2– 3 years

However, traditional time-based methods often overlook variable risk factors affecting tank performance, leading to inefficient resource use and higher integrity risks. In contrast, RBI aligns inspections with actual risk levels, improving efficiency by up to 20% over conventional approaches. This is achieved by focusing resources on high-risk equipment, where they have the most impact. Advanced NDT techniques like ultrasonic testing further strengthen RBI by targeting critical vulnerabilities such as tank bottom corrosion and roof seal issues, enhancing the detection and monitoring of potential failures.

Table 4. Comparison of TBI and RBI

TIME BASED INSPECTION	RISK BASED INSPECTION
Advantages • Cost Effective • Fewer Staff • Increased component life cycle • Energy Savings • ~12% - 18% cost saving over reactive **Disadvantages** • Catastrophic failures still occur • Labor Intensive • Includes performance of un-needed maintenance • Potential incidental damage	**Advantages** • Increased component operational life • Decrease in downtime • Decrease in costs for parts and labor • Better product quality • Improved worker and environmental safety • Energy savings • ~8% - 12% cost saving over time based **Disadvantages** • Increase investment in diagnostic equipment • Increased investment in staff training • Saving potential not readily seen by management.

Unlike traditional time-based inspections, RBI prioritizes inspections based on risk assessments, ensuring that critical components receive more attention [8]. According to Tab. 4, TBI is cost-effective, requires fewer personnel, and extends equipment life, offering 12–18% savings over reactive maintenance. However, it may still lead to failures, includes unnecessary maintenance, and can be labor-intensive. RBI, on the other hand, reduces downtime, enhances safety, and lowers parts and labor costs, providing 8–12% savings over TBI. Its downsides are higher upfront investments in equipment and training, with benefits not always clear to management. TBI emphasizes simplicity and cost control, while RBI aims for efficiency and safety at a higher initial cost.

Case Study

ASTs data sets overview

This study analyzed 27 ASTs across various regions of Kazakhstan using RBI assessments and NIMA IM software. A detailed evaluation was carried out for each tank, with “Tank X” used as a representative example in Tab. 5. The assessment included key parameters to determine structural integrity, risk level, and overall condition within the RBI framework.Corrosion data – such as rates, repair thresholds, RWT (before/after repair), and corrosion allowances – were collected. Remaining Life (RL) and Minimum Inspection Intervals (MII) were calculated using ROSEN methodology, factoring in internal/external corrosion rates and regional climate influences.

All data were processed in NIMA IM for degradation analysis and life prediction. To support RBI implementation, input data were divided into two tables: one for fixed design/operational parameters, and another for variable corrosion-related data, allowing a clear and systematic evaluation of tank conditions and inspection priorities.

Table 5. Summary table for Tank X

Category	Parameter	Value
General Details	Tank Type	EFRT
	Product Stored	Crude Oil
	Tank Diameter	20.9 m
	Tank Height	14.9 m
	Year of Construction (Tank/Bottom)	2004
	Last Inspection Date	2024
	Intended Next Service Period	8 years
	Pump-in/Pump-out Rate	2040 m³/hr
	Storage Temperature	60°C
	Annular Present	Yes
Bottom Details	Annular Thickness	7 mm
	Bottom Thickness	5 mm
	Weld Type	Lap
	Internal Bottom Lining	Yes
	CP System Installed	Yes
	Sacrificial Anodes Installed	No
Shell Details	Thickness Course 1 to 6	6–10 mm
	Wind Stiffener Installed	No
	Anchorage	No

Tab. 6 presents constant parameters common to all ASTs, including design features, inspection confidence levels, internal lining, cathodic protection, fluid characteristics, and product price. These serve

as a consistent baseline for corrosion risk evaluation. Tab. 7 contains variable data for each tank, such as measured corrosion rates (soil-side, product-side, and combined), wall thickness, inspection and installation dates, storage temperature, and potential production loss costs. This information forms the basis for estimating degradation, remaining life, and identifying high-risk tanks.

Despite identical operational conditions across all ASTs – such as crude oil storage, internal lining, cathodic protection, and temperature – corrosion rates vary, driven by local factors like soil chemistry, microbial activity, and material inconsistencies.

The highest combined corrosion rate recorded is 0.181 mm/year, signaling a more aggressive local environment. Given a nominal wall thickness of 5 mm, this indicates faster structural degradation and reduced service life. Production loss costs also vary, reaching up to $22,500/day, making it critical to prioritize tanks with both high corrosion and economic impact in RBI planning. These corrosion rates support tank prioritization for inspection or repair, enable predictive remaining life modeling, and guide proactive maintenance.

Fig. 4 consolidates soil-side (pink), product-side (blue), and combined (purple) corrosion rates to visually compare degradation patterns across tanks. Soil-side corrosion reflects external factors like moisture, soil chemistry, and microbial activity. Higher rates suggest inadequate cathodic protection or low soil resistivity. Product-side corrosion varies more widely, affected by stored media, lining condition, and temperature. Tanks with high internal degradation require closer inspection and potential relining.

Combined corrosion rates offer a holistic view of degradation. Tanks with high values on both sides represent critical risk and demand prioritized

Table 6. Constant Data

No.	RBI Assessment Date	Internal Lining Presence	Cathodic Protection System	Fluid Condition	Inspection Data Confidence	Inspection Effectiveness	Soil Resistivity	Steam Heating Coil	Tank Storage Product	Product Price [$/barrel]
1	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
2	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
3	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
4	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
5	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
6	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
7	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
8	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
9	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75
10	05-Mar-2025	Yes	Yes	Wet	Medium	Medium	Medium	No	Crude Oil	75

Table 7. Corrosion and Operational Data

No.	Corrosion Rate – Soil Side [mm/year]	Combined Corrosion Rate [mm/year]	Corrosion Rate – Product Side [mm/year]	Last Inspection Date	Installation Date	Nominal Wall Thickness [mm]	Storage Temperature [°C]	Cost of Lost Production [$/day]
1	0.081	0.162	0.081	-	-	5.0	60	20,000
2	0.075	0.156	0.081	-	-	5.0	60	18,000
3	0.086	0.172	0.086	-	-	5.0	60	22,000
4	0.079	0.158	0.079	-	-	5.0	60	19,000
5	0.090	0.178	0.088	-	-	5.0	60	21,000
6	0.082	0.167	0.085	-	-	5.0	60	19,500
7	0.088	0.171	0.083	-	-	5.0	60	20,500
8	0.084	0.165	0.081	-	-	5.0	60	20,000
9	0.091	0.181	0.090	-	-	5.0	60	22,500
10	0.080	0.160	0.080	-	-	5.0	60	20,000

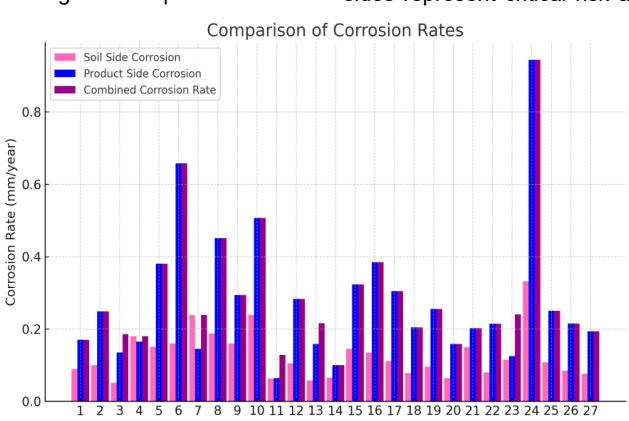


Figure 4. Comparison of Soil-Side, Product-Side, and Combined Corrosion Rates Across Storage Tanks

DOI: 10.54859/kjogi108863

inspection and advanced NDT. Visualizing all three corrosion types together reveals interactions between internal and external degradation mechanisms, reinforcing the need for a risk-based rather than fixed-interval inspection approach.

Understanding these corrosion patterns supports smarter resource allocation, enhancing safety and long-term asset reliability.

Results

The risk assessment performed under the RBI methodology includes the evaluation of both PoF and CoF for 27 ASTs. Three different assessment scenarios were considered to analyze the impact of varying risk acceptance criteria on inspection planning.

Scenario 1: Risk-Based Inspection (RBI) with a PoF Target of 0.1 incidents/year

In the first scenario, a conservative RBI strategy was implemented with a PoF target of 0.1 incidents per year and a financial risk threshold of $30,000 per year. This configuration prioritizes safety and reliability, ensuring frequent inspections to mitigate the likelihood of failure.

The risk matrices in Fig. 5 and Fig. 6 show that Tank No. 19 and Tank No. 24 exceed the risk acceptance criteria due to wall loss over 50%, placing them in the high-risk zone. This necessitates urgent inspection or maintenance. The updated risk matrix for the next inspection date confirms that the proposed strategy is effective, with all tanks expected to fall within acceptable risk levels, demon-

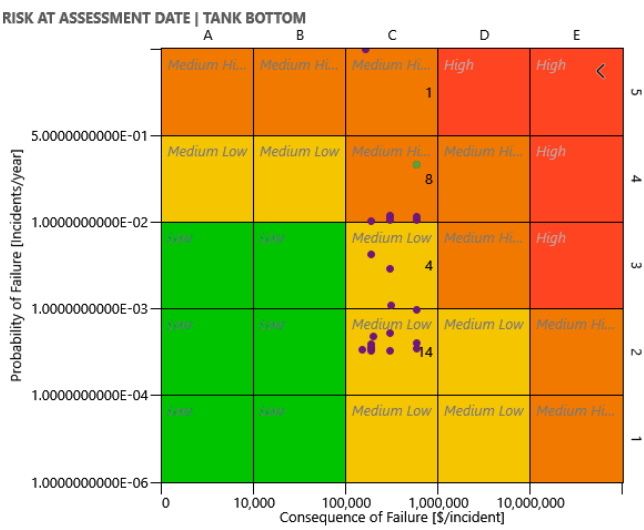


Figure 5. Risk matrix at initial inspection date showing current risk levels across tanks based on PoF and CoF

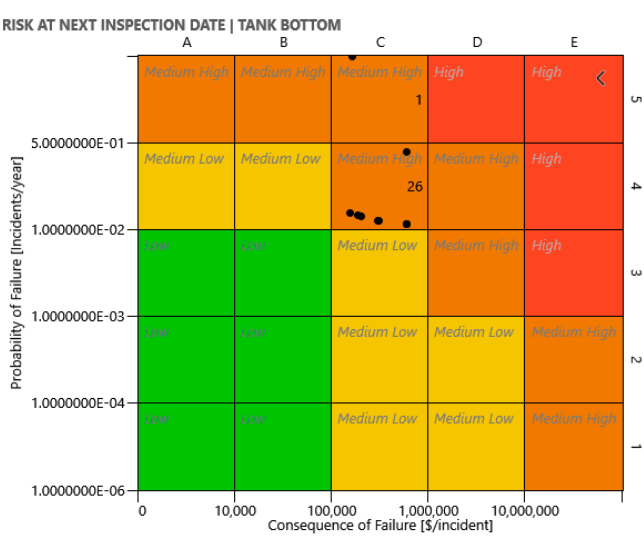


Figure 6. Risk matrix after re-inspection planning showing mitigated risk levels across all tanks

strating the value of RBI in maintaining equipment integrity and preventing failures.

The average interval between inspections in this scenario was determined to be 5.6 years, reflecting a stringent approach where failure mechanisms such as corrosion and mechanical degradation are detected at an early stage. The inspection planning chart for this scenario Fig.7 illustrates a higher frequency of scheduled inspections, particularly in earlier years.

In addition, in Fig. 8 ISO-risk plot serves as a graphical summary of risk distribution across the tank

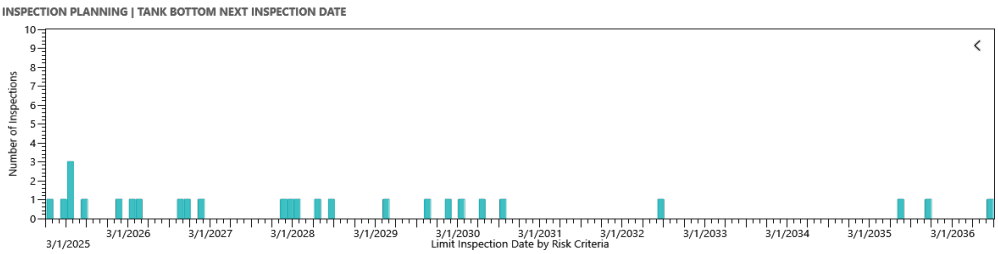


Figure 7. Inspection planning chart for Scenario 1 (PoF target: 0.1 incidents/year)

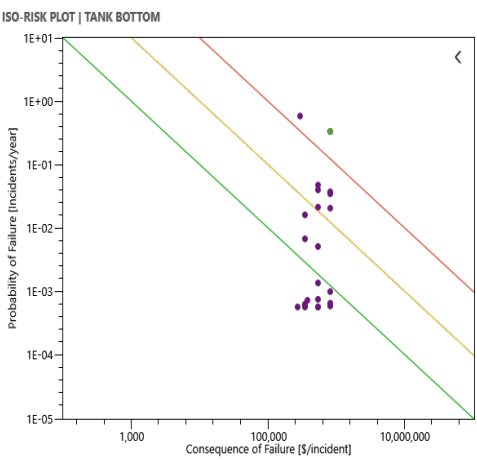


Figure 8. ISO-risk plot displaying distribution of tanks based on Probability of Failure and Financial Risk

population. It clearly illustrates the correlation between PoF and financial consequences, supporting risk ranking and enabling informed decision-making in the maintenance planning process.

This conservative approach minimizes operational risk by ensuring early detection of deterioration, thereby reducing the probability of severe failures. However, this comes at the cost of increased inspection and maintenance expenses, which must be weighed against the benefits of enhanced reliability and regulatory compliance.

Scenario 2: Risk-Based Inspection (RBI) with a PoF Target of 0.3 incidents/year

The second RBI scenario explores the impact of increasing the PoF target to 0.3 incidents per year and adjusting the financial risk threshold to $50,000 per year. This scenario demonstrates how adjusting risk tolerance affects inspection planning by extending inspection intervals.

With these revised parameters, the average time between inspections increased to 6.5 years, as indicated in the inspection planning chart in Fig. 9. This reduction in inspection frequency is a direct result of the increased acceptable risk level, allowing for more extended operational periods before re-inspection.

This scenario illustrates the sensitivity of inspection intervals to risk tolerance levels. By accepting a higher PoF target, the number of scheduled

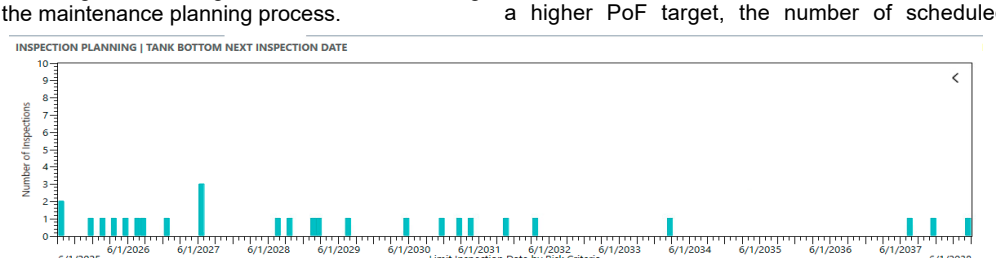


Figure 9. Inspection planning chart for Scenario 2 (PoF target: 0.3 incidents/year

inspections is reduced, optimizing maintenance resources and decreasing operational disruptions. However, this approach also elevates the probability of undetected deterioration, necessitating the implementation of additional monitoring techniques, such as real-time corrosion asses-sment and predictive analytics.

Scenario 3: TBI Approach

Unlike the RBI methodologies, the TBI approach follows fixed inspection intervals, independent of actual asset condition or degradation rates. This traditional methodology assumes a uniform degradation progression, scheduling inspections at predetermined timeframes.

DOI: 10.54859/kjogi108863

The limitations of TBI arise from its inflexibility and inefficiency compared to RBI strategies. Two key inefficiencies include:

1.Over-inspection: When degradation occurs at a slower rate than estimated, unnecessary inspections increase costs without a proportional risk reduction.

2.Under-inspection: When degradation is faster than anticipated, fixed intervals may lead to unplanned failures due to undetected deterioration.

While TBI remains a viable method under regulatory or operational constraints, its lack of adaptability makes it less efficient than RBI approaches. The ability to adjust inspection intervals based on evolving risk assessments, as seen in Scenarios 1 and 2, presents a more effective strategy for asset integrity management.

Risk-Based Inspection Planning and Assessment

The inspection planning results were analyzed based on the RBI methodology, considering factors such as inspection priority, scheduled inspection dates, PoF, and financial risk assessment. These factors play a crucial role in optimizing inspection intervals while ensuring asset integrity, minimizing operational risks, and reducing maintenance costs. Tab. 8 presents the results of this analysis, detailing the planned inspection schedules and associated risk metrics for the assessed aboveground storage tanks.

Tab. 8 corresponds to Scenario 1, where inspection planning is conducted using the initial RBI methodology without modifications from alternative assessment strategies. This scenario establishes a baseline approach by prioritizing inspections based on calculated risk factors, including the PoF and financial risk.

The table presents key parameters that determine inspection scheduling. The inspection priority indicates the urgency of each inspection, ensuring that higher-risk tanks are assessed first. The next and last inspection dates provide a structured timeline for evaluating maintenance history and ensuring regulatory compliance. The installation date helps assess the long-term degradation of each tank.

The PoF, expressed in incidents per year, ranges from 0.04 to 0.1, indicating varying levels of structural risk. Tanks with higher PoF values

Table 8. Inspection planning results

Tank No.	Inspection Priority	Installation Year	Next Inspection Date	Last Inspection Date	Inspection Interval [years]	Current POF Total [Incidents/year]	Risk of Failure [$/year]
24	1	2011	July 14, 2023	July 29, 2022	1,0	0,038	30000
19	2	1996	January 3, 2024	June 1, 2022	1,6	0,100	29226
16	3	2002	March 16, 2025	March 10, 2022	3,1	0,038	30000
13	4	1989	May 15, 2025	October 22, 2021	3,6	0,038	30000
15	5	2011	June 10, 2025	October 8, 2021	3,7	0,057	30000
22	6	2000	August 30, 2025	October 10, 2022	2,9	0,057	30000
21	7	1994	January 11, 2026	December 2, 2022	3,2	0,038	30000
8	8	2013	March 29, 2026	August 31, 2024	1,6	0,057	30000
25	9	2004	April 1, 2026	December 17, 2022	3,3	0,057	30000
17	10	2011	October 18, 2026	April 1, 2022	4,6	0,056	30000
12	11	2003	November 23, 2026	November 17, 2023	3,1	0,087	30000
6	12	2013	January 7, 2027	September 30, 2024	2,3	0,056	30000
5	13	2005	January 7, 2028	August 8, 2024	3,5	0,087	30000
26	14	2003	February 8, 2028	December 28, 2024	3,2	0,081	30000
27	15	1996	March 12, 2028	January 8, 2024	4,2	0,038	30000
10	16	2013	June 10, 2028	June 22, 2024	4,0	0,057	30000
18	17	2000	August 4, 2028	March 18, 2022	6,5	0,087	30000
20	18	1983	April 24, 2029	May 2, 2022	7,1	0,056	30000
14	19	1991	October 29, 2029	November 4, 2021	8,1	0,038	30000
9	20	2013	January 8, 2030	October 25, 2024	5,3	0,057	30000
7	21	2013	March 27, 2030	December 10, 2024	5,4	0,057	30000
2	22	2004	June 3, 2030	October 15, 2024	5,7	0,087	30000
11	23	1990	September 29, 2030	August 9, 2024	6,2	0,038	30000
23	24	1990	August 17, 2032	March 23, 2022	10,6	0,087	30000
1	25	2004	July 8, 2035	August 4, 2024	11,1	0,100	26578
3	26	2005	November 9, 2035	July 4, 2024	11,5	0,087	30000
4	27	1990	August 22, 2036	July 15, 2024	12,3	0,087	30000

require closer monitoring to reduce the likelihood of failure. The financial risk of failure, measured in dollars per year, ranges from $26,577 to $30,000, emphasizing the economic impact of unplanned failures and the importance of timely inspections.

By applying this structured RBI methodology, Scenario 1 provides a data-driven framework for optimizing inspection intervals, enhancing asset reliability, and minimizing maintenance costs.

Conclusion

This study highlights the effectiveness of RBI combined with advanced tank bottom scanning technologies in optimizing re-inspection intervals for ASTs in Kazakhstan. Compared to traditional TBI, RBI offers a more systematic and data-driven approach, improving safety, reducing maintenance costs, and allowing better resource allocation. The integration of NDT methods like TBIT enables early detection of corrosion and structural issues, enhancing inspection accuracy.

However, implementation challenges remain. Kazakhstan's regulations are still largely prescriptive, requiring fixed-interval inspections and lacking probabilistic risk assessment integration. Limited industry awareness, insufficient training, and high investment costs in advanced technologies also hinder broader adoption. To enable a successful transition, regulatory updates, standardized risk thresholds, and workforce training are essential.

Future research should expand RBI to more facilities and explore integrating AI and machine learning for enhanced predictive maintenance. By adopting risk-based strategies and modern technologies, Kazakhstan can align with global standards, improve asset integrity, and ensure long-term industrial sustainability.

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: Zhanna Dyussenova – collection, processing, and analysis of experimental data, conducting research, detailed analysis and interpretation of results, manuscript writing; Abdugaffor Mirzoev – manuscript editing, analysis revision and review.

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: Дюсенова Ж. – сбор, обработка и анализ экспериментальных данных, проведение исследования, детальный анализ и интерпретация результатов, написание рукописи; Мирзоев А. – редактирование рукописи, вычитка и проверка выполненного анализа.

REFERENCES

1. inspectioneering.com [Internet]. Inspectioneering Journal. API RP 581 Risk-Based Inspection Technology: Summary of Changes in the Newly Released Fourth Edition [cited 11 Feb 2025]. Available from: inspectioneering.com/journal/2025-02-27/11449/api-rp-581-risk-based-inspection-technology-summary-of-changes-in-the-newly-rel.
2. inspectioneering.com [Internet]. Inspectioneering Journal. Overview of API RP 581 - Risk Based Inspection Technology [cited 12 Feb 2025]. Available from: inspectioneering.com/tag/api+rp+581.
3. Al-Mitin AW, Sardesai V, Al-Harbi B, et al. Risk Based Inspection (RBI) of Aboveground Storage Tanks to Improve Asset Integrity. International Petroleum Technology Conference; 2011 Nov 15–17; Bangkok, Thailand. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/11IPTC/All-11IPTC/IPTC-14434-MS/152650.
4. oecd.org [Internet]. OECD. Risk Governance Scan of Kazakhstan [cited 03 Mar 2025]. Available from: oecd.org/en/publications/risk-governance-scan-of-kazakhstan_cb82cae9-en.html.
5. hghouston.com [Internet]. The Hendrix Group Inc. The Hendrix Group [cited 03 Mar 2025]. Available from: hghouston.com/risk-based-inspection.
6. rosen-group.com [Internet]. Rosen Group. Asset Integrity Management and Data Management Software [cited 05 Mar 2025]. Available from: rosen-group.com/en/expertise/product-and-service-finder/nima.
7. Reynolds JT. Risk Based Inspection - Where Are We Today? CORROSION 2000; 2000 Mar 26–31; Orlando, Florida, USA. Available from: onepetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR00/CORR00/NACE-00690/111761.
8. petrosync.com [Internet]. PETROSYNC. Risk-Based Inspection as Industrial Disaster Prevention [cited 20 Mar 2025]. Available from: petrosync.com/blog/risk-based-inspection-application-in-industry/.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. inspectioneering.com [интернет]. Inspectioneering Journal. API RP 581 Risk-Based Inspection Technology: Summary of Changes in the Newly Released Fourth Edition [дата обращения 11.02.2025]. Доступ по ссылке: inspectioneering.com/journal/2025-02-27/11449/api-rp-581-risk-based-inspection-technology-summary-of-changes-in-the-newly-rel.

2. inspectioneering.com [интернет]. Inspectioneering Journal. Overview of API RP 581 - Risk Based Inspection Technology [дата обращения 12.02.2025]. Доступ по ссылке: inspectioneering.com/tag/api+rp+581.
3. *Al-Mitin A.W., Sardesai V., Al-Harbi B., et al.* Risk Based Inspection (RBI) of Aboveground Storage Tanks to Improve Asset Integrity // International Petroleum Technology Conference; November 15–17, 2011; Bangkok, Thailand. Доступ по ссылке: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/11IPTC/All-11IPTC/IPTC-14434-MS/152650.
4. oecd.org [интернет]. OECD. Risk Governance Scan of Kazakhstan [дата обращения 03.03.2025]. Доступ по ссылке: oecd.org/en/publications/risk-governance-scan-of-kazakhstan_cb82cae9-en.html.
5. hghouston.com [интернет]. The Hendrix Group Inc. The Hendrix Group [дата обращения 03.03.2025]. Доступ по ссылке: hghouston.com/risk-based-inspection.
6. rosen-group.com [интернет]. Rosen Group. Asset Integrity Management and Data Management Software [дата обращения 05.03.2025]. Доступ по ссылке: rosen-group.com/en/expertise/product-and-service-finder/nima.
7. *Reynolds J.T.* Risk Based Inspection - Where Are We Today? // CORROSION 2000; March 26–31, 2000; Orlando, Florida, USA. Available from: onepetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR00/CORR00/NACE-00690/111761.
8. petrosync.com [интернет]. PETROSYNC. Risk-Based Inspection as Industrial Disaster Prevention [дата обращения 20.03.2025]. Доступ по ссылке: petrosync.com/blog/risk-based-inspection-application-in-industry/.

AUTHORS' INFO

***Zhanna Ualiyeva**
ORCID 0009-0004-7703-5145
e-mail: *jannadyussenova0@gmail.com*.
Abdugaffor Mirzoev
ORCID 0009-0009-9416-8974
e-mail: *gmirzoev@rosen-group.com*.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Жанна Уалиева**
ORCID 0009-0004-7703-5145
e-mail: *jannadyussenova0@gmail.com*.
Адбугаффор Мирзоев
ORCID 0009-0009-9416-8974
e-mail: *gmirzoev@rosen-group.com*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

ӘОЖ 665.622.43
ҒТАХР 61.51.17

DOI: 10.54859/kjogi108904

Қабылданды: 02.08.2025.
Мақұлданды: 17.11.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Ғылыми шолу

Мұнай өңдеудегі деэмульгаторлардың маңызы мен қолданудың тиімді әдістеріне шолу

А.Н. Мұқамбетқалиева, М.Д. Бисенғалиев, К.А. Ихсанов
Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ
Қазақстан мұнай-газ өнеркәсібінің қазіргі даму кезеңінің ерекшелігі – көптеген ірі мұнай кен орындарының өндіру деңгейінің құлдырау сатысына көшуі болып табылады. Тұтқырлығы жоғары мұнай кен орындарын игерудің өзіндік ерекшеліктері бар және бұл мұнай компаниялары жиі кездесетін бірқатар мәселелерге әкеледі. Ең алдымен, бұларға мұнай-өндірістік жабдықты пайдаланудағы қиындықтар, жерүсті және ұңғы жабдықтарының жөндеусіз пайдалану мерзімінің қысқаруы, жүктеменің артуына байланысты апаттар санының көбеюі, ұңғыларды пайдаланудың төмен үнемділігі, ілеспе мұнай газын ұтымды пайдалану мен қайта өңдеу мәселелері жатады. Нәтижесінде, кен орындарын игеру мен пайдаланудың экономикалық тиімділігі барынша төмен деңгейге жетеді. Қазіргі уақытқа дейін эмульсиялау және оның механизмдерін зерттеуге бағытталған көптеген ғылыми жұмыстар жүргізілді. Тұрақты эмульсиялар өнеркәсіпте, әсіресе тазарту, тасымалдау және қайта өңдеу процестерінде, техникалық әрі экономикалық жағынан елеулі мәселелер туындатады. Көмірсутектерді тиімді өндіру үшін шикізатты сапалы өңдеу қажет. Бұл мақалада мұнай эмульсияларының түзілуі, деэмульгаторлық өңдеу әдістері, осы мақсатқа сәйкес келетін деэмульгаторлардың қасиеттері, сондай-ақ эмульсиялардың пайда болу механизмдері бойынша жарияланған ғылыми еңбектерге шолу жасалған. Шикі мұнай табиғи беттік белсенді заттармен (бұдан әрі – ББЗ) өзара әрекеттесіп, тұрақты эмульсиялар түзуге бейім келеді. Мұндай тұрақты эмульсиялар өнеркәсіп талаптарына сай келуі үшін мұқият өңдеуден өтуі қажет. Сондықтан эмульсия тұрақтылығына әсер ететін табиғи ББЗ-ға қатысты іргелі зерттеулер жүргізу – мұнай мен суды тиімді бөлу үшін маңызды. Бұл жұмыс эмульсиялау механизмдерінің әртүрлі ғылыми жарияланымдарын бағалауды және тиімді деэмульгирлеуге арналған дұрыс формуланы таңдауды қамтиды.
Негізгі сөздер: *мұнай эмульсиясы, композициялық құрамдар, бұзу әдістері, деэмульгаторлар, химиялық реагенттер.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Мұқамбетқалиева А.Н., Бисенғалиев М.Д., Ихсанов К.А. Мұнай өңдеудегі деэмульгаторлардың маңызы мен қолданудың тиімді әдістеріне шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4, 72–90 б. DOI: 10.54859/kjogi108904.

© Мұқамбетқалиева А.Н., Бисенғалиев М.Д., Ихсанов К.А., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

UDC 665.622.43
CSCSTI 61.51.17

DOI: 10.54859/kjogi108904

Received: 02.08.2025.
Accepted: 17.11.2025.
Published: 31.12.2025.

Review article

Demulsifiers in Petroleum Processing: Overview and Effective Application Methods

Ainash N. Mukambetkaliyeva, Max D. Bissengaliyev, Kayrbek A. Ikhsanov
Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT
Many of Kazakhstan's major oil fields are now entering a phase of declining production, marking a new stage in the country's oil and gas industry development. The development of heavy-oil reservoirs presents several well-recognized challenges for oil producers. These include equipment performance issues, shorter operating life of surface and downhole systems, higher failure rates under increased loads, low well productivity, and persistent difficulties in utilizing associated gas. Collectively, these factors severely undermine the overall profitability of field development and production. A wide range of studies has explored the mechanisms of emulsification and demulsification. Stable emulsions create both technical and economic challenges for the industry, particularly in treatment, refining, and transportation operations. Addressing them effectively is crucial for maintaining efficient hydrocarbon production. This paper discusses the formation of crude-oil emulsions, approaches to their demulsification, properties of suitable demulsifiers, and the mechanisms governing emulsion formation. Crude oil contains natural surface-active compounds that readily promote the formation of stable emulsions. To meet industrial standards, these emulsions must undergo thorough treatment. Understanding the role of natural surfactants that enhance emulsion stability is therefore key to achieving effective oil–water separation. The review also considers various published mechanisms of emulsification and identifies the formulations most effective for demulsification.
Keywords: *crude-oil emulsion; composite formulations; demulsification methods; demulsifiers; chemical reagents.*

To cite this article:
Mukambetkaliyeva AN, Bissengaliyev MD, Ikhsanov KA. Demulsifiers in Petroleum Processing: Overview and Effective Application Methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):72–90. DOI: 10.54859/kjogi108904.

© 2025 Mukambetkaliyeva A.N., Bissengaliyev M.D., Ikhsanov K.A.

License CC BY-NC-ND 4.0

УДК 665.622.43
МРНТИ 61.51.17

DOI: 10.54859/kjogi108904

Получена: 02.08.2025.
Одобрена: 17.11.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Научный обзор

Обзор использования деэмульгаторов в нефтепереработке и эффективные методы их применения

А.Н. Мукамбеткалиева, М.Д. Бисенгалиев, К.А. Ихсанов
Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Характерной особенностью современного этапа развития нефтяной и газовой промышленности Казахстана является переход многих разрабатываемых крупных нефтяных месторождений на стадию падающей добычи. Особенности разработки месторождений высоковязкой нефти обуславливают ряд распространённых проблем, с которыми сталкиваются нефтяные компании. Прежде всего, к ним относятся осложнения эксплуатации нефтепромыслового оборудования, снижение межремонтного периода эксплуатации наземного и скважинного оборудования, аварийность оборудования из-за роста нагрузок, низкая рентабельность эксплуатации скважин, проблемы утилизации и рационального использования попутного нефтяного газа и, как следствие, предельно низкая рентабельность освоения и эксплуатации месторождения. До сегодняшнего дня проводились многочисленные исследования для изучения механизмов эмульгирования и деэмульгирования. Устойчивые эмульсии оказывают как техническое, так и экономическое воздействие на отрасль, особенно в сфере очистных сооружений, переработки и транспортировки. Эффективная обработка необходима для обеспечения оптимального производства углеводородов. В настоящей статье рассматриваются образование нефтяных эмульсий, деэмульгирующая обработка, характеристики подходящих для данной цели деэмульгаторов, а также механизмы образования нефтяных эмульсий. Сырая нефть сочетается с природными поверхностно-активными веществами, имеющими высокую тенденцию к образованию стабильной эмульсии. Стабильная эмульсия должна быть хорошо обработана для соответствия промышленным требованиям. Поэтому фундаментальные исследования природных поверхностно-активных веществ, способствующих стабильности эмульсий, проводятся с целью эффективного разделения нефти и воды. Это будет включать оценку различных опубликованных механизмов эмульгирования и правильную формулу для эффективной деэмульгации.

Ключевые слова: *нефтяная эмульсия, композиционные составы, методы разрушения, деэмульгаторы, химические реагенты.*

Как цитировать:
Мукамбеткалиева А.Н., Бисенгалиев М.Д., Ихсанов К.А. Обзор значения деэмульгаторов в нефтепереработке и эффективных методов их применения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 72–90. DOI: 10.54859/kjogi108904.

© Мукамбеткалиева А.Н., Бисенгалиев М.Д., Ихсанов К.А., 2025

Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

Кіріспе

Қазақстанда мұнай кен орындарын игерудің қазіргі кезеңі – олардың кешенді, кешігіп дамуы жағдайында – мұнай өндірі көлемін тұрақтандыру мен ұлғайтуға бағытталған ең тиімді технологиялық шараларды үнемі іздестірумен сипатталады. Бұл бағытта, атап айтқанда, жоғары тұтқырлықтағы мұнай қорына ие шағын кен орындарын игеруге тарту маңызды орын алады. Алайда мұндай кен орындарын игеру түрлі технологиялық қиындықтармен ерекшеленеді және нәтижесінде бірлік өнімге жұмсалатын энергия шығындарының артуына әкеледі. Мұнай өндіру, жинау және ұңғы өнімін дайындау жүйесінде мұнай-өндірістік жабдықтарды пайдалануда кездесетін мәселелерге көптеген ғылыми еңбектер арналған. Әсіресе тұтқырлығы жоғары мұнай өндіретін шағын кен орындарын пайдалану барысында жиі кездесетін мәселелерге – асфальтен-шайыр-парафин шөгінділері түзілуі, жоғары тұтқыр эмульсиялардың пайда болуы, ұңғы жабдықтарының коррозиясы және механикалық қоспалардың сорап жабдығына әсері жатады. Аталған және өзге де факторлардың кешенді әсері ұңғылардың дебитінің төмендеуіне, жабдықтың тозуының жеделдеуіне, сондай-ақ мұнайды өндіру, жинау және дайындау процестерінде қосымша энергиялық және материалдық шығындардың артуына алып келеді. Осындай мәселелер ұңғыларды пайдаланудың техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің нашарлауына, кен орнының игеру жүйесінің бұзылуына, ұңғылар торының сиректеуіне (жекелеген ұңғылардың тоқтауына байланысты), объектіні игеру үдерісін бақылау тиімділігінің төмендеуіне және ақыр соңында мұнай қорын өндіру коэффициентінің төмендеуіне себеп болады. Төменде бұл мәселелердің негізгі себептері, олардың түзілу механизмдері және олармен күресудің дәстүрлі әдістері қарастырылған.

Қабат жағдайларында мұнай мен су бірбірімен араласпайтын бөлек фазалар түрінде орналасады. Кен орындарын игерудің кеш сатысында жұмыс істейтін мұнай ұңғыларында қабат суларының мұнай кенінің сүзу аймағына қарай басып кіруі (суу фронтының ілгерілеуі) байқалады. Мұнай эмульсиялары негізінен мұнай мен қабат суының қарқынды жанасып, араласуы жүретін жерлерде түзіледі:

– ұңғы түбінен аузына дейін көтерілу кезінде, мұнда мұнай мен қабат суы үздіксіз өзгеріп отыратын термобарлық жағдайларға байланысты фазалық түрленулерге ұшырайды, нәтижесінде мұнай құрамынан еріген газдар мен парафиндер бөлінеді [1];

– ұңғы оқпанында, мұнда газдың бөлінуі нәтижесінде қысым төмендеп, мұнай мен су фазаларының араласу интенсивтілігі артады, сондай-ақ қабат өнімінің қозғалыс жылдамдығы жоғарылайды. Газ соншалықты жоғары энергиямен бөлінеді, бұл энергия қабат суын мұнайда диспергирлеуге жеткілікті;

– сораптардың қозғалмалы бөліктерінде, штуцерлер мен жапқыш арматураларда. Эмульсиялардың қарқынды түзілуі, әсіресе суланған мұнай штуцерлер арқылы өткен кезде байқалады;

– өндірістік жабдықтарда қысымның ауытқуы, газдың пульсациясы, технологиялық құбырлардың диаметрі мен бағытының күрт өзгеруі кезінде пайдалану ұңғыларының газ-сұйық ағынында турбулизация жүреді, бұл өз кезегінде қабат суының мұнайда диспергирленуін күшейтеді. Бұған қоса, технологиялық жабдықтардың ішкі бетінде парафиннің тұнуы құбырлардың көлденең қимасының тарылуына әкеледі, ал бұл қабат өнімінің қозғалыс жылдамдығының артуына себеп болады.

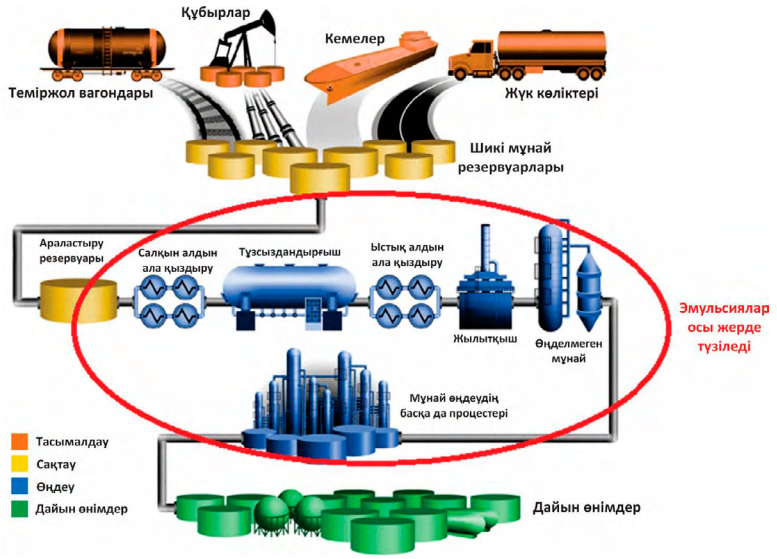
Сонымен қатар, мұнай өндіру саласында құбырлардағы эмульсия түзілуі – өте жиі кездесетін құбылыс. Мұнай кен орнының жұмыс істеу мерзімі аяқтала бастаған сайын, өндірілетін судың мөлшері де артады, әсіресе егер кен орны су қабатымен (аквифер) жұмыс істегенде. Бастапқыда шикі мұнай мен су екі бөлек фазада болса да, ұңғыманың ішінде, саңылауларда, клапандарда, сорғыларда және құбырларда болатын турбуленттік ағын, араласу және шайқалу эмульсиялардың түзілуіне әкеледі. 1-суретте мұнайды өңдеу процесінде эмульсиялардың қай жерде түзілетіні көрсетілген [1].

1-суретте мұнайды өңдеу процесінің диаграммасы ұсынылған, бұл схема Shale Oil Processing (2014) деректеріне негізделіп өзгертілген. Онда шикі мұнай ұңғыма сағасынан бастап құбырға дейінгі жолда қандай сатылардан өтетіні және осы сатылардың қайсысында мұнай-сулы эмульсиялардың түзілетіні көрсетілген.

Мамандардың [2] зерттеулері бойынша, қабаттың ұңғы маңындағы аймағы тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілуі сұйықтықтың сүзгіленуі нәтижесінде, тау жынысында ұсақталған құм мен сазды бөлшектердің болуына байланысты жүзеге асады. Механизацияланған мұнай өндіру әдісі кезінде тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілуі анықталды. Электроцентробеждік сорғылар қолданылған кезде ең тұрақты су-мұнай эмульсиялары қалыптасса, штангалы және бұрандалы сорғыларды пайдалану кезінде эмульсиялар әлдеқайда аз тұрақты болады. Сондықтан, қабат суымен диспергирлеуге жоғары бейімділігі бар тұтқыр асфальт-шайырлы мұнайларды өндіру үшін жоғары өнімді бұрандалы сорғыларды қолдану тиімді болып табылады.

Ғылыми жұмыстарда [1–3] мұнайды тереңдік сорғыларымен өндіру кезінде су-мұнай эмульсияларының түзілуінің негізгі себептері ретінде сорғы жұмысының негізгі параметрлері анықталды: электроцентробеждік сорғының айналу саны мен өнімділігі, плунжердің соққы саны мен ұзындығы, қабылдау және шығару клапандарының өлшемдері, сорғының бату тереңдігі.

Фонтандық ұңғыларда тұрақты су-мұнай эмульсиялары түзіледі, себебі осы ұңғыларда қысымның төмендеуі мен мұнайдың қарқынды дегазациясы нәтижесінде қабат суы мен өндіру мұнайы қарқынды араласады. Компрессорлық ұңғылардан мұнай өндіру кезінде де су-мұнай



1-сурет. Шикі мұнайды өңдеу процесінің схемасы
Figure 1. Crude-oil refining process flow diagram

эмульсияларының түзілу себептері фонтандық ұңғылардағыдай болады. Газлифт және эрлифт әдістерін қолдану нәтижесінде табиғи тұрақтандырғыштардың (нафтен қышқылдары, парафиндер) қарқынды тотығуы жүреді, бұл жоғары тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілуіне алып келеді, себебі олар эмульсиялардың тиімді эмульгаторлары болып табылады.

Скважиналарда су-мұнай эмульсияларының фазааралық құрылымдары және олардың тұрақтануына әсер ететін физика-химиялық факторлар

Әдебиет [4] бойынша су-мұнай эмульсияларының түзілу механизміне қатысты көптеген гипотезалардың бар екенін көрсетті, бірақ негізгі теория академик Ребиндер П.А. ұсынған теория болып табылады. Бұл теорияға сәйкес эмульсиялардың түзілуі үш кезеңнен тұрады.

Бірінші кезеңде дисперсті фазаның тамшылары бастапқы сфералық пішіннен цилиндрлік пішінге дейін созылады, бұл дисперсті фазаның бетін ұлғайтуға байланысты молекулалық беттік керілу күштерін жеңу үшін энергия жұмсауды қажет етеді. Екінші кезеңде тұрақсыз тамшылардың ұзындығы олардың диаметрінен үлкен болғанда, олар ұсақ тамшыларға бөлінеді. Осы процесс барысында беттің және еркін беткі энергияның азаюы жүреді. Үшінші кезеңде су глобулдарының коалесценциясы мен диспергиясы үдерістері бір уақытта жүреді.

Су-мұнай эмульсияларының жоғары агрегативті тұрақтылығы және дисперстік ортаның молекулаларынан тұратын берік сольватты қабықтың глобулалардың бетінде түзілуі сольваттық теориямен түсіндіріледі. Сольваттық қабықтың серпімді қасиеттеріне байланысты дисперстік фазаның глобулаларының соқтығысқан кезде бірігуіне кедергі жасалады, сондай-ақ сольваттық қабық пен дисперстік ортаның шекарасында беттік керілу болмауы да әсер етеді. Сольваттық қабықтың құрылысы мен құрамы мұнайдың құрамына және онда болатын дисперстік бөлшектердің мөлшеріне ғана емес, сонымен қатар қабат суының құрамына және онда еріген және диспергенттелген бөлшектерге де байланысты [5].

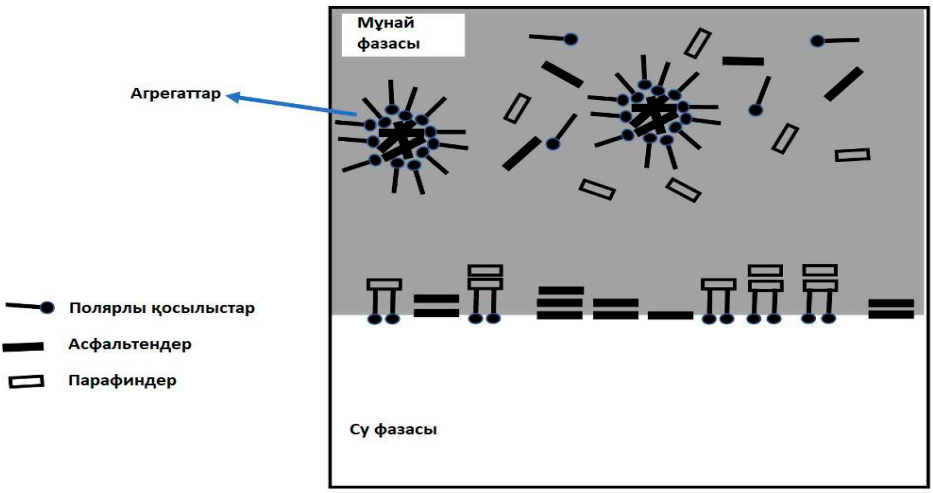
Тұрақты эмульсиялық жүйелердің түзілуінің негізінде термодинамикалық (энергетикалық) күштер жатады, олар екі электрлік қабат теориясы, Дерягин В.Б. және Ландау Л.Д. ұсынған қысымның ажырату теориясы, сондай-ақ құрылымдық-механикалық бөгеттің түзілуіне қатысты надмолекулярлық теориялар негізінде түсіндіріледі [6]. Осы теориялардың ортақтығы – эмульсияларды түзу үшін араласпайтын екі сұйықтыққа тұрақтандырғыш қызметін атқаратын үшінші компоненттің болуы міндетті.

Мұнай фазасында органикалық көмірсутекті және механикалық тұрақтандырғыштардың болуы, олардың мұнай қабатына химиялық әсер ету нәтижесінде түзілуі және ұңғы өнімдерімен бірге қабаттан шығарылуы су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын арттырады. Ғылыми еңбектерде [7] тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілуіне келесі компоненттердің қатысатыны анықталған:

– күшті беттік-белсенді қасиеттерге ие заттар, олар фаза аралық шекарада адсорбцияланып, құрылымдалмаған молекулалық қабаттар түзе алады. Мұндай заттарға нафтен қышқылдары, май қышқылдары және төмен молекулалық шайырлар жатады;

– әлсіз беттік-белсенді қасиеттері бар заттар, олар фаза аралық шекарада құрылымды қабаттар – лиофильді коллоидты жүйелер түзіп, серпімділігі мен беріктігі арқасында су-мұнай

DOI: 10.54859/kjogi108904



2-сурет. Мұнай-су шекарасындағы асфальтен мен парафиндердің агрегациясы және адсорбциясы
Figure 2. Aggregation and adsorption of asphaltenes and paraffins at the oil-water interface

эмульсияларын жоғары деңгейде тұрақтандырады. Бұл заттарға мұнай құрамындағы полярлы компоненттер – асфальтендер, шайырлар, асфальтоген қышқылдары мен ангидридтер жатады;

– минералдық және бейорганикалық сипаттағы механикалық қоспалар, олар судың глобулаларын таңдамалы ылғалдандыру арқылы қорғайтын берік қаптамалар түзеді. Бұл жағдайда қатты эмульгатор-бөлшектердің өлшемдері диспергирленген су глобулаларының өлшемінен әлдеқайда кіші болуы қажет.

Мұнай эмульсияларының тұрақтылығына тек тұрақтандырғыштардың концентрациясы ғана емес, сонымен қатар олардың коллоидтық күйі де айтарлықтай әсер етеді. Бұл жағдай мұнай құрамындағы парафинді және ароматты көмірсутектердің мөлшеріне, сондай-ақ дефлокуляциялық әсері бар заттардың болуына байланысты болады.

Зерттеулерде [8] фазааралық адсорбциялық қабаттың құрамы мен қасиеттері зерттеліп, асфальтендер, шайырлар және қиын балқитын парафиндер әрқашан «мұнай – су» шекарасында түзілетін фазааралық адсорбциялық қабаттың құрамына кіретіні анықталды (2-сурет). Мұнайдың эмульгирлеу қасиеттері ондағы асфальтендердің тек сандық мөлшерімен ғана емес, олардың коллоидты-дисперстік күйімен де анықталады. Асфальтендер флокуляция нүктесіне (ерітіндіден тұнбаға түсу шегіне) жақын коллоидты-дисперстік күйде болғанда, олардың эмульгирлеу әсері барынша жоғары болады. Асфальтендердің күйі олардың көмірсутектік құрамына және дефлокуляциялық әсері бар заттардың болуына байланысты, бұл заттар асфальтендердің бірігуіне және агрегациясына кедергі келтіреді.

Соңғы жылдары көптеген зерттеушілер [9] су-мұнай эмульсияларының негізгі тұрақтандырғыштары ретінде мұнайда ұсақ диспергирленген, мицеллярлық күйде болатын табиғи асфальтен-шайырлы заттарды (бұдан әрі – АШЗ) қарастырады. АШЗ коллоидтық бөлшектері мицеллалар түзіп, «мұнай – су» фазаларының шекарасында жинақталып, судың глобулаларының бетінде берік фазааралық адсорбциялық қабықша түзеді, бұл глобулалар дисперстік фазаның бүкіл көлеміне таралады. Су-мұнай эмульсияларының дисперстік дәрежесі мұнай компоненттерінің, әсіресе полиядролық арендер мен гетероорганикалық қосылыстардың (әсіресе АШЗ) арасындағы күшті молекулааралық әрекеттесулермен түсіндіріледі.

Зерттеуде [10] су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығына асфальтендердің әсері жөніндегі ғылыми әдебиеттерге талдау жасалды. Нәтижесінде, эмульсия тұрақтылығы мұнай құрамындағы асфальтендердің пайыздық мөлшеріне байланысты екені анықталды.

Авторлар [11] су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын қамтамасыз ететін негізгі компоненттер ретінде АШЗ мен парафиндерді атап өтті. Сонымен қатар, су глобулаларының фазааралық адсорбциялық қабатының құрамы қабат суының минералдануына байланысты өзгеретіні зерттелді. Қабат суының минералдануы артқан сайын су глобулаларының қорғаныш қабығындағы АШЗ үлесі де артады. Бұл құбылыс қабат суындағы тұздардың полярлы асфальтен молекулаларымен әрекеттесуінен туындайды. Қабат суының мөлшері 30%-ға дейін жеткен кезде эмульсия тұрақтылығы шамалы ғана артады, ал одан кейін сулану өскен сайын эмульсия тұрақтылығы күрт өсіп, максимум мәнге жетеді. Бірақ қабат суының мөлшері одан әрі артқанда эмульсия тұрақтылығы ұлғаймайды.

Зерттеулерде [12] мұнайда диспергирленген қабат суының минералдануы артқан сайын су глобулаларының өлшемі кішірейіп, дисперстілік дәрежесі мен фазааралық бетінің ауданы ұлғайып, нәтижесінде су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығы да артады.

Су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын қамтамасыз ететін басты фактор – мұнай фазасы жағынан мұнайда диспергирленген су глобулаларының бетінде түзілетін берік фазааралық адсорбциялық қабық. Бұл қабық құрылымды жүйе ретінде қарастырылып, оның құрамына табиғи тұрақтандырғыштар – нафтен қышқылдары, шайырлар, асфальтендер, парафиндер, церезиндер, порфириндер, металл-порфирин кешендері және механикалық бөлшектер кіреді.

Мұнайдағы асфальтен-шайырлы және парафинді қосылыстардың су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығына әсері

Ұңғы өнімінде механикалық қоспалардың едәуір мөлшерде пайда болуы, пласт қысымын ұстап тұру жүйесі арқылы құрамында оттегі бар тұщы суды айдау нәтижесінде орын алады. Сонымен қатар, тұщы суда оттегінің болуы кейбір мұнай компоненттерінің (нафтендер, парафиндер) тотығуына алып келеді, нәтижесінде жаңа асфальтендер түзіледі.

Су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығына механикалық бөлшектер (табиғи тұрақтандырғыштар) – саз бөлшектері, құм, бейорганикалық тұздардың микрокристалдары, металл коррозиясының өнімдері айтарлықтай әсер етеді. Эмульсиялардың тұрақтылығы мұнай құрамындағы осы табиғи тұрақтандырғыштардың бөлшектерінің өлшемі мен сандық мөлшеріне байланысты болады. Механикалық қоспа бөлшектерінің мөлшері мен концентрациясы артқан сайын су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығы жоғарылайтыны байқалады.

Жоғары минералданған қабат суларында саз бөлшектері жылдам коагуляцияға және гидрофобизацияға ұшырайды, ал тұщы суларда сілтілік электролиттердің болуымен саздардың гидрофильдігі артып, олар қатты ісініп, пептизацияға ұшырайды. Соның нәтижесінде саз бөлшектері коллоидтық күйге көшіп, мұнай фазасында механикалық қоспа бөлшектерінің мөлшерінің артуына алып келеді.

Авторлар [13] «мұнай – су» фазалар шекарасында асфальтен агрегаттарынан тұратын фазааралық адсорбциялық қабықтарды модельдеді. Бұл бөлшектер фазалар шекарасында жоғары серпімділік модулі бар қатты құрылымдық қаңқа түзеді. Сонымен қатар, деэмульгаторды қолдану мен қолданбау жағдайларында түзілген қабаттардың механикалық беріктігі бағаланды.

Зерттеулер [14] көрсеткендей, өлшемі 0,75 мкм болатын механикалық бөлшектердің болуы су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын ең жоғарғы деңгейде қамтамасыз етеді. Мұндай дисперстік бөлшектерге фазалар шекарасында су глобулаларының бетінде ассоциациялану және агрегаттану қасиеті тән.

Мұнайдағы асфальтендер мен парафин микрокристалдарының өзі ғана эмульсияны тұрақтандыру үшін жеткіліксіз, өйткені олардың тұрақтылығын арттыру үшін мұнай ББЗ болуы қажет. Бұл ББЗ-тар асфальтен мен парафин бөлшектерінің бетіне адсорбцияланып, гидрофильді аймақтар түзеді. Бұл аймақтар судың сіңірілуі арқылы бөлшектердің су глобулаларының бетінде шоғырлануына және орнығуына мүмкіндік береді.

Мұнай құрамындағы жеке компоненттердің су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығына әсері әртүрлі. Мысалы, парафиндік компоненттердің әсері асфальт-шайырлы компоненттерге қарағанда әлдеқайда жоғары. Парафин микрокристалдары су глобулаларының бетіндегі фазааралық адсорбциялық қабыққа деэмульгатордың әсеріне төзімділік береді. «Мұнай – су» шекарасындағы адсорбциялық қабаттың құрамдас бөлігі болып табылатын АШЗ парафин молекулаларының өзара және олардың су глобулаларының бетімен байланысын қамтамасыз етеді. Төмен температурада су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын негізінен парафин компоненттері қамтамасыз етеді, ал жоғары температурада парафиндер еріген күйде болатындықтан, асфальт-шайырлы компоненттер шешуші рөл атқарады.

Зерттеулер [14] көрсеткендей, су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығы мұнайдағы АШЗ-ның дисперстік бөлшектер бетіне адсорбциясына да байланысты. Егер мұнай құрамындағы АШЗ концентрациясы 10–30 масс.% аралығында болса, эмульсия тұрақтылығы күрт артады, ал 30 масс.%-дан жоғары болғанда – тұрақтылық төмендей бастайды. Бұл құбылыс АШЗ-ның бөлшектер бетінде адсорбциялық қабат түзу барысында гидрофобты және гидрофильді аймақтардың арасындағы тепе-теңдіктің бұзылуымен түсіндіріледі.

Зерттеу жұмысында [15] масс-спектрометрияның түрлі әдістерін қолдана отырып, нафтен қышқылдарының асфальтендердің ірі молекулаларының (көп ароматты сақиналары бар) агрегатталуына жол бермейтіні анықталды. Бұл әсер нафтен қышқылдарының полярлы молекулалары мен асфальтен агрегаттары арасындағы дипольдік әрекеттесулер арқылы жүзеге асады.

Ғылыми [16] жұмысында асфальтен молекулалары агрегаттарының әртүрлі синтетикалық және табиғи нафтен қышқылдарымен әрекеттесу барысында дезинтеграциялану үрдісі сипатталғау. Нафтен қышқылдарын қосқаннан кейін уақыт өте келе асфальтен агрегаттарының өлшемі тез азаятыны анықталған.

Мақала [17] азот құрамдас асфальтендер мен нафтен қышқылдарының «қышқыл – негіз» типіндегі комплекстер түзе алатыны анықталған. Мұндай комплекстер фазааралық «мұнай – су» шекарасына жақын коллоидты жүйелер мен ірі

DOI: 10.54859/kjogi108904

агрегаттардың түзілуіне жоғары белсенділік көрсетеді.

Бірқатар зерттеулерде нафтен қышқылдарының мұнайдағы коллоидтық жүйелермен және механикалық бөлшектермен иондық байланыс, қышқыл – негіз өзара әрекеттесуі және полярлық өзара байланыс механизмдері арқылы әрекеттесуге қабілетті екені дәлелденген. Бұл жағдай коллоидтық бөлшектердің гидрофобизациясына алып келеді, нәтижесінде олар жер асты флюидтерінің мұнай фазасында шоғырланады.

Нафтен қышқылдарынан басқа, мұнай құрамында олардың тұздары мен эфирлері – нафтенаттар да болады. [16] жұмысында нафтенаттардың сұйық кристалдық фазаға өтуі кезінде су-мұнай эмульсиясының тұрақтылығының артатыны көрсетілген. Бұл құбылыс авторлармен фазалар шекарасында сұйық кристалдық қабаттың түзілуімен түсіндіріледі.

Тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілуінде мұнайда еріген газдың маңызды рөл атқаратыны анықталған. Егер мұнайдың қысымы оның құрамындағы еріген газдардың қысымына жақындаса, онда сорбцияланған газдың бір бөлігі бос фазаға бөлініп шығып, нәтижесінде мұнайдағы жоғары молекулалық қосылыстардың (бұдан әрі – ЖМҚ) тұнуын туындатады. Осындай үдерістер бос газды барботаждау кезінде де орын алады. Авторлардың [17] зерттеулері бойынша ЖМҚ не сұйық фазада болуы мүмкін, не газ көпіршіктерінің айналасында қорғаныш қабықшалардың құрамына енеді. Мұнайдан бөлініп шықпас бұрын ЖМҚ бөлшектері газ фазасының микрокөпіршіктерімен флотирленеді.

Сұйық көмірсутектер мен қабаттық судың араласуы кезінде мұнайда еріген газ сорбцияланған күйге өтеді және мұнайдың дегазациясы жүреді, бұл ретте сорбцияланған газдың бір бөлігі мұнай эмульсиясының су фазасының газсыздануына жұмсалады. Екінші жағынан, мұнайдың дегазациясы жүйе компоненттерінің диспергирленуін күшейтеді, мұнда көптеген газ көпіршіктері түзіледі, олар ЖМҚ бөлшектерімен және механикалық қоспалармен тұрақтандырылады. Егер газға қаныққан мұнай қабаттық сумен жанасса немесе өнімді мұнай қабатына газ фазасы бұзылып кірсе, онда су-мұнай эмульсиясының фазаларының ауысуы орын алады, бұл мұнай мен қабаттық судың қарқынды араласуына алып келеді.

Осылайша, мұнайда еріген газ мұнай мен судың фазаларының қарқынды араласуы нәтижесінде, сондай-ақ ЖМҚ бөлшектерінің, бейорганикалық тұздар кристалдарының және механикалық қоспалардың мұнайда диспергирленген су глобулаларының бетінде қорғаныш қабықша құрамына тартылуы нәтижесінде эмульсиялардың тұрақтылығын арттырады.

Уақыт өте келе «мұнай – су» шекарасындағы межфазалық адсорбциялық қабат қалыңдап, тығыздалып, кейіннен гельге айналады, бұл су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын айтарлықтай арттырады. Бұл құбылыс синерезис (эмульсиялардың қартаюы) деп аталады. Асфальтендер мен шайырлы компоненттер басым болатын эмульсиялардың қартаю үдерісі баяу жүреді, бұл кезде адсорбция мен тұрақтандырғыштардың құрамы тұрақты деңгейде қалады. Ал парафиндік компоненттері бар эмульсияларда қартаю процесі әлдеқайда жылдам өтеді, өйткені тұрақтандырғыштың жалпы адсорбциясы артады. Осы құбылысты ескере отырып, су-мұнай эмульсияларын деэмульгатормен бірден өңдіру кезінде немесе өңдіру барысында реагентті үздіксіз мөлшерлеу арқылы өңдеу тиімді, өйткені бұл кезде фазалар шекарасында эмульгатор молекулаларының адсорбциялану уақыты барынша аз болады.

Аралық қабаттағы тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілу ерекшеліктері

Аралық эмульсиялық қабаттардың қалыптасуына әсер ететін динамикалық және құрылымдық факторлар

Қабаттық судың өнімге араласуының артуымен және жөндеу жұмыстары мен мұнай өндіруді интенсификациялау үшін қолданылатын химиялық реагенттердің көлемінің ұлғаюы нәтижесінде кеш даму сатысындағы мұнай кен орындарында мұнайды дайындау қондырғысына түсетін су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығы артып, мұнайды жинау мен дайындау технологиялық процестері күрделенеді. Мұнайды дайындау қондырғысы жұмысы кезінде енгізілген шикі мұнайдан ерекшеленетін қасиеттері бар эмульсиялардың пайда болуы міндетті түрде – бұл көп сатылы эмульсиялар, «тұзақтық мұнайлар», аралық қабат эмульсиялары, мұнай-шлама сияқты қоспаларды қамтиды.

Аралық эмульсиялық қабат – су-мұнай эмульсиясын бөлу үдерісінде пайда болатын және кез келген тұндыру аппараты ішінде кездесетін қабат болып табылады. Ол пайда болу және жойылу үдерістері арасындағы динамикалық тепе-теңдік жағдайында қалыптасады. Қазіргі кезде мұндай гидродинамикалық эмульсиялық жүйелердің әрекет етуін сипаттайтын адекватты модельдер жоқ.

Аралық қабаттың кинетикасы мен қасиеттеріне термохимиялық және гидродинамикалық әдістердің әсер етеді. Химиялық реагенттерді қолдану нәтижесінде су-мұнай эмульсияларын бұзу кезінде табиғи эмульгаторлар мен тұрақтандырғыштар қорғаушы фазааралық адсорбциялық қабаттан мұнай немесе су фазасына ығысады. Олар еріген немесе коллоидты-дисперстік күйде болуы мүмкін. Деэмульгаторлардың селективті әсері нәтижесінде кейбір тұрақтандырғыштар (табиғи ББЗ) судың глобулаларының беткі қабатынан мұнайға, ал басқа элементтер су немесе мұнай фазаға өтіп, гидрофобты не гидрофильді болады. Фазалар шекарасында табиғи тұрақтандырғыштардың жиналуы – аралық эмульсиялық қабаттардың түзілуіне себеп болады .

Авторы [18] пікірінше, аралық қабат эмульсиясы – бұл эмульсияның тұрақтандырғыш бөлшектері адсорбцияланып тұрған су глобулаларынан тұратын көп сатылы эмульсия. Жұмыс [18] аралық қабат эмульсиясы «мұнай – су» дисперсиялық орталар шекарасындағы фазааралық беткі катармен бөлінген екі жоғары қабат – кері және тік эмульсия ретінде сипатталады. Аралық қабат эмульсиясының тұндыру аппараттарында түзілуі авторлар тарапынан сипатталған. Аппаратқа кіретін кері мұнай эмульсиясы су фазасында үзіліп, ішіндегі су тамшаларын қамтитын ірі мұнай тамшалары түзіледі, олар тез бетке көтеріліп, тығыз қабатпен тоқтайды. Су ортасында қалыптасқан мұндай ірі локальды мұнай тамшалары су тамшаларын қамти отырып, аралық қабаттың төменгі шекарасын құрайтын тік көп сатылы эмульсияның төменгі қабатын түзеді.

Судың кішігірім глобулаларын қамтитын кері эмульсия қабаты аралық қабаттың жоғарғы шекарасын құрайтын мұнай фазасы жағынан жоғарғы кері эмульсия қабатын қалыптастырады. Төменгі қабат – эмульсияның ең тығыз, мұнай глобулаларының тығыз орналасқан аймағы болып табылады, оның көлемі аралық қабаттың жалпы биіктігінің 10%-нан аспайды, ал судағы су мөлшері осы қабатта 40-60% дейін жетеді. Міне, осы қабатта эмульсияның су фазасымен жанасуы нәтижесінде су глобулаларының қарқынды коалесценциясы арқылы эмульсияның жеке фазаларға бөлінуі жүреді.

Кейбір авторлар [19] жоғарғы қабатты «теңестіруші» деп атайды, мұнда төменгі шекарада су мөлшері 30–60% аралығында өзгеріп, жоғарғы шекарада су мөлшері күрт төмендейді. Осы қабатта кейбір тамшылардың коалесценциясы болып, олардың өлшемдері критикалық мәнге жетіп, олар дисперстік фазаның қарсы ағысында шөгуі мүмкін.

Аралық қабат биіктігі оған түсетін су мөлшері мен фазааралық бетте коалесценцияға түскен су мөлшеріне теңескенге дейін арта береді. Аралық қабаттың биіктігінің шикі материалдың су құрамына тәуелділігі экстремалды сипатқа ие. Су құрамының төмен кезінде су глобулалары арасындағы қашықтық үлкен және аралық қабаттың тығыздығы төмен болғандықтан, тамшылардың және фазааралық бетпен глобулалардың коалесценция жылдамдығы төмен болады. Соның нәтижесінде аралық қабаттың биіктігі артады. Ал шикі материалдың су құрамының жоғары кезінде су глобулаларының критикалық мөлшері өседі, бірақ аралық қабаттың жоғарғы бөлігіне түсетін су мөлшері фазааралық бетте коалесценцияға түсетін судан артық болады, бұл да аралық қабаттың биіктігінің ұлғаюына алып келеді. Осылайша, аралық қабаттың минималды биіктігі шикі материалдың су құрамының 0,2–0,3 аралығында байқалады.

Аралық қабаттың белгілі бір қалыңдығында су глобулаларының астындағы су қабатына өту процесі толығымен тоқтайды. Авторлар [20] аралық қабат қалыңдығы 0,5 м-ден асқанда мұнайдың суын алу процесі толық тоқтайтынын анықтады.

Аралық қабат – мұнайдағы су эмульсиясының жоғары концентрацияланған қабаты болып, дамыған фазааралық бетке ие. Аралық қабат эмульсиялары мұнай эмульсиясының ұсақ дисперсті құрамдас бөліктерін сүзгілеу элементі қызметін атқарып, су глобулаларының шығарылу жылдамдығын баяулатады. Аралық қабат олардың концентрациясының жоғары болуына байланысты дисперстік фазаның ірі глобулаларымен коалесценция процесін күшейтіп, шикі мұнайдан кіші су глобулаларын кетіруге ықпал етеді.

Су-мұнай эмульсияларын бөлу процесі су глобулаларының тұну жылдамдығы мен олардың коалесценция жылдамдығымен анықталады, ол шартты түрде аралық қабаттың биіктігімен сипатталады. Су глобулаларының коалесценция жылдамдығы төмендейді, ал олардың фазааралық бетте болуының уақыты эмульсия стабилизаторлары болған жағдайда айтарлықтай ұлғаяды. Аралық қабат эмульсиясын бұзу барысында фазааралық бет азайып, органикалық және бейорганикалық стабилизаторлар жиналады. Бұл уақыт өте келе аралық қабат эмульсиясының агрегативті тұрақтылығының артуына әкеледі.

Аралық қабат эмульсиясының агрегативті тұрақтылығы артқанда, су-мұнай эмульсиялары жеке фазалар – мұнай мен суға бөлінбейді, бұл мұнайды өңдеу технологиялық режимінің бұзылуына себеп болуы мүмкін. Аралық қабат эмульсиясының агрегативті тұрақтылығының артуы – бұл су глобулаларының қорғаныш қабықтарының толық бұзылмауының нәтижесі, олардың коалесценция және тұну процестері баяу жүреді, бұл органикалық және бейорганикалық стабилизаторлардың концентрациясының артуымен байланысты.

Су-мұнай эмульсияларының бөлінуі кезінде сыйымдылық жабдығында фазалар арасындағы бетте парафиннің, асфальтендердің және смолалардың микрокристалдары шоғырланады. Механикалық қоспалардың негізгі көлемі де фазалар шекарасында шоғырланады, мұнда су глобулаларының қорғаныш қабықшалары толық бұзылмаған ең тұрақты су-мұнай эмульсияларының негізгі көлемі жиналады. Мұнай эмульсиясында деэмульгатордың жеткіліксіз мөлшері су глобулаларының қорғаныш қабықшаларының толық бұзылмауының және эмульсияның агрегативті және кинетикалық тұрақтылығының артуының себебі болып табылады.

Авторлардың айтуынша [21], аралық қабат эмульсияларының түзілуі динамикалық факторлардың әсерінен болады – судың және мұнайдың көлемдік үлестері тең болған кезде су глобулаларының (өлшемі 10 мкм-ден кем) басым бөлігі бар орташа микроэмульсиялық фазаның пайда болуы, ол су фазасының жоғарғы қабатын және мұнай фазасының төменгі қабатын толығымен шолып өтеді. Мұндай эмульсиялық құрылымның түзілуі смола – асфальтен жүйесіндегі фазалық өзгерістермен және коллоидтық

DOI: 10.54859/kjogi108904

құрылымдардың күшті өзара әрекеттесуі нәтижесінде байланысты. Бұны растау ретінде су мөлшері 45–55% болғанда, дисперстік фазаның және дисперстік ортаның салыстырмалы көлемдері шамамен тең болатын белгілі бір температурада тіркелген аномальды тығыздық мәндері көрсетіледі.

Су глобулаларының соқтығысу кезінде олардың коалесценция процесінің тиімділігіне мұнай эмульсиясындағы механикалық қоспалардың болуы айтарлықтай әсер етеді [9]. Көптеген кен орындарында механикалық қоспалардың құрамы аралас болып, оған құм, саз, карбонат тастар, гипс, темір оксидтері, темір сульфидтері сияқты бөлшектер кіруі мүмкін. Кен орнындағы мұнай эмульсияларының құрамы мен механикалық қоспалардың мөлшері әр түрлі болуы мүмкін.

Механикалық қоспалардың түзілуі әртүрлі көмірсутек құрамындағы мұнайлардың араласуынан да болуы мүмкін. Мұнай эмульсияларының тұрақтылығын арттыру дәрежесіне қарай бейорганикалық табиғаттағы механикалық бөлшектер келесі ретпен орналасады: саз, құм > темір сульфиді > кальций (магний) карбонаттары > кальций (магний), барий сульфаттары > металлдың коррозия өнімдері [16].

Аралық қабат эмульсияларының тұрақтылығына механикалық бөлшектер мен бейорганикалық тұздардың әсері

Механикалық бөлшектер полярлы да, полярсыз да сұйықтықпен суйылтылуы мүмкін. Гидрофильдік және гидрофобтық учаскелердің арақатынасы өзгеруіне байланысты механикалық бөлшектер тура және кері эмульсияларды тұрақтандыра алады. Практикада механикалық бөлшектер табиғаты мен кен орнына түсу көздеріне қарамастан асфальт-смолалық және парафиндік мұнай компоненттерімен гидрофобты құрылымдар түзеді, мұнай фазасының көлемінде таралады. Бұл компоненттердің кейбірі дисперсиялану кезінде су глобулаларының қорғаныш қабықшаларына кіреді. Мұнай эмульсиясын бөлу кезінде асфальт-шайырлы және парафиндік компоненттермен гидрофобтанған механикалық қоспалар мұнайда қалады немесе үлкен су глобулаларымен бірге фазалар шекарасында (аралық қабатта) шоғырланады [21].

Аралық қабатта механикалық бөлшектердің шоғырлануы олардың Стокс заңы бойынша шөгуі нәтижесінде жүреді. [22] деректеріне сәйкес, суспензиядан коллоидтық бөлшектерге өтетін өтпелі өлшемдегі механикалық бөлшектердің аралық қабаттағы шөгу жылдамдығы су глобулалары арқылы тасымалданатын механикалық бөлшектердің шөгу жылдамдығынан екі рет төмен болып табылады. Турбулентті араласу кезінде су глобулаларының бетінде механикалық бөлшектердің адсорбциясы мұнай фазасын механикалық қоспалардан тазартып, сонымен қатар кен орны өнімдерін технологиялық тұндырғыштарда бөлу кезінде аралық қабат эмульсиясының түзілуін күшейтеді.

Механикалық қоспалар деэмульгаторлардың активті адсорбенттері болып табылады. Механикалық бөлшектердің дамыған бетінде реагент – деэмульгатор молекулаларының адсорбциясы жүреді, бұл мұнай эмульсиясын бұзу үшін қажетті деэмульгатордың бірлік шығынын айтарлықтай арттырады.

Ең қарқынды деэмульгатордың адсорбциясы сазда жүреді, темір оксиді реагентті күкірт темірінен белсендірек адсорбциялайды. Темір және күкірт иондарын қамтитын орта бір-бірімен әрекеттесіп, байланысқанда фазалар арасындағы бетте темір сульфиді түзіледі. Мысалы, суы көп девон және көмірлі эмульсияларды араластырғанда, бөліну беті арқылы сульфид сутегі диффузиясы арқылы Девон мұнайы тамшасына темір сульфиді өтеді. Темір сульфиді – мұнай эмульсиялары мен аралық қабат эмульсияларының ең маңызды тұрақтандырғышы болып табылады, оның кен орны өніміндегі мөлшері соңғы уақытта едәуір өсті. Бұл Девон қабаттық суларын, еквивалентті темір иондарын қамтитын суларды көмірлі қабаттардағы күкіртсутекті өнімдерге айдау, күкіртсутектің металл мен мұнай-өнеркәсіп жабдығының коррозия өнімдерімен әрекеттесуімен байланысты. Пластта темір сульфидінің түзілуіне жеткілікті күкіртсутектің түзілуі ішкі контурлы су айдау нәтижесі болуы мүмкін. Күкіртсутектің түзілуі сондай-ақ, сульфатты редуктор бактерияларының судың құрамында пластқа енгенде, анаэробты жағдайда мұнай көмірсутектерімен бірге сульфаттарды азайтуы нәтижесінде де жүреді. Су құрамында темірдің көп болуы, газ бөлінуі және өндіруші ұңғымалардың лифтік құбырларындағы термобарикалық жағдайлардың өзгеруі темір сульфидінің түзілуіне әкеледі.

Деректеріне [23] сәйкес, мұнай эмульсиясындағы темір сульфидінің концентрациясы 50–100 г/м³-ден асқанда, мұнайдың суынан айрылуы кезінде аралық қабаттың қарқынды түзілуі байқалады, ол технологиялық тұндырғыштардан кезеңдік түрде «кесіп тасталуды» талап етеді. Темір сульфидінің концентрациясы 50 г/м³-ден төмен болған жағдайда аралық қабаттың түзілуі әлдеқайда баяу жүреді, алайда мұнайды суыту процесі жоғары температура мен деэмульгатордың көп мөлшерін қажет етеді.

Авторлар [24] анықтағандай, мұнайдағы темір сульфидінің концентрациясы 200–300 г/м³ болғанда су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығы күрт артады. Эмульсиялардың тұрақтылығы тек темір сульфидінің белгілі бір дисперстілігі болғанда – бөлшектердің мөлшері коллоидтық шамада болғанда артады, ал 2–6 мкм көлемдегі темір сульфиді және механикалық бөлшектердің болуына эмульсия тұрақтылығының артуына әсері болмайды.

Темір сульфиді бөлшектері гидрофильді және гидрофобты аймақтарға ие болғандықтан, яғни су және мұнай фазаларына таңдамалы түрде сіңеді, бөлшектердің гидрофобталу не-

месе гидрофильдену дәрежесі олардың бетінде асфальт-шайырлы, парафиндік және мұнайдың басқа компоненттерінің молекулаларының, сондай-ақ мұнай өндіру технологиялық процестерінде қолданылатын химиялық реагенттердің (ББЗ) молекулаларының адсорбциясына байланысты өзгеруі мүмкін.

Темір сульфидінің эмульсияда болуы әрқашан оның тұрақтылығының артуына себеп болмайды. Мысалы, мұнай фазасының бүкіл көлемінде біркелкі таралған ірі темір сульфиді бөлшектері эмульсияның тұрақтануына қатыспайды.

Темір сульфидінің дисперстік күйі эмульсия қоспасының су фазасының pH мәнімен анықталады. pH < 3 болғанда темір сульфиді түзілмейді, ал pH > 7 болғанда темір сульфиді бөлшектерінің беті гидрофильді болып, оңай су фазасына өтеді. Коллоидтық күйдегі темір сульфидінің пайда болуы pH > 3,5 кезінде жүреді, ал pH 5-тен 6,5-ке дейінгі аралықта түзіліп жатқан барлық темір сульфиді мұнай фазасына өтеді және мұнай эмульсиясының максималды тұрақтылығы байқалады. Бұл кезде темір сульфиді су глобулаларының қорғаныш қабығының бетіне жабысып, шайыр-парафиндік бөлшектермен қосылып тұрақты агрегаттар түзеді, олар гравитациялық күштердің әсерінен фазалар шекарасында шоғырланып, аралық қабатты қалыптастырады.

Пласт суы мен күкіртсутек пен тотықсыз темір иондарын қамтитын суы көп мұнайларды араластырғанда, аралық қабат эмульсиясының тұрақтылығы сульфиттер мен барий сульфаты тұздарының аралық қабықтар құрамында жиналуына байланысты артады. Зерттеулер көрсеткендей, сульфиттер мен барий сульфаты тұздарының ең көп мөлшері көмір және Девон горизонттарының пласт суы эмульсияларын 3 : 1 қатынасында араластырғанда түзіледі.

Механикалық қоспаларды қамтитын аралық қабат эмульсияларының тұрақтылығының артуы тек олардың жоғары концентрацияда болуы арқылы түсіндірілмейді. Механикалық қоспа бөлшектерінің белсенді орталарында мұнайдың ЖМҚ адсорбцияланады. Фазалар шекарасында су тамшыларының коалесценциясы кезінде аралық қабатта механикалық қоспалар мен тұрақтандырғыш бөлшектердің шоғырлануы жүреді, себебі су глобулаларының қорғаныш қабықшалары құрамындағы механикалық қоспалар су фазасына өтпейді. Механикалық қоспа бөлшектері фазалар шекарасында тұрақты қабаттар түзеді, онда тұрақтандырғыштар мен толық бұзылмаған эмульсияның саны артады. Уақыт өте келе бұл процестер механикалық бөлшектердің бетінде адсорбцияланған мұнайдың көмірсутекті бөлігінің қартаюы, тотығуы және шайырлануы, толық бұзылмаған эмульсияның қартаюымен қатар жүреді. Эмульгирлеуші заттардың жоғары концентрациясын қамтитын бұл эмульсиялар фазалар арасындағы берік қорғаныш қабықшасын қалыптастырады, су глобулаларының коалесценциясының алдын алады және аралық қабат эмульсияларының агрегаттық тұрақтылығы одан әрі артады. Мұндай эмульсиялар «ұстап қалған» немесе «амбары» мұнайлардың негізін құрайды [25].

Эмульсиялардың тұрақтылығы механикалық қоспа бөлшектерінің қатысуынсыз да артуы мүмкін. Зерттеулер [25] аралық қабат эмульсияларының тұрақтылығы олардың құрамындағы ББЗ-тардың, соның ішінде деэмульгаторлардың болуы арқасында арта алатынын көрсетті. Бұл заттар эмульгирленген су глобулаларынан ұзақ уақыт бұзылмайтын гель тәрізді ассоциаттар түзеді. Мұнай эмульсиясындағы деэмульгатор концентрациясы оңтайлы деңгейден жоғары болған жағдайда гель тәрізді ассоциаттардың саны мен көлемі артып, эмульсияның тұрақтылығы артады. Бұл мұнайды өндіру және дайындау жүйесінде қолданылатын деэмульгаторларды бақылауды және олардың мөлшерін дұрыс дозалауды талап етеді.

Аралық қабатты тұрақтандыратын гель тәрізді ассоциаттарды ИК-спектроскопия әдісімен зерттеген кезде [26] олар гидрофобты, жоғары молекулалық салмағы бар ББЗ – этилен оксиді және пропилен оксидінің блок-кополимерлерінен құралғаны анықталды. Гель тәрізді ассоциаттардың түзілу себебі – су-мұнай эмульсияларын бұзуға арналған реагенттердегі, атап айтқанда деэмульгаторлар құрамындағы гидрофобты және жоғары молекулалық ББЗ-тардың артық қолданылуы.

Мұнайдың құрамы, оның су құрамының деңгейі және эмульгирлеуші заттардың концентрациясына байланысты аралық қабат эмульсиялары әртүрлі физика-химиялық қасиеттерге ие болады. Аралық қабат эмульсиялары әдеттегі сумұнай эмульсияларынан едәуір ерекшеленеді.

Су-мұнай эмульсиялары мен аралық қабат эмульсияларының бұзылу механизмі

Су-мұнай эмульсиялары мен аралық қабат эмульсияларын бұзу процестерінің физикалық және химиялық негіздері

Судың-мұнайдың эмульсиялары мен аралық қабат эмульсияларын бұзу үшін глобула суының бетінде пайда болған берік фазааралық адсорбциялық қабатты жою қажет, бұл үшін процесті бұзудың белсенділік энергиясының тосқауылын еңсеру керек. Активация энергиясын төмендету және адсорбциялық қабатты бұзу үшін қажетті уақытты азайту – екі фаза арасындағы тепе-теңдікті бұзатын әсер ету арқылы жүзеге асырылады.

Бүгінгі таңда су-мұнай эмульсияларын бұзудың бірнеше негізгі әдістері бар: физикалық, химиялық және біріктірілген. Физикалық әдіс – бұл массалмасу процесі қарқынды жүретін жағдайларда эмульсиялық жүйеге әсер ету, нәтижесінде су глобулаларының қорғаныш қабықшаларында ақаулар пайда болады. Бұл әсерге механикалық әсер, белгілі бір күшке ие электр

DOI: 10.54859/kjogi108904

өрісімен әсер ету, жүйені дегазациялау немесе қыздыру жатады.

Химиялық әдіс – бұл арнайы химиялық реагенттер – деэмульгаторларды қолдану арқылы жүзеге асады.

Өнеркәсіпте ең көп таралған әдіс – бұл физикалық және химиялық тәсілдерді түрлі комбинацияда біріктіретін кешенді әдіс. Солардың ішінде ең қолжетімді және арзан түрі – термохимиялық әдіс.

Деэмульгаторлар – бұл мұнайда диспергирленген су глобулаларының бетінен табиғи тұрақтандырғыштарды ығыстырып шығарып, олардың полярлы компоненттерден, парафин бөлшектерінен және механикалық қоспалардан тұратын қорғаныш қабықтарын бұза алатын ББЗ. Деэмульгатордың рөлі – бастапқыда жоғары агрегативтік тұрақтылыққа ие ұсақ дисперсті эмульсияны төмен кинетикалық тұрақтылыққа ие ірі дисперсті жүйеге айналдыру болып табылады.

Деэмульгаторлар да эмульгаторлар сияқты ББЗ класына жатады. Бұл заттар класының нақты шекаралары жоқ. Егер деэмульгаторлар концентрациясы оңтайлы мөлшерден артып кетсе, олар керісінше эмульсияның тұрақтандырғыштары – эмульгаторлар сияқты әрекет ете бастайды.

«Мұнай суда» типті эмульсияларда ББЗ фазааралық бетте молекуланың гидрофобты бөлігі диспергирленген бөлшек ішіне, ал гидрофильді бөлігі сыртқа бағытталатындай орналасады. Бүгінгі күнге дейін деэмульгаторлардың кеңінен қолданылуына қарамастан, олардың әсер ету механизміне қатысты бірыңғай пікір жоқ. Реагенттердің әсерін түсіндіретін бірнеше теориялар белгілі.

Кейбір зерттеушілердің пікірінше, деэмульгатор арқылы эмульсия бұзылған кезде фазалардың кері айналуы жүреді, сондықтан деэмульгаторлар – бұл эмульгаторларға қарама-қарсы типті эмульсияны түзе алатын ББЗ.

Басқалары жүйеге енгізілген ББЗ су глобулаларындағы электр өрісін жояды деп есептейді. Бұл электр өрістер, қос электр қабаты теориясына сәйкес, глобулалардың коалесценциясына кедергі келтіреді. Де Грот теориясы бойынша деэмульгатордың мұнайға енгізілуі нәтижесінде эмульсияны тұрақтандыратын гидрофобты молекулалар мен деэмульгатордың гидрофильді молекулалары арасында кешенді қосылыстар түзіледі, соның салдарынан табиғи тұрақтандырғыштар эмульгирлеу қасиетінен айырылады.

Неман теориясы бойынша эмульсияны бұзу – бұл коллоидтық-физикалық процесс, және мұнда деэмульгатордың химиялық құрылымынан гөрі оның коллоидтық қасиеттері маңыздырақ [27].

Тағы бірқатар зерттеушілердің пікірінше [27], жүйеге деэмульгатор енгізілгенде, реагенттің таңдамалы адсорбциясы нәтижесінде табиғи эмульгаторлардың концентрациясы төмендейді. Бұл өз кезегінде жүйенің бос энергиясының өзгеруіне және эмульсияның тұрақтылығының жойылуына әкеледі. Сонымен қатар деэмульгаторлардың эмульгаторлардың қатты қабыршақтарын «ыдыратушы» әсері анықталған.

Академик П.А. Ребиндер ұсынған теория кеңінен мойындалған. Оның еңбектерінде [3] деэмульгаторлар арқылы деэмульгация механизмінің негіздері жан-жақты зерттелген. Эмульсияда коалесценция процесінің жүруі үшін дисперсиялық ортаның жағынан су глобулаларының бетінде түзілетін құрылымдық-механикалық тосқауылды жою қажет, бұл тосқауыл олеофильді коллоидты тұрақтандырғыштардан құралады. Мұндай тосқауылды – яғни, тамшылардың жақындасуы кезінде қабықтың қалыңдығының азаюына және, тиісінше, коалесценция процесінің жүруіне кедергі келтіретін бөгетті – тек коллоидты тұрақтандырғыштардан да беттік белсенділігі жоғары затты жүйеге енгізу арқылы ғана жоюға болады.

Деэмульгаторлар эмульгирлеуші заттарға қарағанда жоғары беттік белсенділікке ие бола отырып, су глобулаларының беттік қабатынан оларды ығыстырады. Су глобуласының фазааралық бетінде адсорбциялана отырып, деэмульгатор механикалық тұрғыдан берік гель тәрізді қабаттың диспергирленуіне, пептизациясына немесе коллоидтық ерітілуіне ықпал етеді. Деэмульгатордың фазалар шекарасында адсорбциялануы тек фазааралық қабықтың керілу энергиясы енгізілген реагенттің сұйықтық-сұйықтық шекарасындағы беттік сипаттамасына теңескен жағдайда ғана мүмкін. Сондықтан деэмульгаторды енгізу жылу беру, араластыру, ультрадыбыстық әсер секілді сыртқы әрекеттермен қатар жүруі қажет.

Деэмульгатор су глобулаларының бетінен табиғи эмульгаторларды ығыстырған соң, олардың бетінде құрылымдық-механикалық беріктігі жоқ, бірақ глобулалардың бір-бірімен жанасқанда мұнайда тез коалесценциялануына ықпал ететін гидрофильді адсорбциялық қабат түзеді.

Механикалық қоспалармен тұрақтандырылған эмульсияларды деэмульгациялау жолдары

Зерттеулер көрсеткендей, эмульсияларды бұзу тек физикалық емес, сонымен қатар межфазалық беттегі химиялық әрекеттесулердің нәтижесінде де жүзеге асады. Мысалы, деэмульгаторлар фазааралық өзгерістердің катализаторы ретінде әрекет етіп, химиялық реакциялардың жылдамдығын бірнеше есе арттыра алады.

«Мұнай – су» фазааралық бетінде жүретін химиялық әрекеттесулерге табиғи ББЗ-ның эмульгаторлық қасиетін бейтараптандыру процестері жатады. Бұл деэмульгатормен байланысып, белсенділігі жоқ кешендер түзу немесе деэмульгатор молекуласының полярлы бөлігінің табиғи ББЗ-дан үзілуі арқылы жүзеге асады.

[28] зерттеу жұмысында фазааралық шекара құрайтын кешенді қосылыстардың түзілу құбылысы сипатталған. Бұл қосылыстар мұнай құрамындағы гидрофобты эмульгаторлар мен гидрофильді ББЗ арасында түзіледі, нәти-

жесінде табиғи эмульгаторлардың эмульгирлеу қасиеттері бейтараптанады.

Сонымен қатар, табиғи эмульгатор молекуласының гидрофобты бөлігі деэмульгатор жүйесіне енетін, құрылымында белгілі өлшемдегі гидрофобты қуыс бар деэмульгатор молекуласымен әрекеттесе алатын жағдайлар да болуы мүмкін. Бұған мысал ретінде фенолформальдегид шайырларын оксиэтилирлеу арқылы алынған синтетикалық реагенттер – полинол жатады.

Осылайша, ғылыми әдебиеттерді талдау эмульсиялық жүйелерді бұзу процесінде табиғи ББЗ бен деэмульгаторлар арасында физикалық та, химиялық та әрекеттесулер болатынын көрсетті. Эмульсия бұзылу механизмінің қай түрі басым болатыны көбіне деэмульгатордың қасиеттеріне байланысты болады, ал табиғи ББЗ-ның құрылымына тәуелділігі аздау. Эмульсияны деэмульгатормен бұзу процесі күрделі болғанымен, бұл процестің жүруі үшін деэмульгатордың қатысуы міндетті, және оның фазааралық беттегі концентрациясын төмендететін кез келген фактор деэмульгация тиімділігін азайтады.

Бұл эмульсиялардың адсорбциялық қабықшасының құрамына кіретін заттармен деэмульгирлеуші қоспа компоненттерінің әрекеттесу механизмі көпфакторлы сипатқа ие болғандықтан, жоғары тиімді композициялық деэмульгаторларды жасаудың қажеттілігін дәлелдейді [26].

Механикалық қоспалармен тұрақтандырылған аралық қабат эмульсияларын бұзу мәселелері деэмульгаторларға қосымша талаптар қояды. Дисперстік бөлшектермен тұрақтандырылған мұнай эмульсияларын бұзу үшін деэмульгатор механикалық қоспалар мөлшері мен өлшемдерінің кең диапазонында тиімді болуы керек. Сонымен қатар, ол дисперстік бөлшектердің сіңірілген табиғи эмульгаторларымен әрекеттесе алатындай жоғары сіңіру (жуғыштық) және сылану қасиеттеріне ие болуы тиіс. Деэмульгатор молекулалары дисперстік бөлшектердің сылану қабілетін өзгертеді, бұл олардың фазалар шекарасынан мұнай немесе су фазасына өтуін жеңілдетеді.

Автормен [29] деэмульгатор әсер ету механизмі, су глобулаларының қорғаныс қабықшасының компоненттерінің сылану қабілетін өзгертумен байланысты, жан-жақты қарастырылады. Деэмульгатор молекулалары су глобулаларының қорғаныс қабатына еніп, ол қатты дисперстік бөлшектерден тұратын қаңқасы бар көпқабатты құрылым болып табылады. Бұл құрылымдағы бос аралықтар екі сұйық фазаға да толы. Деэмульгатор молекулалары мұнай фазасы жағынан су мен мұнай арасындағы шекарада адсорбцияланады. Оның полярлы бөлігі сумен берік байланысады, ал гидрофобты бөлігі стабилизатордың гидрофильді бетіне бағытталады. Нәтижесінде, су глобуласы беті мен ондағы полярлы топтар арасындағы әрекеттесу күші күрт төмендейді. Бұл құбылыс тұрақтандырғыштың дисперстік бөлшектерінің гидрофильді аймақтардағы шеткі сылану бұрышын өзгертеді және сылану инверсиясы орын алады. Мұнай эмульсиясы бұл учаскелерге өздігінен жайылады, ал толық мұнаймен сыланған дисперстік бөлшектер мұнай фазасына өтеді де, су глобулалары қорғаныс қабықшаларынан айырылады. Бұл деэмульгатор әсер ету механизмі эмульгирленген судың глобулаларындағы тұрақтандырғыштың адсорбциясы ұлғайған сайын қажетті деэмульгатор мөлшері неге артатынын түсіндіреді, себебі тұрақтандырғыш қабатындағы су мен мұнайдың жанасу беті үлкейеді. Су глобулалары қосылып, эмульсия мұнай мен суға бөлінгеннен кейін, фазааралық беттің күрт азаюына байланысты деэмульгатор көлемдік фазаларға өтеді.

Механикалық қоспалармен тұрақтандырылған тұрақты мұнай эмульсияларын бұзу үшін қолданылатын деэмульгаторлар құрамында диспергаторлар, сыландырғыштар, жуғыш заттар, флокулянттар және басқа да қосылыстар болуы мүмкін. Бұл заттар су глобулаларының қорғаныс қабықшаларынан майда дисперстік механикалық қоспаларды жоюға көмектеседі.

Жұмыста [29] көрсетілгендей, механикалық қоспалармен тұрақтандырылған эмульсияларды бұзу кезінде ең жоғары тиімділікті сыландырғыш және жуғыш қасиеттері ең жоғары деэмульгаторлар көрсетеді. Мысалы, сыландырғыш және жуғыш қасиеттері жоғары реагенттерді қолдану мұнай құрамындағы темір сульфидінің мөлшерін төмендетуге алып келді.

Зерттеулерде [30] сыландырғыш-жуғыш әсері бар ББЗ-тардың дисперстік бөлшектердің ішкі және сыртқы «қабыршақтәрізді» құрылымдарына «ыдыратқыш» әсері бар екені анықталған. Бұл бөлшектердің өзегі бейорганикалық механикалық қоспалардан тұрып, олардың бетінде көмірсутекті қосылыстар мен табиғи эмульгаторлар – АШЗ адсорбциялық қабаты орналасқан.

Ассоциирленген адсорбциялық қабатты пептизациялау процесі ББЗ-реагенттің сыландырғыш және жуғыш қасиеті болған жағдайда дисперстік бөлшектің бүкіл бетінде жүзеге асуы мүмкін. Бұл ретте жуғыш әсердің рөлі – асфальт-шайырлы «фрагменттерді» коллоидты-дисперстік күйден молекулалық ерітуге немесе ассоциативті құрылымға көшіру. Ал сыландырғыш реагенттің басты міндеті – бейорганикалық бөлшектің жалаңаш бетінің максималды гидрофильділігін қамтамасыз ету, сол арқылы оның мұнай фазасына (дисперстік ортаға) өтуін болдырмау.

Ионсыз ББЗ пен сыландырғышты бірге қолдану синергетикалық әсерге алып келуі мүмкін. Зерттеуде [30] сыландырғыш ретінде алкилянтар қышқылдарының октаглицеридтерін және ионсыз ББЗ ретінде оксиэтилирленген алкилфенолформальдегидті шайырдан тұратын композицияны қолдану ұсынылады.

Физика-химиялық тұрғыдан су глобулаларының қорғаныс қабықшасынан қатты бөлшектерді жою механизмі адсорбциялық ығыстыру, эмульгирлеу және солюбилизация процестерімен түсіндіріледі. Анионды ББЗ арасында ең жоғары

DOI: 10.54859/kjogi108904

сыландырғыш-жуғыш қасиетке тармақталмаған радикалы және полярлы тізбегі соңында орналасқан ББЗ ие [23].

Жоғарыда айтылғандардан мынаны қорытындылауға болады: табиғи және синтетикалық ББЗ-пен, сондай-ақ механикалық қоспалармен тұрақтандырылған тұрақты су-мұнай эмульсияларын бұзудың міндетті элементі – химиялық реагент – деэмульгатор болуы тиіс. Аралық қабат эмульсияларын тиімді бұзу үшін деэмульгатор тек жоғары беттік-белсенді қасиеттерге ғана емес, сондай-ақ сыландырғыш, жуғыш, пептизирлеуші және флокулянттық қабілеттерге ие болуы керек. Бұл қасиеттер ББЗ негізіндегі деэмульгаторлардың құрамына жоғары беттік белсенділік беру үшін қажет.

Мұндай деэмульгаторлар – бұл кешенді әсері бар, жоғары сыландырғыш қабілетімен, жақсы реологиялық қасиеттерімен және тұрақты сумұнай эмульсияларын тиімді бұзу мүмкіндігімен ерекшеленетін көпфункционалды реагенттер.

Заманауи жоғары тиімді композициялық деэмульгаторлар

Заманауи коммерциялық деэмульгаторлар негізден (композициялық қоспалардан) және еріткіштен тұрады. Белсенді негіз ретінде олар әртүрлі табиғаттағы бір немесе бірнеше ББЗ компоненттерінің қоспасын қамтиды. Су жоғарыдисперсті күйде болатын ауыр және жоғары тұтқыр мұнайларды бұзу – олардың тұтқырлығы мен тығыздығының жоғарылығына, сондай-ақ қатты бөлшектердің көп болуына байланысты – едәуір күрделі үдеріс. Сондықтан дәстүрлі деэмульгаторлар, әсіресе біркомпонентті түрлері, мұндай эмульсияларды тиімді бұзу үшін жеткіліксіз болып табылады.

ББЗ-дың тиімді деэмульгирлеу қасиеттерін көрсетуі үшін ол келесі қасиеттердің үйлесіміне ие болуы керек: гидрофильді-липофильді балансының оңтайлы шамасы, жоғары беттік белсенділік пен сіңіргіштік қасиеттер, мицелла түзілуінің төмен концентрациясы және т.б. Осындай сипаттамалар жиынтығына ие бейиондық ББЗ синтездеу іс жүзінде мүмкін емес. Сол себепті құрамында бейиондық, катионды және анионды ББЗ-дар мен басқа да белсенді қоспалары бар композициялық деэмульгаторларды жасау – болашағы зор бағыт болып табылады. Әр түрлі құрамдағы және химиялық сипаттағы жеке ББЗ деэмульгирлеу қасиеттері туралы әдебиеттегі үлкен ақпаратқа, қолда бар тәжірибеге, сондай-ақ су-мұнай эмульсияларын жою механизмі туралы идеяларға сүйене отырып, деэмульгаторлардың құрамына келесі негізгі функциялары бар компоненттерді қосу ұсынылады: деэмульгаторлар, тамшылатқыштар және ылғалдандырғыштар [22]:

1-кесте. Деэмульгаторлар үшін ұсынылатын негізгі функциялар
Table 1. Recommended main functions for demulsifiers

Деэмульгаторлар	Тамшы түзгіштер	Ылғалдандырғыштар
Бұл топтағы заттардың негізгі рөлі өлшемдері микроннан кіші суспензияланған дисперсті су тамшыларының көп мөлшерінің флокуляциясы болып табылады. Бұл кезеңде коалесценция болмайды немесе су тамшыларын қоршап тұрған фазааралық пленка өте әлсіз болған жағдайда ғана болады. Тамшылардың флокуляциясы негізінен эмульсиялардың ыдырау процесінде кинетикалық тұрақтылығын төмендетеді.	Коалесценция – бұл заттардың негізгі қызметі. Сонымен қатар, дайындық процесінде осы заттардың қосылуы үлкен үлкен су тамшыларының пайда болуына, содан кейін олардың бөлінуіне әкеледі.	Осы топтағы заттарды қолдану нәтижесінде пайда болады фазалық интерфейсте адсорбцияланған бөлшектердің бетін ылғалдандыру және гидрофилизациялау.

Гибридті топ компоненттері деэмульгаторлар мен тамшы түзуге арналған агенттердің (көп мақсатты функциялар) үйлесімін білдіреді. Кейбір жағдайларда гибридтер деэмульгаторлар мен тамшы түзуге арналған агенттердің жай қоспаларымен салыстырғанда тұзсыздандыру процесінде эмульсияларды бұзуға неғұрлым тиімді әсер етеді. Құрамында деэмульгатор ретінде изобутилен мен формальдегидтен алынған изопрен өндірісінің жоғары қайнайтын өнімдерімен және ионсыз ББЗ қоспасымен 50–70% құрайтын қоспа, сондай-ақ М-2 жоғары қайнайтын фракцияларының 10–20% бар. Құрамында бір уақытта су-мұнай эмульсияларын бұза алатын және жабдықты коррозиядан қорғайтын композициялық құрамдар жасалды.

Мұнай эмульсиясындағы асфальтендер мен шайырлардың болуы эмульсия түзілуін тежеу үшін химиялық қоспаларды қажет етеді. Сумұнай эмульсиясын бұзуда деэмульгатордың қабілеттілігі мен жағымсыз липофильді асфальтендердің болуына байланысты өзара байланыс бар. Физика-химиялық формула концепциясына сәйкес, деэмульгатор – бұл су-мұнай шекаралық аймағында оңтайлы формула түзе алатын гидрофильді ББЗ. Деэмульгатор липофильді және гидрофильді ББЗ қоспасынан тұрады, олар деэмульгация процесін жүзеге асыруға қабілетті. Бұл компоненттер арасында өзара ымырашыл әрекеттестікті қамтамасыз ете алады. Осылайша, белгілі бір синергиялық әсер кезінде мұндай қоспа әдетте деэмульгатор ретінде жақсы өнімділікке ықпал ете алады.

[30] зерттеуінде гидрофильді-липофильді теңгерім негізінде деэмульгаторлардың оңтайлы құрамдары зерттелді. Олар деэмульгатор жүйесінің негізгі мақсаты – аралық фазада жеңіл адсорбция арқылы эмульгирлеу механизмін болдырмау және шикі мұнаймен байланысқан асфальтендер немесе шайырлар қабатын әлсірету екенін анықтады. Аралық фазада жақсы дестабилизацияға қол жеткізу үшін бірнеше ме-

ханизмдерді қарастыру қажет. Осыған байланысты деэмульгатор шекаралық бетке бәсекелі түрде адсорбцияланып, асфальтендік агрегаттарды жоюы және бұзуы, сондай-ақ көмірсутекті және су фазалары арасындағы интерфейстік керілуді азайтып, тамшылардың коалесценция кинетикасына ықпал етуі тиіс.

Бірнеше ауыр мұнай сорттарындағы қышқылдылықтың жоғары болуына байланысты мұнай өңдеу зауыттары бірқатар мәселелерге тап болды, әсіресе ұңғыма сағасында, мұнай сорғыларында, клапандарда және өндірістік нысандарда коррозия пайда болды, бұл өз кезегінде мұнай компанияларының табысының төмендеуіне алып келуі мүмкін. Ауыр иран мұнайында наносұйықтық деэмульгаторын пайдалана отырып, қышқылдылықты жою бойынша зерттеу [30] жүргізілді. Бұл зерттеудің мақсаты – қышқылдылықтың жоғары концентрациясын 1 мг КОН/г үлгіден төмен деңгейге дейін азайту. Әлемдегі мұнай өңдеу зауыттарының көпшілігі жалпы қышқыл саны 0,5-тен төмен мұнайды өңдеуге бейімделген.

Зерттеушілер шикі мұнайдағы қышқыл санын арттыратын негізгі фактор судың түзілуі екенін анықтады. Зерттеу нәтижелері температураның тұз бен суды бөліп алу және мұнай қышқылдығын төмендету үдерісінде маңызды рөл атқаратынын көрсетті. Температура жоғарылаған сайын шикі мұнайдың тұтқырлығы төмендейді, бұл бейорганикалық және су фазаларын бөлуді жеңілдетеді. Зерттеулерде оңтайлы жағдайларда – температура 100°С-тан жоғары және центрифугалау жылдамдығы 2500 айн/мин-нан жоғары болғанда – ең жақсы бөлу нәтижелері алынды. Нәтижесінде, шикі мұнайда су түзілуін жою арқылы ауыр мұнайдың қышқыл саны 80%-ға дейін төмендегені байқалды.

Қолданылатын деэмульгаторлар API[1] тығыздығы, асфальтендер мөлшері және шикі мұнайдың молекулалық массасына байланысты таңдалды.

ББЗ олардың қолданылуына, суда диссоциациялануына және заряд тасымалдаушысына байланысты экономикалық тұрғыдан жіктеледі. Суда амфифильді анион мен катионға диссоциацияланатын ББЗ, әдетте, сілтілік металдармен (Na^+, K^+ немесе төрттік аммониймен байланысқан, анионды ББЗ деп аталады. Олар көптеген өнеркәсіп салаларында кеңінен қолданылады және әлемдегі барлық ББЗ өндірісінің шамамен жартысын құрайды. Оларға алкилбензолсульфонаттар (жуу құралдары), май қышқылдары, лаурилсульфат (көбік түзуші агент), диалкилсульфосукцинат (сіңіргіш агент) және лигносульфонаттар (диспергаторлар) жатады. Бұл заттар теріс заряд тасымалдайды, мысалы, сабындағыдай: ($C_{17}H_{35}COO^-Na^+$) – натрий стеараты. Сонымен қатар, катионды ББЗ суда амфифильді катион мен анионға (көбіне галогенді тип) диссоциацияланады. Бұл заттарды синтездеу кезінде жоғары қысымда гидрогенизация реакциясы жүргізілуі қажет, бұл оларды анионды ББЗ-мен салыстырғанда қымбатырақ етеді. Сондықтан олар тек арзанырақ балама болмаған жағдайда ғана қолданылады. Олар оң зарядқа ие, мысалы, төрттік аммоний тұздарында: $(C_{18}H_{37})_2N+(CH_3)_2Cl^-$ – диметилдиоктадецил аммоний хлориді. Егер бір молекула анионды да, катионды да диссоциация көрсетсе, ондай ББЗ амфотерлі немесе цвиттерионды ББЗ ретінде танылады. Мысалы, синтетикалық өнімдер – бетаиндер немесе сульфобетаиндер, ал табиғи қосылыстар – аминқышқылдары мен фосфолипидтер. Мұндай молекулада оң және теріс зарядтар болады, бұл олардың суда ерігіштігін қамтамасыз етеді, мысалы: $C_{12}H_{35}N+(CH_3)_2CH_2CH_2COO^-$ – β-N-алкил аминопропион қышқылы. Сонымен қатар, ионсыз ББЗ-дың үлесі әлемдік өндірісте шамамен 45%-ға дейін өсті. Олардың гидрофильді тобы диссоциацияланбайтын болғандықтан, бұл заттар суда ионизацияланбайды. Соның арқасында олар көптеген күрделі қоспаларда, оның ішінде көптеген коммерциялық өнімдерде, кеңінен қолданылады. Полииоксиэтиленоксид топтарының сольватациялану қасиеті олардың суда ерігіштігін қамтамасыз етеді, мысалы: $C_9H_{19}C_6H_4(OCH_2CH_2)_9OH$ – нонилфенолэтоксилат. Ең жиі қолданылатын деэмульгаторларға ионды және ионсыз деэмульгаторлар жатады. Ионды деэмульгаторлар майда еритін және суда еритін деэмульгаторлар түрінде жіктеледі, олардың қасиеттері 2-кестеде көрсетілген.

2-кесте. Мұнайда және суда еритін деэмульгаторларды салыстыру
Table 2. Comparison between oil-soluble and water-soluble demulsifiers

Мұнайда еритін деэмульгаторлар	Суда еритін деэмульгаторлар
Молекулалық массасы, а.б.б. 2000–50000. Үлкен молекулалық масса артықшылыққа ие.	Молекулалық салмақ, а.б.б. 10000–15000 төмен молекулалық салмаққа артықшылық береді
Полидисперсті фазааралық белсенді полимерлер	Тетраполимер немесе пентаполимер
Тетраполимер немесе пентаполимер	Полимер гидрофильді (-COOH) және гидрофобты (алкил) топтарды білдіреді
Қауіпті және қымбат химиялық заттар (этилен, пропилен оксиді)	Қарапайым химиялық заттар (метилметакрилат, бутилакрилат, акрил қышқылы, метакрил қышқылы)

«Мұнай – су» типті эмульсиялардың тұтқырлығы мен тамшылар өлшемі эмульсияның араласу жылдамдығына әсер етеді. Эксперименттік жұмыста тұтқырлық 25–65°С температура аралығында және ығысу кернеуі 30–200 айн/мин диапазонында өлшенді. Зерттеу нәтижесінде араластыру жылдамдығы 1000-нан 1500 айн/мин-ге дейін артқанда тамшылардың өлшемі азаятыны, ал 1500-ден 2500 айн/мин-ге дейін одан әрі арттырғанда тамшылардың өлшемі өзгермейтіні анықталды. Сондай-ақ, 1000-нан 1500 айн/мин-ге дейін араластыру

[1] API – American Petroleum Institute — Америка мұнай институты

DOI: 10.54859/kjogi108904

жылдамдығы артқанда эмульсияның тұтқырлығы шамамен 150 сП-ға артатыны анықталды. Одан әрі 1500-ден 2500 айн/мин-ге дейін арттырғанда тұтқырлық тек шамамен 110 сП-ға ғана ұлғаяды. Эмульсияның тұрақтылығын «мұнай – су» типті эмульсияларды араластыру ұзақтығы мен жылдамдығын арттыру арқылы жақсартуға болады. Бұл май тамшыларының диаметрін азайтып, эмульсияның да, оның тұтқырлығының да тұрақтылығын арттырады. Бұл аралық бетінің ауданын ұлғайтып, фазалар арасындағы бөлшектердің өзара әрекеттесуін жақсартуға ықпал етеді. Диспергирленген тамшылардың диаметрі 1 мкм-ден аз болатын жүйелерде коллоидтық бет пен броундық қозғалыс күштері гидродинамикалық күштерден күшті болатыны дәлелденген [29].

3-кесте. Отандық және шетелдік деэмульгаторлардың салыстырмалы талдауы
Table 3. Comparative analysis of domestic and foreign demulsifiers

Критерий	Шетелдік деэмульгаторлар	Отандық деэмульгаторлар
Шығу тегі	АҚШ (Baker Hughes, Nalco), Германия (BASF[1]), Қытай (CNPC[2]), Ресей (ТНК[3], Роснефть)	Қазақстан (РауАнТех, Uralchemtech, KazChemicals), кейбір ЖОО және ҒЗИ әзірлемелері
Қолдану саласы	Әлемдік мұнай гиганттары мен ірі кен орындарында кеңінен қолданылады (Теңіз, Қашаған, Каспий)	Көбіне жергілікті кен орындарда (Қаражанбас, Өзенмұнайгаз, Ембімұнайгаз)
Құрамы	Күрделі көпкомпонентті жүйелер (синтетикалық эфирлер, этоксилаттар, силикондар)	Қарапайым полимерлер, өсімдік майы негізіндегі реагенттер, азотты қосылыстар
Эффективтілік	Жоғары (әсіресе күрделі эмульсияларда)	Орташа/жақсы, бірақ тұрақты W/O эмульсияларда тиімділігі төмендеуі мүмкін
Техникалық икемділік	Температура, тұтқырлық, минералдылығы жоғары ортада бейімделуі жақсы	Көбіне белгілі бір кен орнының шарттарына бейімделген
Құны	Жоғары (импорт, логистика, валюта тәуелділігі)	Орташа/төмен (жергілікті өндіріс, кейбірі мемлекеттік қолдаумен)
Экология	Экологиялық талаптарға сай, биоыдырайтын түрлері дамуда	Әлі де экологиялық талаптарға толық сай келмейтін түрлері кездеседі
Жеткізу мен қолжетімділік	Импорттық шектеулер, логистикаға тәуелділік	Жергілікті нарыққа бейімделген, жедел жеткізу мүмкіндігі жоғары

АҚШ – Америка Құрама Штаттары; ЖОО – жоғары оқу орны; ҒЗИ – ғылыми-зерттеу институты; W/O – Water in Oil (мұнайдағы су)
[1]BASF – Baden Aniline and Soda Factory (gem. Badische Anilin- und Soda-Fabrik). basf.com
[2]CNPC – China National Petroleum Corporation. cnpc.com.cn
[3]ТНК / TNK – Төмен мұнай компаниясы (орыс. Тюменская нефтяная компания) / Tyumen Oil Company

3-кестеде елімізде және шетелде қолданылатын деэмульгаторлардың салыстырмасы берілген. Бұл кестеде отандық және шетелдік өнеркәсіптік деэмульгаторлардың негізгі қасиеттері мен сипаттамалары салыстырмалы түрде берілген. Кестеде өнімдердің шығу тегі, қолдану салалары, химиялық құрамы, тиімділік деңгейі, баға саясаты, техникалық икемділігі, экологиялық талаптарға сәйкестігі және жеткізу мүмкіндіктері қарастырылған.

Шетелдік деэмульгаторлар әдетте жоғары технологиялы және күрделі эмульсияларды шешуге бағытталған, олар көп компонентті және кең температуралық диапазонда тиімді жұмыс істейді. Бірақ олардың бағасы жоғары болып, жеткізу мен логистика мәселелеріне тәуелді. Ал отандық деэмульгаторлар көбіне жергілікті мұнай кен орындарының ерекшеліктеріне сай жасалып, қолжетімді баға мен жылдам техникалық қолдаумен ерекшеленеді. Дегенмен, олардың кейбір түрлері күрделі эмульсияларда шетелдік өнімдер сияқты жоғары нәтижеге жетпеуі мүмкін. Бұл салыстырмалы талдау мұнай өндірісіндегі деэмульгаторларды таңдау кезінде олардың артықшылықтары мен кемшіліктерін анықтауға, сондай-ақ экономикалық және техникалық тиімділікті бағалауға мүмкіндік береді.

Қорытынды

Қорыта келе, бұл әдеби шолу мұнай өнеркәсібіндегі шикі мұнай эмульсияларын және деэмульгирлеу үдерісін жан-жақты қарастыруға бағытталғанын атап өткен жөн. Әртүрлі өндірістік платформаларда эмульсиялардың түзілуі мұнай өндеушілер үшін көптеген қиындықтар туғызды. Барлық аталған деэмульгирлеу әдістерінің ішінде негізгі мақсат – тұрақтандырушы қабықшаның беріктігін төмендету арқылы фазааралық қабықшаны жұқарту процесін жеделдету және мұнай-су шекарасында эмульгаторлардың адсорбциясын тежеп, бөлінуге кедергі келтірмеу. Эмульсия мәселесін шешу үшін эмульсияларды бұзу әдістерін ғана емес, сонымен қатар тиімді деэмульгаторларды терең түсініп, мұқият зерттеу қажет. Бұл екі аспект шолу барысында келтірілген нәтижелердің шынайылығы мен практикалық маңыздылығы үшін өте маңызды және ұзақ мерзімді салдарға ие.

Деэмульгирлеу үдерісінде қолданылатын процестер мен эксперименттік қондырғылар барлық зерттеулерде дерлік бірдей. Алайда механизмдер зерттеуден зерттеуге қарай өзгереді, себебі біз эмульсиялардың түрлері мен қасиеттерін, эмульсияларды тұрақтандыратын қатты заттардың рөлін және мұндай эмульсияларды өңдеуге сәйкес келетін деэмульгаторлардың

сипаттамаларын ескеруіміз керек. Бұл шолудан байқауға болады: көптеген зерттеушілер деэмульгирлеу механизмдерін зерттеу тұжырымдамасына, атап айтқанда, қабықшаның дренажын тудыратын химиялық қоспаларды қолдануға назар аударады. Бұл тәсіл қазіргі таңда ең жиі қолданылатын және практикалық болып табылады. Дегенмен, деэмульгирлеу тиімділігі арқылы байқауға болатын белгілі бір артықшылықтар мен кемшіліктер де бар.

Деэмульгирлеу жүйесінің формуласы белгілі бір шикі мұнайға сәйкес келетін деэмульгаторларды анықтау мақсатында зерттелді. Авторлардың білуінше, эмульсияларды бөлу бойынша біріктірілген режимдерді зерттейтін жұмыстар аз, бірақ олар саланың дамуына айтарлықтай оң әсер етуі мүмкін. Сондықтан болашақ зерттеулерде жүйенің жеке бөліктерінің жұмысын зерттеу арқылы көрінетін нақты физикалық аспектісін қамтитын тәсілді енгізу көзделуде. Эмульсиялардың мінез-құлқын түсіну – эмульсияларды бұзудың неғұрлым стратегиялық жолдарын әзірлеу және мұнай өнеркәсібінде экономикалық шығындарды азайту үшін маңызды фактор болып саналады.

Отандық және шетелдік деэмульгаторлардың әрқайсысының өз артықшылықтары мен кемшіліктері бар. Шетелдік деэмульгаторлар жоғары технологиялы, күрделі эмульсияларды тиімді бұза алады, бірақ олардың бағасы жоғары әрі жеткізу мәселелері болуы мүмкін. Ал отандық деэмульгаторлар жергілікті мұнай кен орындарының ерекшеліктеріне жақсы бейімделіп, қолжетімді әрі жылдам жеткізіледі, бірақ кейбір жағдайларда күрделі эмульсияларды бұзу тиімділігі төмендеуі мүмкін. Сондықтан мұнай өндірісінде деэмульгаторларды таңдау кезінде техникалық, экономикалық және экологиялық факторларды ескеру маңызды.

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Авторлар зерттеуге сыртқы қаржыландыру жоқ екенін мәлімдейді.

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: Мұқамбетқалиева А.Н. – мақаланың тақырыбын ұсынды және жалпы ғылыми жетекшілік етті; Бисенғалиев М.Д. – әдебиеттерді іздеу және іріктеу жұмыстарын жүргізіп, мақаланың бастапқы нұсқасын дайындады; Ихсанов К.А. – материалды құрылымдауға және мәтінді редакциялауға қатысты.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Ainash N. Mukambetkaliyeva – author of the article's concept and overall scientific supervisor; Max D. Bissengaliyev – responsible for the literature search, selection of sources, and preparation of the initial manuscript draft; Kayrbek A. Ikhsanov – responsible for structuring the material and editing the text.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. *Wong S.F., Lim J.S., Dol S.S.* Crude oil emulsion: Are view on formation, classification and stability of water-in-oil emulsion // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 135. P. 498–504. doi: 10.1016/j.petrol.2015.10.006.
2. *Feitosa F.X., Alves R.S.* Synthesis and application of additives based on cardanol as demulsifier for water-in-oil emulsions // Fuel. 2019. Vol. 245. P. 21–28. doi: 10.1016/j.fuel.2019.02.081.
3. *Grenoble Z., Trabelsi S.* Mechanisms, performance optimization and new developments in demulsification processes for oil and gas applications // Adv Coll Interface Sci. 2018. Vol. 260. P. 32–45. doi: 10.1016/j.cis.2018.08.003.
4. *Pasban A.A., Sadeghpour S., Masoumi M., et al.* Acidity removal of Iranian heavy crude oils by nanofluid demulsifier: an experimental investigation // J. Nano Anal. 2017. No. 4, Issue 01. P. 112–118.
5. *Umar A.A., Saaid I.B.M., Sulaiman A.A., Pilus R.B.M. A* review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 165. P. 673–690. doi: 10.1016/j.petrol.2018.03.014.
6. *Zolfaghari R., Fakhru'l-Razi A., Abdullah L.C., et al.* Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry // Sep Purif Technol. 2016. Vol. 170. P. 377–407. doi: 10.1016/j.seppur.2016.06.026.
7. *Liu M., Cao X.,Zhu Y.W., et al.* The effect of demulsifier on the stability of liquid droplets: A study of micro-force balance. Journal of Molecular Liquids. 2019. Vol. 275. P. 157–162. doi: 10.1016/j.molliq.2018.11.094.
8. *Sun H., Wang Q., Li X., He X.* Novel polyether-polyquaternium copolymer as an effective reverse demulsifier for O/W emulsions: Demulsification performance and mechanism // Fuel. 2020. Vol. 263. doi: 10.1016/j.fuel.2019.116770.
9. *Abdulredha M.M., Hussain S.A., Abdullah L.C.* Optimization of the demulsification of water in oil emulsion via non-ionic surfactant by the response surface methods // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 184. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106463.
10. *Hazrati N., Beigi A.,* Abdouss M. Demulsification of water in crude oil emulsion using long chain imidazolium ionic liquids and optimization of parameters // Fuel. 2018. Vol. 229. P. 126–134. doi: 10.1016/j.fuel.2018.05.010.

11. *Zhang X., He C., Zhou J., et al.* Demulsification of water-in-heavy oil emulsions by oxygen-enriched non-ionic demulsifier: Synthesis, characterization and mechanisms // Fuel. 2023. Vol. 338. doi: 10.1016/j.fuel.2022.127274.
12. *Wang D., Yang D., Huang C., et al.* Stabilization mechanism and chemical demulsification of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry: A review // Fuel. 2021. Vol. 286. doi: 10.1016/j.fuel.2020.119390.
13. *Belhaj A.F., Elraies K.A., Alnarabiji M.S., et al.* Experimental investigation, binary modelling and artificial neural network prediction of surfactant adsorption for enhanced oil recovery application // Chemical Engineering Journal. 2021. Vol. 406. doi: 10.1016/j.cej.2020.127081.
14. *Ma J., Li X., Zhang X., Sui H., et al.* A novel oxygen-containing demulsifier for efficient breaking of water-in-oil emulsions // Chemical Engineering Journal. 2020. Vol. 385. doi: 10.1016/j.cej.2019.123826.
15. *Fuentes J.V., Zamora E.B., Li Z., et al.* Alkylacrylic-carboxyalkylacrylic random bipolymers as demulsifiers for heavy crude oils // Separation and Purification Technology. 2021. Vol. 256. doi: 10.1016/j.seppur.2020.117850.
16. *Xu H., Li Z., Wang C., et al.* Synthesis and application of amphiphilic copolymer as demulsifier for super heavy oil emulsions // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2023. Vol. 669. doi: 10.1016/j.colsurfa.2023.131498.
17. *Abdulraheim A.M.* Green polymeric surface active agents for crude oil demulsification // Journal of Molecular Liquids. 2018. Vol. 271. P. 329–341. doi: 10.1016/j.molliq.2018.08.153.
18. *Wang Z., Li N., Sun Z., et al.* Molecular dynamics study of droplet electrocoalescence in the oil phase and the gas phase. Separation and Purification Technology. 2021. Vol. 278. doi: 10.1016/j.seppur.2021.119622.
19. *Dong H., Liu Y., Zhou Y., et al.* Mechanism investigation of coalescence behaviors of conducting droplets by molecular dynamics simulations // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2019. Vol. 570. P. 55–62. doi: 10.1016/j.colsurfa.2019.03.014.
20. *Yan L., Xia X., Ma J., et al.* Esterified polyether demulsifier efficiently breaking water-in-heavy oil emulsions at low temperature. Separation and Purification Technology. 2025. Vol. 374. doi: 10.1016/j.seppur.2025.133678.
21. *Seidy-Esfahlan M., Tabatabaei-Nezhad S.A., Khodapanah E.* Comprehensive review of enhanced oil recovery strategies for heavy oil and bitumen reservoirs in various countries: Global perspectives, challenges, and solutions // Heliyon. 2024. Vol. 10, Issue 18. doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e37826.
22. *Li J., Duan M., Nie M., et al.* Synthesis of Multibranched Polyacrylate Demulsifiers via RAFT Polymerization and Investigation of Their Demulsification Performance Under Coupled Electric Field Conditions // Journal of Applied Polymer Science. 2025. Vol. 142, Issue 37. doi: 10.1002/app.57445.
23. *Wang X., Zhang Z., Zhang Y., et al.* Study on association behavior and solution properties of poly(acrylic acid-alkyl polyoxyethylene acrylate) amphiphilic copolymers // Iranian Polymer Journal. 2024. Vol. 33. P. 943–953. doi: 10.21203/rs.3.rs-2649576/v1.
24. *Politova N., Tcholakova S., Denkov N.D.* Factors affecting the stability of water-oil-water emulsion films // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2017. Vol. 522. P. 608–620. doi: 10.1016/j.colsurfa.2017.03.055.
25. *Grenoble Z., Trabelsi S.* Mechanisms, performance optimization and new developments in demulsification processes for oil and gas applications. Advances in Colloid and Interface Science. 2018. Vol. 260. P. 32–45. doi: 10.1016/j.cis.2018.08.003.
26. *Dong X., Liu H., Chen Z.* Chapter 2 – Existing problems for steam-based enhanced oil recovery processes in heavy oil reservoirs // Developments in Petroleum Science. 2021. Vol. 73. P. 47–98. doi: 10.1016/B978-0-12-823954-4.00005-9.
27. *Lang Ch., Han B., Zou H., et al.* Characterization of Hydrate Formation and Flow Influenced by Hydrophilic–Hydrophobic Components within a Fully Visual Rocking Cell // Energy & Fuels. 2024. Vol. 38, Issue 5. P. 3670–3681. doi: 10.1021/acs.energyfuels.3c04492.
28. *Xu R., Feng Y., Yan W., et al.* Review and Perspectives of Anionic Dispersants for Coal–Water Slurry // Energy & Fuels. 2023. Vol. 37, Issue 7. P. 4816–4834. doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c03938.
29. *Alvarado J.G., Delgado-Linares J.D., Forgiarini A.M., Salager J.-L.* Breaking of Water-in-Crude Oil Emulsions. 8. Demulsifier Performance at Optimum Formulation Is Significantly Improved by a Small Aromatic Content of the Oil // Energy & Fuels. 2019. Vol. 33, Issue 3. P. 1928–1936. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b03994.
30. *Tang L., Wang T., Xu Y., et al.* Research and Application Progress of Crude Oil Demulsification Technology // Processes. 2024. Vol. 12, Issue 10. doi: 10.3390/pr12102292.

REFERENCES

1. Wong SF, Lim JS, Dol SS. Crude oil emulsion: Are view on formation, classification and stability of water-in-oil emulsion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2015;135:498–504. doi: 10.1016/j.petrol.2015.10.006.
2. Feitosa FX, Alves RS. Synthesis and application of additives based on cardanol as demulsifier for water-in-oil emulsions. *Fuel*. 2019;245:21–28. doi: 10.1016/j.fuel.2019.02.081.
3. Grenoble Z, Trabelsi S. Mechanisms, performance optimization and new developments in demulsification processes for oil and gas applications. *Adv Coll Interface* Sci. 2018;260:32–45. doi: 10.1016/j.cis.2018.08.003.
4. Pasban AA, Sadeghpour S, Masoumi M, et al. Acidity removal of Iranian heavy crude oils by nanofluid demulsifier: an experimental investigation. *J. Nano Anal*. 2017;4(01):112–118.
5. Umar AA, Saaid IBM, Sulaiman AA, Pilus RBM. A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;165:673–690. doi: 10.1016/j.petrol.2018.03.014.
6. Zolfaghari R, Fakhru'l-Razi A, Abdullah LC, et al. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. *Sep Purif Technol*. 2016;170:377–407. doi: 10.1016/j.seppur.2016.06.026.
7. Liu M, Cao X,Zhu YW, et al. The effect of demulsifier on the stability of liquid droplets: A study of micro-force balance. *Journal of Molecular Liquids*. 2019;275:157–162. doi: 10.1016/j.molliq.2018.11.094.
8. Sun H, Wang Q, Li X, He X. Novel polyether-polyquaternium copolymer as an effective reverse demulsifier for O/W emulsions: Demulsification performance and mechanism. *Fuel*. 2020;263:116770. doi: 10.1016/j.fuel.2019.116770.
9. Abdulredha MM, Hussain SA, Abdullah LC. Optimization of the demulsification of water in oil emulsion via non-ionic surfactant by the response surface methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;184:106463. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106463.

10. Hazrati N, Beigi A, Abdouss M. Demulsification of water in crude oil emulsion using long chain imidazolium ionic liquids and optimization of parameters. *Fuel*. 2018;229:126–134. doi: 10.1016/j.fuel.2018.05.010.
11. Zhang X, He C, Zhou J, et al. Demulsification of water-in-heavy oil emulsions by oxygen-enriched non-ionic demulsifier: Synthesis, characterization and mechanisms. *Fuel*. 2023;338:127274. doi: 10.1016/j.fuel.2022.127274.
12. Wang D, Yang D, Huang C, et al. Stabilization mechanism and chemical demulsification of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry: A review. *Fuel*. 2021;286:119390. doi: 10.1016/j.fuel.2020.119390.
13. Belhaj AF, Elraies KA, Alnarabiji MS, et al. Experimental investigation, binary modelling and artificial neural network prediction of surfactant adsorption for enhanced oil recovery application. *Chemical Engineering Journal*. 2021;406:127081. doi: 10.1016/j.cej.2020.127081.
14. Ma J, Li X, Zhang X, Sui H, et al. A novel oxygen-containing demulsifier for efficient breaking of water-in-oil emulsions. *Chemical Engineering Journal*. 2020;385:123826. doi: 10.1016/j.cej.2019.123826.
15. Fuentes JV, Zamora EB, Li Z, et al. Alkylacrylic-carboxyalkylacrylic random bipolymers as demulsifiers for heavy crude oils. *Separation and Purification Technology*. 2021;256:117850. doi: 10.1016/j.seppur.2020.117850.
16. Xu H, Li Z, Wang C, et al. Synthesis and application of amphiphilic copolymer as demulsifier for super heavy oil emulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2023;669:131498. doi: 10.1016/j.colsurfa.2023.131498.
17. Abdulraheim AM. Green polymeric surface active agents for crude oil demulsification. *Journal of Molecular Liquids*. 2018;271:329–341. doi: 10.1016/j.molliq.2018.08.153.
18. Wang Z, Li N, Sun Z, et al. Molecular dynamics study of droplet electrocoalescence in the oil phase and the gas phase. *Separation and Purification Technology*. 2021;278:119622. doi: 10.1016/j.seppur.2021.119622.
19. Dong H, Liu Y, Zhou Y, et al. Mechanism investigation of coalescence behaviors of conducting droplets by molecular dynamics simulations. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2019;570:55–62. doi: 10.1016/j.colsurfa.2019.03.014.
20. Yan L, Xia X, Ma J, et al. Esterified polyether demulsifier efficiently breaking water-in-heavy oil emulsions at low temperature. *Separation and Purification Technology*. 2025;374:133678. doi: 10.1016/j.seppur.2025.133678.
21. Seidy-Esfahlan M, Tabatabaei-Nezhad SA, Khodapanah E. Comprehensive review of enhanced oil recovery strategies for heavy oil and bitumen reservoirs in various countries: Global perspectives, challenges, and solutions. *Heliyon*. 2024;10(18):e37826. doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e37826.
22. Li J, Duan M, Nie M, et al. Synthesis of Multibranched Polyacrylate Demulsifiers via RAFT Polymerization and Investigation of Their Demulsification Performance Under Coupled Electric Field Conditions. *Journal of Applied Polymer Science*. 2025;142(37). doi: 10.1002/app.57445.
23. Wang X, Zhang Z, Zhang Y, et al. Study on association behavior and solution properties of poly(acrylic acid-alkyl polyoxyethylene acrylate) amphiphilic copolymers. *Iranian Polymer Journal*. 2024;33:943–953. doi: 10.21203/rs.3.rs-2649576/v1.
24. Politova N, Tcholakova S, Denkov ND. Factors affecting the stability of water-oil-water emulsion films. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2017;522:608–620. doi: 10.1016/j.colsurfa.2017.03.055.
25. Grenoble Z, Trabelsi S. Mechanisms, performance optimization and new developments in demulsification processes for oil and gas applications. *Advances in Colloid and Interface Science*. 2018;260:32–45. doi: 10.1016/j.cis.2018.08.003.
26. Dong X, Liu H, Chen Z. Chapter 2 – Existing problems for steam-based enhanced oil recovery processes in heavy oil reservoirs. *Developments in Petroleum Science*. 2021;73:47–98. doi: 10.1016/B978-0-12-823954-4.00005-9.
27. Lang Ch, Han B, Zou H, et al. Characterization of Hydrate Formation and Flow Influenced by Hydrophilic–Hydrophobic Components within a Fully Visual Rocking Cell. *Energy & Fuels*. 2024;38(5):3670–3681. doi: 10.1021/acs.energyfuels.3c04492.
28. Xu R, Feng Y, Yan W, et al. Review and Perspectives of Anionic Dispersants for Coal–Water Slurry. *Energy & Fuels*. 2023;37(7):4816–4834. doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c03938.
29. Alvarado JG, Delgado-Linares JD, Forgiarini AM, Salager J-L. Breaking of Water-in-Crude Oil Emulsions. 8. Demulsifier Performance at Optimum Formulation Is Significantly Improved by a Small Aromatic Content of the Oil. *Energy & Fuels*. 2019;33(3):1928–1936. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b03994.
30. Tang L, Wang T, Xu Y, et al. Research and Application Progress of Crude Oil Demulsification Technology. *Processes*. 2024;12(10). doi: 10.3390/pr12102292.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

***Мұқамбетқалиева Айнаш Нурболатовна**
ORCID 0009-0003-8922-3613
e-mail: *ainashmukambetkaliyeva@gmail.com*.
Бисенғалиев Макс Даулбаевич
т.ғ.к., қауымдастырылған профессор
ORCID 0000-0002-4776-2251
e-mail: *maks_bisengali@mail.ru*.
Ихсанов Кайрбек Айтжанович
т.ғ.к., қауымдастырылған профессор
ORCID 0000-0003-4284-9048
e-mail: *ikhsanov_k@mail.ru*.

AUTHORS' INFO

***Ainash N. Mukambetkaliyeva**
ORCID 0009-0003-8922-3613
e-mail: *ainashmukambetkaliyeva@gmail.com*.
Max D. Bissengaliyev
Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor
ORCID 0000-0002-4776-2251
e-mail: *maks_bisengali@mail.ru*.
Kayrbek A. Ikhsanov
Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor
ORCID 0000-0003-4284-9048
e-mail: *ikhsanov_k@mail.ru*.

*Корреспондент автор / Corresponding Author

УДК 665.6/.7
МРНТИ 61.51.01
DOI: 10.54859/kjogi108876
Получена: 21.05.2025.
Одобрена: 09.06.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Сравнительная характеристика технологий каталитического риформинга в Казахстане

Р.М. Дюсова[1], Е.А. Жакманова[2], Г.Ж. Сейтенова[2]
[1]Торайгыров Университет, г. Павлодар, Казахстан
[2]Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Обоснование. В статье рассматриваются различные технологии риформинга, включая риформинг с неподвижным слоем катализатора и риформинг с циклической регенерацией катализатора (далее – CCR, *англ.* Continuous Catalyst Regeneration). Риформинг с неподвижным слоем катализатора отличается меньшей, с технологической точки зрения, сложностью и требует меньших затрат на обслуживание и управление, что делает его более экономичным по сравнению с риформингом CCR. Использование неподвижного слоя катализатора способствует увеличению срока службы катализатора, снижая необходимость в его частой регенерации и заменах, что является важным экономическим фактором. В то же время риформинг CCR позволяет улучшить эффективность переработки и повысить качество конечных продуктов, однако требует больших эксплуатационных затрат и более сложного контроля за состоянием катализатора.
Цель. Оценка эффективности различных технологий каталитического риформинга – с неподвижным слоем катализатора и с CCR – с позиции их влияния на стабильность технологического процесса, качество продукции, состав сырья и продуктов переработки, а также определение их потенциала для повышения производительности и устойчивости работы нефтеперерабатывающих заводов в условиях развития нефтехимической отрасли Казахстана.
Материалы и методы. Сравнительный анализ, газовая хроматография, спектроскопия, компонентный и групповой анализ, определение фракционного состава.
Результаты. Исследование состава сырья риформинга с неподвижным слоем катализатора показало стабильность технологических процессов, что способствовало улучшению предсказуемости работы установок риформинга. Изопарафины в сырье обеспечивали повышение качества бензина с высоким октановым числом, а увеличение доли нафтенов и ароматических углеводородов в продуктах переработки свидетельствует о более эффективной переработке тяжёлых фракций.
Заключение. Анализ подтвердил, что процессы риформинга как с неподвижным слоем катализатора, так и с технологией CCR продолжают совершенствоваться, что позволяет достигать высоких показателей качества продукции и поддерживать стабильную работу нефтеперерабатывающего завода, способствуя развитию нефтехимической отрасли Казахстана.
Ключевые слова: *каталитический риформинг, топливо, катализатор, нефтепереработка, нефтехимия.*

Как цитировать:
Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сейтенова Г.Ж. Сравнительная характеристика технологий каталитического риформинга в Казахстане // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 91–100. DOI: 10.54859/kjogi108876.

© Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сейтенова Г.Ж., 2025 Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

UDC 665.6/.7
CSCSTI 61.51.01
DOI: 10.54859/kjogi108876
Received: 21.05.2025.
Accepted: 09.06.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Comparative Analysis of Catalytic Reforming Technologies in Kazakhstan

Rizagul M. Dyussova[1], Yekaterina A. Zhakmanova[2], Gaini Zh. Seitenova[2]
[1]Toraighyrov University, Pavlodar, Kazakhstan
[2]Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: This study compares catalytic reforming technologies, focusing on fixed-bed reforming and continuous catalyst regeneration (CCR) reforming. Fixed-bed systems offer simpler process configurations and lower operational and maintenance requirements, making them a more cost-effective option. Their ability to extend catalyst life by minimizing the frequency of regeneration and replacement represents a notable economic advantage. In contrast, CCR reforming delivers higher processing efficiency and improved product quality but demands greater operating expenditures and more advanced catalyst control systems.
Aim: The study evaluates the effectiveness of different catalytic reforming technologies – fixed-bed and CCR – in terms of their impact on process stability, product quality, feedstock and product composition, as well as their potential to enhance the productivity and operational resilience of Kazakhstan's refineries amid the ongoing development of the national petrochemical sector.
Materials and methods: Comparative analysis, gas chromatography, spectroscopy, component and group analysis, fractional composition determination.
Results: The analysis of feedstock used in fixed-bed catalytic reforming demonstrated stable process performance, which contributed to improved predictability of reforming unit operations. The presence of iso-paraffins in the feedstock enhanced the quality of high-octane gasoline, while the increased content of naphthenes and aromatic hydrocarbons in the reformate indicated more efficient conversion of heavy fractions.
Conclusion: The analysis confirmed that both fixed-bed and CCR reforming technologies continue to evolve, enabling the production of high-quality end products and ensuring stable refinery operations, thereby contributing to the development of Kazakhstan's petrochemical industry.
Keywords: *catalytic reforming; gasoline; catalyst; oil refining; petrochemistry.*

To cite this article:
Dyussova RM, Zhakmanova YA, Seitenova GZ. Comparative Analysis of Catalytic Reforming Technologies in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):91–100. DOI: 10.54859/kjogi108876.

© 2025 Dyussova R.M., Zhakmanova Ye.A., Seitenova G.Zh. License CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 665.6/.7
ҒТАХР 61.51.01

DOI: 10.54859/kjogi108876

Қабылданды: 21.05.2025.
Мақұлданды: 09.06.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстандағы каталитикалық риформинг технологияларының салыстырмалы сипаттамасы

Р.М. Дюсова[1], Е.А. Жакманова[2], Г.Ж. Сейтенова[2]
[1]Торайғыров Университеті, Павлодар қаласы, Қазақстан
[2]Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мақалада катализатордың қозғалмайтын қабаты бар риформингті және катализатордың циклдік регенерациясы бар риформингті (бұдан әрі-CCR, ағылш. Continuous Catalyst Regeneration) қоса алғанда риформингтің әртүрлі технологиялары қарастырылады. Катализатордың қозғалмайтын қабаты бар риформинг, технологиялық тұрғыдан, күрделілігі төмендігімен ерекшеленеді және техникалық қызмет көрсету және басқаруға кететін шығындары аз, бұл оны CCR риформингімен салыстырғанда экономикалық жағынан тиімдірек етеді. Катализатордың қозғалмайтын қабатын пайдалану катализатордың қызмет ету мерзімін ұзартуға ықпал етеді, оны жиі қалпына келтіру және ауыстыру қажеттілігін азайтады, бұл маңызды экономикалық фактор болып табылады. Сонымен қатар, CCR риформингі қайта өңдеу тиімділігін жақсартуға және соңғы өнімдердің сапасын жақсартуға мүмкіндік береді, дегенмен ол үлкен операциялық шығындарын және катализатордың жағдайын неғұрлым күрделі бақылауды талап етеді.

Мақсаты. Катализатордың қозғалмайтын қабатымен және CCR-мен олардың технологиялық процестің тұрақтылығына, өнім сапасына, шикізат пен қайта өңдеу өнімдерінің құрамына әсері тұрғысынан каталитикалық риформингтің әртүрлі технологияларының тиімділігін бағалау, сондай-ақ Қазақстанның мұнай-химия саласын дамыту жағдайында мұнайды қайта өңдеу зауыттары жұмысының өнімділігі мен тұрақтылығын арттыру үшін олардың әлеуетін айқындау.

Материалдар мен әдістер. Салыстырмалы талдау, газ хроматографиясы, спектроскопия, компоненттік және топтық талдау, фракциялық құрамды анықтау.

Нәтижелері. Катализатордың қозғалмайтын қабаты бар риформинг шикізатының құрамын зерттеу технологиялық процестердің тұрақтылығын көрсетті, бұл риформинг қондырғыларының болжамды жұмысын жақсартуға ықпал етті. Шикізаттағы изо-парафиндер жоғары октанды бензин сапасының жоғарылауын қамтамасыз етті, ал қайта өңдеу өнімдеріндегі нафтендер мен хош иісті көмірсутектердің үлесінің артуы ауыр фракцияларды тиімдірек қайта өңдеуді көрсетеді.

Корытынды. Талдау катализатордың қозғалмайтын қабатымен де, CCR технологиясымен де риформинг процестері жетілдіріле беретінін растады, бұл өнім сапасының жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізуге және Қазақстанның мұнай-химия саласының дамуына ықпал ете отырып, мұнайды қайта өңдеу зауытының тұрақты жұмысын қолдауға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: *каталитикалық риформинг, отын, катализатор, мұнайды қайта өңдеу, мұнай химиясы.*

Дәйексөз келтіру үшін:

Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сейтенова Г.Ж. Қазақстандағы каталитикалық риформинг технологияларының салыстырмалы сипаттамасы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 91–100 б. DOI: 10.54859/kjogi108876.

© Дюсова Р.М., Жақманова Е.А., Сейтенова Г.Ж., 2025 Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Введение

Казахстан располагает значительными запасами нефти – более 30 млрд баррелей, что составляет около 1,8% мировых доказанных запасов и обеспечивает стране 12-е место в глобальном рейтинге [1]. По объёму добычи нефти Казахстан находится на 17-м месте в мировом рейтинге. В 2022 г. страна добыла 84,1 млн т нефти, что составляет около 1,9% от мировой добычи [2, 3].

Нефтяные ресурсы Казахстана сосредоточены преимущественно на крупнейших месторождениях – Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Эти месторождения обладают значительным потенциалом для долгосрочной добычи нефти, что имеет стратегическое значение для экономики страны [4].

Основную нагрузку по обеспечению внутреннего рынка несут три крупнейших нефтеперерабатывающих завода (далее – НПЗ) страны, деятельность которых оказывает прямое влияние на топливную безопасность и экономическую стабильность Казахстана.

Атырауский нефтеперерабатывающий завод (далее – АНПЗ) – один из крупнейших промышленных объектов в Казахстане. Первоначально его мощность составляла 800 тыс. т/г., переработка осуществлялась с использованием бакинского дистиллята и нефти Эмбинских месторождений. В настоящее время после проведённой модернизации мощность завода составляет около 5 млн т/г. нефти. С середины 1999 г. завод начал переработку Тенгизской нефти [5]. По данным за 2024 г., глубина переработки достигла 86,6%, при этом отбор светлых нефтепродуктов составил 68,6% [1].

Павлодарский нефтехимический завод (далее – ПНХЗ) – предприятие, специализирующееся на производстве нефтепродуктов. Завод осуществляет переработку нефти по топливному варианту и ориентирован на переработку западносибирской нефти. Комплекс ЛК-6У[1] предназначен для первичной переработки нефти с мощностью 6 млн т/г. [6].

Шымкентский нефтеперерабатывающий завод также имеет комплекс ЛК-6У мощностью 1 млн т/г. В настоящее время комплекс простаивает из-за незавершённости строительства установки каталитического крекинга. На Шымкентском НПЗ за прошлый год глубина переработки выросла на 2,09% и составила 84,88% [7]. На Шымкентском НПЗ используется установка риформинга в традиционном виде, как на других крупных НПЗ Казахстана. Данный НПЗ был ориентирован на производство дизельного топлива, топлива для авиации и других продуктов нефтехимии, но для повышения качества бензинов и увеличения выхода высокооктановых компонентов в последнее время проводятся работы по модернизации и улучшению технологических процессов.

Для обеспечения качества нефтепродуктов и соответствия мировым экологическим стандартам технология риформинга становится ключевым элементом нефтепереработки.

Материалы и методы

Был проведен сравнительный анализ технологий, применяемых на АНПЗ и ПНХЗ. Сравнение включало такие параметры, как используемые технологии катализируемого риформинга, производственные мощности, выбор катализаторов, а также эффективность работы установок в различных условиях.

Также в рамках исследования был проведён анализ качества сырья и конечных продуктов, получаемых на установке риформинга ПНХЗ. Для этого использовались химико-аналитические методы, такие как газовая хроматография, спектроскопия и другие методы для определения состава сырья, а также продуктов, полученных в ходе риформинга. Был определён групповой и компонентный состав нефти. Образцы нефти были предоставлены ПНХЗ на основе внутренних производственных данных, что обеспечило репрезентативность и соответствие исследуемых образцов реальному сырью, поступающему на переработку.

Метод определения фракционного состава был реализован с использованием газового хроматографа ХроматЭК-5000[2] (Россия). Процесс определения фракционного состава был выполнен по методикам, указанным в работах [8, 9].

Проводился компонентный анализ каждого из образцов нефти с целью определения группового состава сырья. Этот анализ имеет ключевое значение для дальнейшего прогноза переработки нефти, поскольку позволяет не только понять, какие углеводороды (далее – УВ) присутствуют в нефти, но и как они могут быть использованы в данном процессе переработки.

Проведение химического анализа позволило оценить эффективность процессов риформинга и его влияние на выход светлых нефтепродуктов, таких как бензин и ароматические УВ. Результаты анализа также помогли выявить влияние сырья на конечные характеристики продуктов, а также определить оптимальные параметры для максимизации выходов качественной продукции.

Литературный обзор

Каталитический риформинг – это процесс, при котором простые углеводородные молекулы (алканы) преобразуются в более сложные и разветвлённые формы с помощью катализаторов. В результате этого процесса тяжёлые компоненты бензина (нафта) превращаются в более лёгкие, что позволяет получить высокооктановый бензин [9].

Риформинг представляет собой ключевой метод получения ароматических УВ, таких

[1] Технологическая установка для первичной переработки нефти. https://www.pnhz.kz/production/technical_description/lk_6u/
[2] Газовый хроматограф с модульной конструкцией.https://www.chromatec.ru/products/gc/

DOI: 10.54859/kjogi108876

как бензол, толуол и ксилол, которые имеют большое значение в нефтехимической промышленности. Эти УВ используются в качестве сырья для производства пластмасс, синтетических волокон, растворителей, медикаментов и других химических веществ [10].

На АНПЗ используется технология риформинга CCR (*англ.* Continuous Catalyst Regeneration – циклическая регенерация катализатора), которая представляет собой процесс катализируемого риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (рис. 1) [11, 12].

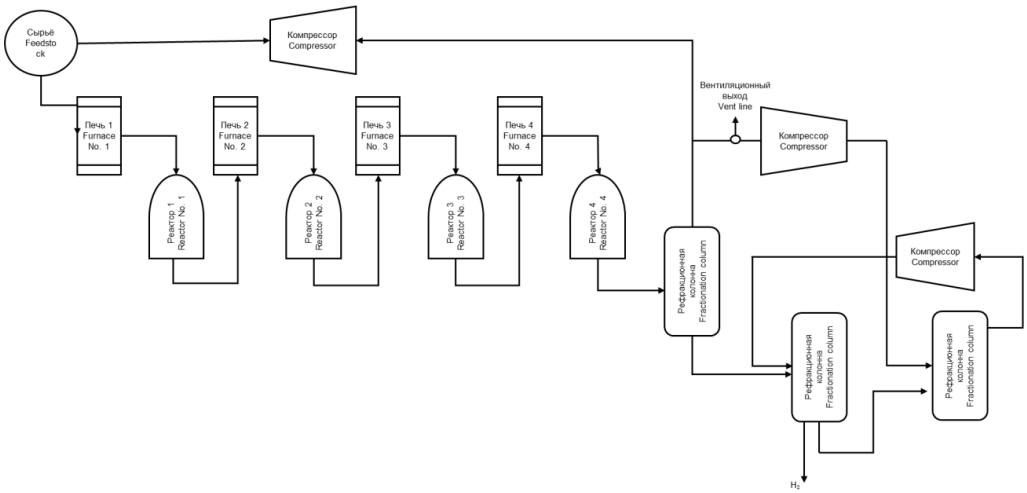


Рисунок 1. Упрощённая схема риформинга CCR
Figure 1. Simplified Process Flow Diagram of CCR Reforming

Особенность данной установки заключается в том, что сырьё риформинга обрабатывается термокаталитическим воздействием при очень низком давлении в четырёх адиабатических реакторах, что позволяет достичь высокой степени ароматизации. Восстановление активности платино-оловянного катализатора марки CR-601 осуществляется через непрерывное выжигание кокса в зоне регенерации и процесс оксихлорирования для равномерного распределения платины на поверхности. Это улучшает экономическую эффективность, поскольку увеличивает интервал между ремонтами и поддерживает стабильное производство указанных нефтепродуктов.

В отличие от традиционных стационарных риформинговых реакторов, эта технологическая схема позволяет получать высокооктановые компоненты бензина (с октановым числом более 100) и ароматические УВ (бензол, толуол, ксилолы) из более широкого спектра бензиновых фракций. Это расширяет возможности для загрузки сырья и, как следствие, увеличивает производство высокооктановых компонентов для топлива. Производительность установки составляет 1 млн т/г. сырья. В качестве сырья для установки CCR используется гидроочищенная нафта с установок гидроочистки бензина, блока гидроочистки и – в будущем – комплекса глубокой переработки нефти.

Дополнительным преимуществом является получение водородсодержащего газа (далее – ВСГ) с высокой концентрацией благодаря дополнительной абсорбции в жидкой фазе в ёмкости реконтакта при высоком давлении, что позволяет удовлетворить внутренние потребности установок и поддерживать необходимое давление топливного газа в сети завода.

На ПНХЗ используется технология риформинга с неподвижным слоем катализатора, упрощённая схема которой представлена на рис. 2. Этот метод является одним из самых распространённых для переработки УВ с целью получения высокооктановых компонентов бензина и других нефтехимических продуктов [13, 14].

Подготовленное сырьё и циркулирующий водород нагреваются до температуры 498–524°C и поступают в первый реактор, где, главным образом, происходит дегидрирование нафтенов в ароматические УВ. Этот процесс сопровождается поглощением значительного количества тепла, что приводит к заметному снижению температуры. Чтобы поддерживать необходимую скорость реакций, газовый поток из первого реактора перед подачей во второй подогревают. По мере движения потока в выходной реактор скорость реакций уменьшается, а размеры реакторов увеличиваются, что снижает потребность в дополнительном тепле для подогрева. Обычно для достижения требуемой глубины реакции достаточно трёх-четырёх реакторов и такого же количества печей, которые необходимы для нагрева реакционной смеси до нужной температуры.

Поток из последнего реактора охлаждается для конденсации жидких продуктов. В испарительной камере из жидкой фазы отделяются газы, обогащённые водородом. Жидкость

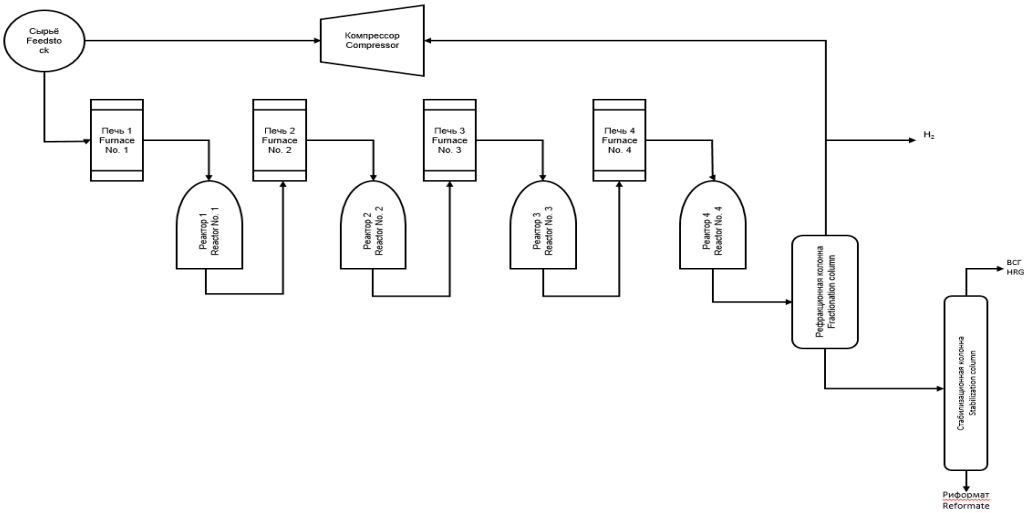


Рисунок 2. Упрощённая схема риформинга с неподвижным слоем катализатора
Figure 2. Simplified Process Flow Diagram of Fixed-Bed Catalytic Reforming

Таблица 1. Особенности технологий каталитического риформинга
Table 1. Features of Catalytic Reforming Technologies

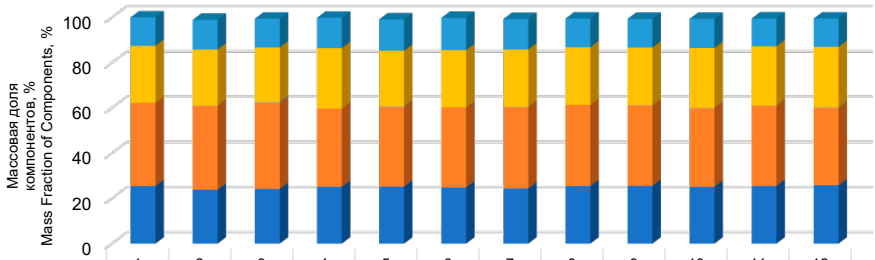
НПЗ Refinery	Особенности процесса / Process Features				Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
	давление, МПа Pressure, MPa	температура, °C Temperature, °C	ОЧИ RON	каталитическая система Catalyst System		
ПНХЗ PPCP	высокое high 1,4–2	высокая high 480–510	85–100	неподвижный слой катализатора fixed-bed catalyst	Снижение механического износа катализатора. Более простая технологическая схема. 1. Reduced mechanical wear of the catalyst. 2. Simpler process configuration.	Для регенерации катализатора требуется остановка установки. Интервал между регенерациями варьируется от 6 мес. до двух лет. 1. Catalyst regeneration requires unit shutdown. 2. Regeneration intervals range from 6 months to 2 years.
АНПЗ AOR	низкое low 0,35	высокая high 515–528	95–108	движущийся слой катализатора moving-bed catalyst	Регенерация катализатора не требует остановки установки. Обеспечивает непрерывное производство водорода с высоким выходом. Обладает высокой активностью катализатора. 1. Catalyst regeneration without unit shutdown. 2. Enables continuous hydrogen production with high yield. 3. High catalyst activity.	Высокие эксплуатационные расходы. 1. High operating costs.

ОЧИ / RON – октановое число по исследовательскому методу / Research Octane Number
PPCP – Pavlodar Petrochemical Plant)
AOR – Atyrau Oil Refinery

из сепаратора направляется для дебутанизации в ректификационную колонну. Газ, насыщенный водородом, разделяется на циркуляционный и избыточный. Избыточный газ подаётся на установки гидроочистки или гидрокрекинга либо используется в качестве топлива.

Для лучшего понимания различий в применяемых технологиях риформинга их преимущества и недостатки представлены в сравнительной таблице 1.

DOI: 10.54859/kjogi108876



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Arom	12,58	13,15	12,77	13,44	13,92	14,24	13,48	12,7	12,72	12,88	12,3	12,53
Nafthens	25,16	24,75	24,06	26,68	24,51	25,28	25,32	25,44	25,43	26,49	26,16	26,68
Olefins		0,2	0,55		0,36		0,19	0,05	0,11	0,18	0,1	0,31
i-Parafins	36,81	37	37,87	34,53	35,12	35,39	35,88	35,85	35,53	34,68	35,44	34,17
n-Parafins	25,44	23,82	24,16	25,16	25,22	24,84	24,4	25,43	25,55	25,12	25,51	25,8

Номер пробы
Sample Number

n-Parafins i-Parafins Olefins Nafthens Arom

Рисунок 3. Групповой состав сырья каталитического риформинга ПНХЗ
Figure 3. Group Composition of Catalytic Reforming Feedstock at PPCP (Pavlodar Petrochemical Plant)

Результаты и обсуждение

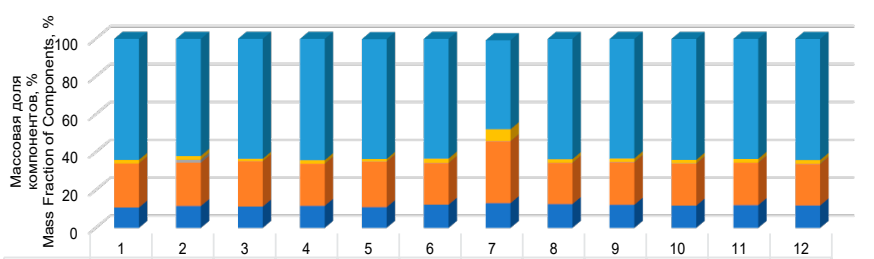
Для проведения исследования группового состава были взяты пробы сырья и конечного продукта риформинга, при этом учитывались средние значения каждого месяца в течение года. Данные группового состава сырья представлены на рис. 3.

Групповой состав сырья за 2023 г. также демонстрирует значительную однородность. Уровень н-парафинов варьируется от 23,82%масс. до 25,51%масс. Изопарафины составляют основную долю и колеблются от 34,17%масс. до 37,87%масс. Олефины находятся в дефиците, их содержание изменяется от 0%масс. до 0,55%масс. Нафтены также имеют однородные значения – от 24,06%масс. до 26,68%масс. Ароматические соединения колеблются в пределах от 12,3%масс. до 14,24%масс.

Общая однородность группового состава сырья свидетельствует о стабильности его качества, что положительно сказывается на технологических процессах и улучшает управление производственными параметрами.

Значительное содержание изопарафинов (34,17–37,87%масс.) указывает на их важность в процессе переработки, что может способствовать повышению качества конечной продукции.

Продолжающийся дефицит олефинов (от 0% до 0,55%) остается проблемой, требующей внимания. Возможно, потребуется оптимизация процессов или поиск альтернативных источников олефинов для повышения их доступности.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Arom	64,06	61,99	63,41	64,2	63,38	63,35	47,1	63,7	63,28	63,99	63,48	64,09
Nafthens	1,75	1,9	1,24	1,73	1,22	2,18	6,18	1,7	1,75	1,75	1,87	1,81
Olefins	0,14	1,58	0,09	0,15	0,19	0,19	0,18	0,21	0,21	0,26	0,25	0,27
i-Parafins	23,25	22,93	23,93	22,19	24,03	21,97	32,66	21,71	22,48	22,16	22,31	21,9
n-Parafins	10,79	11,6	11,32	11,71	11	12,3	13,14	12,65	12,26	11,8	12,07	11,89

Номер пробы
Sample Number

n-Parafins i-Parafins Olefins Nafthens Arom

Рисунок 4. Групповой состав риформата ПНХЗ
Figure 4. Group Composition of Reformate from PPCP (Pavlodar Petrochemical Plant)

Нафтены сохраняют однородные значения (от 24,06% до 26,68%), что может свидетельствовать о стабильной части сырьевой базы, однако их относительно невысокое содержание может ограничивать некоторые технологические возможности.

Увеличение доли ароматических соединений (от 12,3% до 14,24%) может говорить о смещении фокуса на более тяжёлые фракции, что потенциально увеличивает сложность переработки, но также может способствовать созданию более ценного продукта.

В целом результаты анализа показывают, что сырьевой состав остаётся достаточно сбалансированным. Данные группового состава риформата представлены на рис. 4.

Анализ группового состава риформата показал значительное отклонение в пробе №7, что, вероятно, связано с проведением планового капитального ремонта на ПНХЗ в июле 2023 г. Временная нестабильность технологического режима в период пусконаладочных работ после ремонта объясняет зафиксированные изменения в составе риформата. Данную пробу целесообразно исключить из обобщённого анализа, чтобы избежать искажения результатов.

Данные о групповом составе сырья после нефтепереработки изменились следующим образом: содержание н-парафинов колеблется от 10,79%масс. до 12,65%масс. Значение изопарафинов варьируется от 21,71%масс. до 23,93%масс. Содержание олефинов увеличилось и теперь составляет от 0,09%масс. до 1,58%масс. Нафтены изменяются от 1,22%масс. до 2,18%масс. Доля ароматических УВ значительно возросла, колеблясь от 61,9%масс. до 64,2%масс.

Уменьшение содержания н-парафинов может свидетельствовать о том, что процесс переработки привёл к их частичному превращению в другие более сложные соединения, что может быть желательным для получения специфических продуктов.

Рост доли изопарафинов указывает на успешную переработку, направленную на улучшение характеристик топлива. Это может повысить октановое число и улучшить качество конечной продукции.

Увеличение олефинов, хотя и остающееся на низком уровне (от 0,09% до 1,58%), может означать улучшение условий переработки, что позволяет получать больше ненасыщенных УВ, необходимых для некоторых процессов, таких как полимеризация.

Увеличение доли нафтенов (от 1,22% до 2,18%) может свидетельствовать о более эффективной переработке тяжёлых фракций, что может положительно сказаться на качестве продуктов.

Значительное увеличение доли ароматических УВ (от 61,9% до 64,2%) может свидетельствовать о том, что переработка сосредоточена на получении более высококачественных и ценных продуктов, таких как бензин или химические сырьевые материалы.

Заключение

Риформинг с неподвижным слоем катализатора является менее сложным с технологической точки зрения и требует меньших затрат на обслуживание и управление. Это делает процесс более экономичным по сравнению с другими методами, такими как риформинг с движущимися слоями катализатора.

В технологии с неподвижным слоем катализатора катализатор не подвергается механическому износу, что способствует увеличению его срока службы. Это снижает частоту его регенерации и расходы на замену катализатора, что является важным экономическим фактором.

В 2023 г. групповой состав сырья для переработки демонстрировал значительную однородность, что положительно влияло на стабильность технологических процессов. Содержание н-парафинов, изопарафинов, нафтенов и ароматических соединений оставалось в пределах относительно узких диапазонов, что способствовало предсказуемости работы установок риформинга и улучшало управление производственными параметрами.

Изопарафины составляли основную долю сырья, что способствовало улучшению качества конечной продукции, таких как бензин с высоким октановым числом. Это также подтверждает важность изопарафинов для повышения эффективности процесса переработки и улучшения характеристик получаемых топлив.

Нафтены демонстрируют стабильность в сырье, но их относительно низкое содержание в сырье и его увеличение в продукте переработки (от 1,22% до 2,18%) может свидетельствовать о более эффективной переработке тяжёлых фракций. Это улучшает качество продуктов и может позволить более эффективно использовать тяжёлые нефти.

Существенное увеличение доли ароматических УВ (с 12,3% до 14,24% в сырье и с 61,9% до 64,2% в продукте переработки) указывает на смещение фокуса переработки на более тяжёлые фракции и может свидетельствовать о желании повысить ценность конечной продукции. Это также может быть связано с улучшением качества бензина или других продуктов химической промышленности, таких как сырьё для химического синтеза.

Результаты анализа группового состава сырья и продуктов риформинга подтверждают, что состав сырья остаётся стабильным и соответствует требованиям процесса риформинга, а процессы переработки на ПНХЗ продолжают совершенствоваться. Это позволяет достигать высоких показателей качества продуктов и обеспечивать стабильную работу установок риформинга, что в перспективе способствует дальнейшему развитию нефтехимической отрасли страны.

DOI: 10.54859/kjogi108876

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование финансируется в рамках проекта «Жас ғалым» AP19175752 «Научно-техническое обеспечение энергосбережения и ресурсоэффективности технологии приготовления высокооктановых бензинов и ароматических углеводородов».

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: Дюсова Р.М. – анализ полученных данных; написание текста; Жакманова Е.А. – сбор и обработка данных; Сейтенова Г.Ж. – концепция исследования.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research is funded under the project “Zhas Galym” AP19175752 “Scientific and technical support for energy saving and resource efficiency of the technology for the preparation of high-octane gasoline and aromatic hydrocarbons”.

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: Rizagul Dyussova – data analysis; text writing; Yekaterina Zhakmanova – data collection and processing; Gaini Seitenova – research concept development.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. kmg.kz [интернет]. АО НК «КазМунайГаз». Годовой отчет за 2024 год [дата обращения 13.02.2025]. Доступ по ссылке: www.kmg.kz/upload/iblock/639/l2ec2zeraseaf35fn42mqd4f4c0o9blg/KazMunayGas_AR2024_RUS_0405.pdf.
2. *Егоров О.И.* Партнерство Казахстана с мировыми компаниями в нефтегазовом секторе // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Казахстанско-китайское сотрудничество в нефтегазовой сфере». Алматы : НИИМиРС DKU, 2021. С. 87–99.
3. qazindustry.gov.kz [интернет]. Казахстанский центр индустрии и экспорта. Национальный доклад о состоянии промышленности Республики Казахстан, 2023 [дата обращения 13.02.2025]. Доступ по ссылке: qazindustry.gov.kz/images/docs//regdoc_ru--1736889600.pdf.
4. *Ниязбекова Ш.У., Назаренко О.В.* Современное состояние и перспективы развития нефтегазового сектора Республики Казахстан // Вестник Московского университета имени С.Ю. Витте. Серия 1. Экономика и управление. 2018. Т. 4, №27. С. 7–14. doi: 10.21777/2587-554X-2018-4-7-14.
5. Инновационные подходы в развитии нефтегазовой промышленности в Атырауской области: сборник научных трудов Третьего международного семинара-совещания / под ред. Т.П. Серикова, С.М. Ахметова. Атырау : Изд-во АИНГ, 2005. 504 с.
6. pnhz.kz [интернет]. Павлодарский нефтехимический завод [дата обращения 13.02.2025]. Доступ по ссылке: www.pnhz.kz/.
7. *Жуман Ж., Ду Б., Хамзаева А.* Текущее состояние нефтегазовой отрасли Казахстана // Вестник НАН РК. 2024. Т. 408, № 2. С. 470–485. doi: 10.32014/2024.2518-1467.735.
8. *Sparkman O.D., Penton Z.E., Kitson F.G.* Gas Chromatography and Mass Spectrometry: A Practical Guide, 2nd Edition. Elsevier, 2011. 611 p.
9. *Mokheimer E.M.A., Shakeel M.R., Harale A., et al.* Fuel reforming processes for hydrogen production // Fuel. 2024. Vol. 359. doi: 10.1016/j.fuel.2023.130427.
10. *Gupta A., Gupta S.K.* Catalyst regeneration techniques in naphtha reforming: Short review // Chemical and Process Engineering. 2022. Vol. 43, N 2. P. 101–108. doi: 10.24425/cpe.2022.140813.
11. *Atarianshandiz M., McAuley K.B., Shahsavand A.* Modeling and Parameter Tuning for Continuous Catalytic Reforming of Naphtha in an Industrial Reactor System // Processes. 2023. Vol. 11, N 10. doi: 10.3390/pr11102838.
12. *Dong X.J., Shen J.N., Ma Z.F., He Y.J.* Robust optimal operation of continuous catalytic reforming process under feedstock uncertainty // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, N 84. P. 35641–35654. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.161.
13. *Boukezoula T.F., Bencheikh L., Belkhiat D.E.C.* A heterogeneous mathematical model for a spherical fixed bed axial flow reactor applied to a naphtha reforming process: enhancing performance challenge using a non-uniform catalyst distribution in the pellet // Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis. 2022. Vol. 135, N 5. P. 2323–2340. doi: 10.1007/s11144-022-02257-z.
14. *Chen J.* Hydrogen production in fixed-bed reactors with combined reformer-burner modules by steam-ethanol reforming at different temperatures // Authorea. 2023. doi: 10.22541/au.167569381.13621304/v1.

REFERENCES

1. kmg.kz [Internet]. KazMunayGas. Annual report 2024 [cited 2025 Feb 13]. Available from: www.kmg.kz/upload/iblock/639/l2ec2zeraseaf35fn42mqd4f4c0o9blg/KazMunayGas_AR2024_RUS_0405.pdf.
2. Yegorov OI. Partnerstvo Kazahstana s mirovymi kompaniyami v neftegazovom sektore. Sbornik materialov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Kazahstanskokitayskoe sotrudnichestvo v neftegazovoy sfere». Almaty: NIIMiRS DKU; 2021. P. 87–99. (In Russ).

3. qazindustry.gov.kz [Internet]. QazIndustry. Natsional'nyy doklad o sostoyanii promyshlennosti Respubliki Kazakhstan [cited 2025 Feb 13]. Available from: qazindustry.gov.kz/images/docs//regdoc_ru--1736889600.pdf. (In Russ).
4. Niyazbekova SU, Nazarenko OV. Modern condition and prospects of the republic of Kazakhstan Oil and Gas Sector Development. *Economics and Management.* 2018;4(27):7–14. doi: 10.21777/2587-554X-2018-4-7-14.
5. Serikova TP, Akhmetova SM, editors. Innovatsionnye podkhody v razvitii neftegazovoy promyshlennosti v Atyrauskoy oblasti: sbornik nauchnykh trudov Tret'ego mezhdunarodnogo seminar-soveshchaniya. Atyrau: Atyrau Univerity of Oil and Gas; 2005, 504 p. (In Russ).
6. pnhz.kz [Internet]. Pavlodar Oil Chemistry Refinery [cited 2025 Feb 13]. Available from: www.pnhz.kz/.
7. Juman J, Du B, Khamzayeva AV. Current state of the oil and gas industry in Kazakhstan. *Bulletin of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan.* 2024;408(2):470–485. doi: 10.32014/2024.2518-1467.735. (In Russ).
8. Sparkman OD, Penton ZE, Kitson FG. Gas *Chromatography and Mass Spectrometry: A Practical Guide, 2nd Edition.* Elsevier; 2011. 611 p.
9. Mokheimer EMA, Shakeel MR, Harale A, et al. Fuel reforming processes for hydrogen production. *Fuel*. 2024;359:130427. doi: 10.1016/j.fuel.2023.130427.
10. Gupta A, Gupta SK. Catalyst regeneration techniques in naphtha reforming: Short review. *Chemical and Process Engineering.* 2022;43(2):101–108. doi: 10.24425/cpe.2022.140813.
11. Atarianshandiz M, McAuley KB, Shahsavand A. Modeling and Parameter Tuning for Continuous Catalytic Reforming of Naphtha in an Industrial Reactor System. *Processes.* 2023;11(10):2838. doi: 10.3390/pr11102838.
12. Dong XJ, Shen JN, Ma ZF, He YJ. Robust optimal operation of continuous catalytic reforming process under feedstock uncertainty. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2022;47(84):35641–35654. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.161.
13. Boukezoula TF, Bencheikh L, Belkhiat DEC. A heterogeneous mathematical model for a spherical fixed bed axial flow reactor applied to a naphtha reforming process: enhancing performance challenge using a non-uniform catalyst distribution in the pellet. *Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis.* 2022;135(5):2323–2340. doi: 10.1007/s11144-022-02257-z.
14. Chen J. Hydrogen production in fixed-bed reactors with combined reformer-burner modules by steam-ethanol reforming at different temperatures. *Authorea.* 2023. doi: 10.22541/au.167569381.13621304/v1.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Дюсова Ризагуль Муслимовна**
канд. техн. наук
ORCID 0000-0003-3083-5255
e-mail: *rizagul.dyussova@gmail.com.*
Жакманова Екатерина Андреевна
ORCID 0000-0003-0545-5912
e-mail: *ekaterina.zakmanova1998@gmail.com.*
Сейтенова Гайни Жумагалиевна
канд. хим. наук
ORCID 0000-0001-6202-3951
e-mail: *gainiseitenova@gmail.com.*

AUTHORS' INFO

***Rizagul M. Dyussova**
Cand. Sc. (Engineering)
ORCID 0000-0003-3083-5255
e-mail: *rizagul.dyussova@gmail.com.*
Yekaterina A. Zhakmanova
ORCID 0000-0003-0545-5912
e-mail: *ekaterina.zakmanova1998@gmail.com.*
Gaini Zh. Seitenova
Cand. Sc. (Chemistry)
ORCID 0000-0001-6202-3951
e-mail: *gainiseitenova@gmail.com.*

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 621.398
МРНТИ 87.26.25

DOI: 10.54859/kjogi108865

Получена: 22.04.2025.
Одобрена: 27.08.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Изучение геоэкологического состояния прибрежной зоны Каспийского моря в пределах территории города Актау

Н.Ш. Джаналиева[1], А.К. Серикбаева[1], Д.А. Сейткожина[1], М.Д. Алдакова[2], С. Сырлыбеккызы[1], Ж.К. Алтыбаева[1]

[1]Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан
[2]Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Поступление поллютантов (преимущественно тяжёлых металлов) в окружающую среду прибрежных зон Каспийского моря приводит к их накоплению и ухудшению экологического состояния локальных и региональных территорий. Это, в свою очередь, отражается на живых организмах и приводит к переносу вредных веществ по трофическим цепям. Тяжёлые металлы воздействуют на зелёную биомассу на молекулярном уровне, блокируя работу клеток растений. Анализ индекса NDVI, который рассчитывается исходя из активности реакции фотосинтеза по спектрам космических снимков, позволяет изучить динамику жизнеспособности растений в течение определённого периода времени. Определение тяжёлых металлов в почве наряду с использованием NDVI даёт возможность проведения мониторинга на наземном и аэрокосмическом уровнях.

Цель. Исследование направлено на комплексный геоэкологический мониторинг состояния почв и растительного покрова прибрежной зоны Каспийского моря у села Шапагатова.

Материалы и методы. В данной работе использованы метод атомно-абсорбционной спектрометрии для определения тяжёлых металлов в почвенных образцах, физико-химические методы для определения агрохимических показателей почвы и расчётная методика NDVI.

Результаты. Отмечено значительное снижение показателей содержания тяжёлых металлов в почве, которое произошло в ходе естественной фиторемедиации. Это объясняет потерю массива растительного слоя на территории изучения в течение пяти исследуемых лет – с 2019 по 2023 гг.

Заключение. Согласно полученным результатам, резкое снижение концентрации всех изучаемых тяжёлых металлов связано с изменением индекса NDVI. В период 2019–2021 гг., когда показатели тяжёлых металлов были выше предельно допустимых концентраций, отмечена низкая фотосинтетическая реакция растений, которая особенно снизилась в 2021 г. Это указывает на пагубное влияние, оказанное на растения, но при этом в 2021 г. также отмечено резкое снижение концентраций тяжёлых металлов, что объясняется аккумуляцией их растениями. Далее в 2023 г. с учётом снизившихся в 20 и более раз показателей тяжёлых металлов заметно повышение NDVI. Данное явление является показателем восстановления растительной биомассы в области изучения.

Ключевые слова: *мониторинг, тяжёлые металлы, дистанционное зондирование, вегетационный индекс NDVI, Мангистауская область.*

Как цитировать:
Джаналиева Н.Ш., Серикбаева А.К., Сейткожина Д.А., и др. Изучение геоэкологического состояния прибрежной зоны Каспийского моря в пределах территории города Актау // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 101–111. DOI: 10.54859/kjogi108865.

© Джаналиева Н.Ш., Серикбаева А.К., Сейткожина Д.А., Алдакова М.Д., Сырлыбеккызы С., Алтыбаева Ж.К., 2025

Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

UDC 621.398
CSCSTI 87.26.25
DOI: 10.54859/kjogi108865
Received: 22.04.2025.
Accepted: 27.08.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Geo-Ecological Assessment of the Caspian Sea Coastal Zone in Aktau

Nurgul Sh. Dzhanaliyeva[1], Akmaral K. Serikbayeva[1], Damira A. Seitkozhina[1], Madina D. Aldakova[2], Samal Syrlybekkyzy[1], Zhanssaule K. Altybayeva[1]
[1]Yessenov University, Aktau, Kazakhstan
[2]Branch of KMG Engineering "KazNIPImunaigaz", Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: Pollutants, mainly heavy metals, accumulate in the coastal zone of the Caspian Sea and degrade local and regional ecosystems. Their presence affects living organisms and drives the transfer of toxic substances through food chains. Heavy metals impair green biomass at the molecular level by disrupting plant cell functions. The Normalized Difference Vegetation Index (NDVI), derived from satellite imagery, tracks changes in photosynthetic activity and plant vitality over time. Combining soil heavy metals analysis with NDVI enables monitoring at both ground and satellite levels.
Aim: The study aims to conduct integrated geo-ecological monitoring of soil and vegetation in the Caspian Sea coastal zone near Shapagatova village.
Materials and methods: Atomic absorption spectrometry was used to determine heavy metals in soil samples. Physico-chemical methods were applied to assess agrochemical properties of soils, and NDVI was calculated using standard procedures.
Results: A marked decrease in soil heavy metal concentrations, attributed to natural phytoremediation was observed. This process explains the loss of vegetation cover in the study area during the five-year period from 2019 to 2023.
Conclusion: The sharp decline in heavy metal concentrations is closely linked to changes in the NDVI index. Between 2019 and 2021, when heavy metal levels exceeded maximum allowable concentrations, plants showed a reduced photosynthetic response, with the lowest values recorded in 2021. This reflects the toxic impact on vegetation, while the concurrent drop in metal concentrations that year is attributed to plant uptake. By 2023, with heavy metal levels decreasing more than twentyfold, NDVI values increased significantly, indicating recovery of plant biomass in the study area.
Keywords: *monitoring; heavy metals; remote sensing; NDVI vegetation index; Mangistau region.*

To cite this article:
Dzhanaliyeva NS, Serikbayeva AK, Seitkozhina DA, al. Geo-Ecological Assessment of the Caspian Sea Coastal Zone in Aktau. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):101–111. DOI: 10.54859/kjogi108865.

© 2025 Dzhanaliyeva N.Sh., Serikbayeva A.K., Seitkozhina D.A., Aldakova M.D., Syrlybekkyzy S., Altybayeva K.Zh.
License CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 621.398
ҒТАХР 87.26.25

DOI: 10.54859/kjogi108865

Қабылданды: 22.04.2025.
Мақұлданды: 27.08.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Ақтау қаласының аумағы шегінде Каспий теңізінің жағалау аймағының геоэкологиялық жағдайын зерттеу

Н.Ш. Джаналиева[1], А.Қ. Серікбаева[1], Д.А. Сейтқожина[1], М.Д. Алдакова[2], С. Сырлыбекқызы[1], Ж.Қ. Алтыбаева[1]

[1]Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қаласы, Қазақстан

[2]ҚМГ Инжиниринг «ҚазҒЗЖИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Каспий теңізінің жағалау аймақтарының қоршаған ортасына поллютанттардың (негізінен ауыр металдардың) түсуі олардың жинақталуына және жергілікті және өңірлік аумақтардың экологиялық жай-күйінің нашарлауына әкеп соғады. Бұл өз кезегінде тірі организмдерге әсер етеді және зиянды заттардың трофикалық тізбектер арқылы тасымалдануына әкеледі. Ауыр металдар молекулалық деңгейде жасыл биомассаға әсер етіп, өсімдік жасушаларының жұмысын тежейді. Ғарыштық түсірілім спектрлері бойынша фотосинтез реакциясының белсенділігінің негізінде есептелетін NDVI (ағылш. Normalized Difference Vegetation Index-өсімдіктер айырмашылығының нормаланған индексі) индексін талдау белгілі бір уақыт аралығында өсімдіктердің өміршеңдігінің динамикасын зерттеуге мүмкіндік береді. Топырақтағы ауыр металдарды анықтау NDVI қолданумен қатар жер үсті және аэроғарыш деңгейлерінде мониторинг жүргізуге мүмкіндік береді.

Мақсаты. Зерттеу Шапағатов ауылының маңындағы Каспий теңізінің жағалау аймағының топырағы мен өсімдік жамылғысының жай күйіне кешенді геоэкологиялық мониторинг жүргізуге бағытталған.

Материалдар мен әдістер. Аталған жұмыста топырақ үлгілеріндегі ауыр металдарды анықтау үшін атомдық-абсорбциялық спектрометрия әдісі, топырақтың агрохимиялық көрсеткіштерін анықтау үшін физикалық-химиялық әдістер және NDVI есептеу әдісі қолданылды.

Нәтижелері. Табиғи фиторемедиация кезінде пайда болған топырақтағы ауыр металдар мөлшерінің айтарлықтай төмендеуі байқалды. 2019 жылдан 2023 жылға дейінгі кезеңде зерттелген бес жыл ішінде зерттеу аймағында өсімдік қабаты массивінің жоғалуы байқалады.

Қорытынды. Алынған нәтижелерге сәйкес, зерттелетін барлық ауыр металдардың концентрациясының күрт төмендеуі NDVI индексінің өзгеруіне байланысты. 2019-2021 жылдар аралығында ауыр металдар шекті рұқсат етілген концентрациядан жоғары болған кезде өсімдіктердің төмен фотосинтетикалық реакциясы байқалды, бұл әсіресе 2021 жылы төмендеді. Бұл өсімдіктерге зиянды әсерді көрсетеді, бірақ 2021 жылы ауыр металдар концентрациясының күрт төмендеуі байқалды, бұл олардың өсімдіктерінің жинақталуымен түсіндіріледі. Бұдан әрі 2023 жылы ауыр металдардың көрсеткіштері 20 немесе одан да көп есе төмендегенін ескере отырып, NDVI айтарлықтай жоғарылайды. Аталған құбылыс зерттеу саласындағы өсімдік биомассасының қалпына келуінің көрсеткіші болып табылады.

Негізгі сөздер: *мониторинг, ауыр металдар, қашықтықтан зондтау, NDVI вегетациялық индексі, Маңғыстау облысы.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Жанәлиева Н.Ш., Серікбаева А.Қ., Сейтқожина Д.А., және т.б. Ақтау қаласының аумағы шегінде Каспий теңізінің жағалау аймағының геоэкологиялық жағдайын зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4, 101–111 б. DOI: 10.54859/kjogi108865.

© Джаналиева Н.Ш., Серікбаева А.Қ., Сейтқожина Д.А., Алдакова М.Д., Сырлыбекқызы С., Алтыбаева Ж.Қ., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Введение

Почвы прибрежной зоны Каспийского моря являются основной средой, подвергаемой влиянию техногенного загрязнения, поступающего в ходе антропогенной деятельности. Среди поллютантов в почвенном слое побережья Каспийского моря стоит отметить преобладание тяжёлых металлов [1], которые поступают в неё из атмосферы и водной среды, а после аккумулируются растениями либо вымываются в ходе эрозии [2]. Поступление тяжёлых металлов в прибрежные почвы, помимо влияния наземных источников, может быть обусловлено разливами [3] и сжиганием нефти, поскольку такие металлы как свинец, медь, цинк, никель и хром, образуют оксиды, которые имеют высокую скорость высвобождения при сжигании нефтяного шлама [4].

Накопление основной массы загрязняющих веществ происходит в гумусовом горизонте почвы, поскольку именно здесь они химически связаны с другими компонентами, включая алюмосиликаты, несиликатные минералы и органическое вещество [5]. Некоторые тяжёлые металлы способны замещать ионы натрия и калия в кристаллической структуре почвы [6], таким образом мигрируя и закрепляясь в плодородном слое почвы. Таким образом, переносимые соединения металлов связаны с вредными экологическими последствиями загрязнения почвы [7].

Миграция и накопление тяжёлых металлов в почве приводит к их переносу по трофической цепи, в которой последующим аккумулятором являются растения и животные. Для предотвращения экологического риска, возможного по причине недолжного наблюдения, необходим экологический контроль.

С целью экологического контроля за состоянием объектов окружающей среды проведение мониторинга является основным инструментом геоэкологических исследований.

Дистанционный мониторинг почвы и наблюдение за загрязнением проводятся на различных уровнях, включающих наземный мониторинг, аэрокосмическую съёмку и компьютерные методы обработки спутниковых данных [8]. В данной работе были использованы все уровни мониторинга для получения более полного объёма данных об экологическом состоянии почв прибрежной зоны Каспийского моря у с. Шапагатова (Мангистауская область).

Учитывая негативное воздействие тяжёлых металлов на растительность [9], а также на агрохимический состав почвы [10], уровень деградации биомассы является одним из показателей экологического состояния объектов окружающей среды.

Таким образом, цель работы заключается в комплексном геоэкологическом исследовании, что включает оценку временной динамики индекса NDVI (*англ.* Normalized Difference Vegetation Index – нормализованный индекс разности растительности), на территории с. Шапагатова для определения его потенциала как индикатора накопления тяжёлых металлов в почвах и направлена на анализ влияния антропогенной деятельности на морскую и прибрежную зоны Каспийского моря.

Материалы и методы

Объектом исследования являются почвенные образцы на 4 исследовательских площадках (далее – ИП) и анализ спутниковых снимков территории, на которой расположены точки отбора проб.

Исследования проводились по маршрутной методике, в рамках которой были определены четыре исследовательские площадки: ИП-1, ИП-2, ИП-3 и контрольная площадка ИП-4. Отбор проб осуществлялся в 2019, 2021 и 2023 гг.

Почвенный анализ

Почвенные пробы были отобраны в соответствии с общепринятой методикой, описанной в стандарте ГОСТ 17.4.4.02.84[1]. Пробы были взяты на глубине от 5 до 20 см единовременно в течение дня. После этого образцы почвы были высушены до состояния воздушной сухости при комнатной температуре и просеяны через сито с диаметром отверстий 1 мм.

Для определения содержания тяжёлых металлов в почве использовался метод атомно-абсорбционной спектрометрии на установке МГА-915М[2] в аккредитованной лаборатории ТОО «Accu Test»[3]. Измерены подвижные формы таких металлов, как свинец, никель, хром, ртуть, ванадий, медь, железо, цинк.

Для изучения агрохимических свойств почв были определены содержание гумуса, цвет, гранулометрический состав, валовый азот, подвижные соединения калия и фосфора, а также подвижные соединения для карбонатных почв и другие характеристики.

Точка мониторинга ИП-1 находится вблизи пос. Акшукур, на расстоянии 303,65 м от береговой линии моря. ИП-2 расположена у автомагистрали Актау – Форт-Шевченко, на расстоянии 1635,1 м от ИП-1, рядом с открытым складом удобрений и материалов для дорожного строительства.

ИП-3 находится в районе частных построек в пригороде с. Шапагатова, на расстоянии 2135 м от ИП-2. Контрольная точка ИП-4 находится на расстоянии 9578 м от ИП-3 и была выбрана

[1] ГОСТ 17.4.4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

[2] Атомно-абсорбционная спектрометрия с электротермической атомизацией и Зеемановской коррекцией неселективного поглощения. lumex.ru/news/113.php.

[3] Основная деятельность – проведение тестирования и сертификации продукции на соответствие стандартам безопасности и качества. eng.yu.edu.kz/ru/accutest-zhshs.

 DOI: 10.54859/kjogi108865

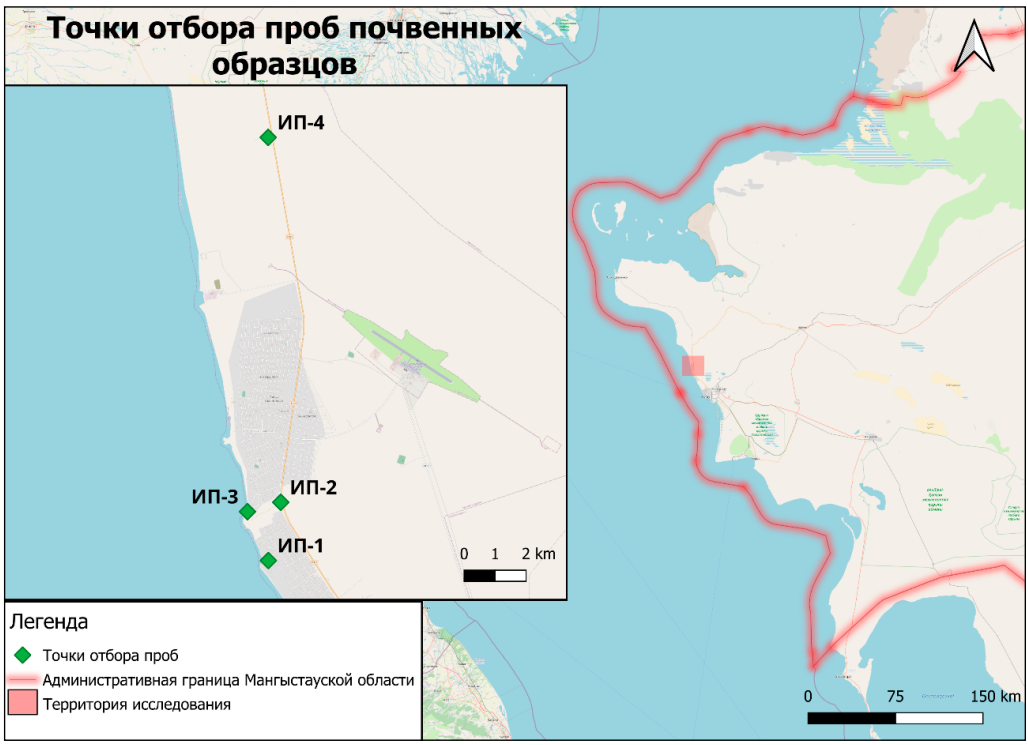


Рисунок 1. Карта точек отбора проб почвы
Figure 1. Map of soil sampling sites

для мониторинга воздействия окружающей среды. На рис. 1 изображена карта точек отбора проб почвы в прибрежной зоне, составленная в программном комплексе (далее – ПК) QGis 3.32[4].

Методы геоинформационных технологий

Для загрузки космоснимков и выбора наилучших вариантов использовалась платформа Sentinel Hub через сервер EO Browser. Снимки, отобранные с облачностью до 30%, обеспечивали хорошую видимость. Использовались снимки от космического спутника Sentinel-2 с разрешением до 10 м [11]. В ПК QGIS 3.32 обрабатывались спутниковые снимки, проводились расчёт индекса NDVI и создание карт сбора образцов почв.

NDVI является показателем, отражающим уровень здоровья и количества растительности на участке земной поверхности. Для вычисления NDVI применяется формула, основанная на значениях инфракрасного и красного каналов снимков.

Индекс NDVI рассчитывается по формуле:

$$NVDI = \frac{NIR - RED}{NIR + RED} \quad (1)$$

где NIR (*англ.* Near Infrared – ближний инфракрасный) – значения пикселей из ближнего инфракрасного канала; RED (*пер. с. англ.* «красный») – значения пикселей из красного канала [12].

Результаты вычисления NDVI представлены численным значением, которое изменяется в пределах от -1 до 1 (рис. 2). Эти значения отражают степень зелёного покрытия на анализируемой территории. Высокие значения индекса NDVI, приближенные к 1, свидетельствуют о наличии обширного и здорового растительного слоя. Низкие значения индекса NDVI, приближенные к -1, указывают на ограниченное или отсутствующее густое покрытие растительностью. Значение индекса NDVI около нуля говорят о преобладании негустой растительности или обнажённых грунтовых поверхностей. Путём применения данного расчёта создается карта NDVI, которая визуализирует пространственные данные зелёных областей на исследуемой территории [11].

Рисунок 2. Дискретная шкала NDVI
Figure 2. Discrete NDVI scale

Для оценки здоровья и плотности растительного покрова был выбран участок у береговых линий г. Актау, что охватывает район отбора проб почв.

[4] Настольная ГИС для создания, редактирования, визуализации, анализа и публикации геопространственной информации. qgis.org.

Результаты и обсуждения

На изучаемых участках в северо-восточном направлении преобладают бурые пустынные почвы, а на глубине, где расположен верхний засоленный горизонт, преимущественно встречаются солончаковые или солончаковатые почвы. Содержание гумуса в верхнем слое варьируется от 1,18 до 2,63%, но снижается до 0,42–0,97% в глубоких слоях. Биогенные элементы в этих почвах представлены на невысоком уровне. Обычно чем более тяжёлый гранулометрический состав, тем выше обменная ёмкость, которая варьируется от 9,62 до 32,15 мг-экв/100 г. В почвенно-поглощающем комплексе преобладает обменный магний (40–80% от общей ёмкости обмена). Реакция водных суспензий в этих почвах слабощелочная или близка к нейтральной (pH 6,85–7,41).

Характеристика агрохимических показателей почв (табл. 1) на данной территории указывает на низкое содержание органического вещества, щелочную реакцию почвенных растворов, их подверженность засолению и слабую устойчивость к воздействию человеческой деятельности.

pH почвы является основным показателем, влияющим на растворимость и мобильность тяжёлых металлов в почве, учитывая то, что влияние на удерживаемость тяжёлых металлов иных агрохимических показателей может различаться в зависимости от вида растительности, характерного для исследуемых почв [13]. Исходя из результатов данного исследования, можно отметить небольшое повышение pH (табл. 1) при тенденции снижения индекса NDVI (рис. 2). Вероятно, это связано с влиянием Каспийского моря, в котором также отмечено постепенное повышение pH с 8,47 до 8,54 в период с 1996 по 2022 гг. [14]. Растения, произрастающие в области исследования, аккумулировали тяжёлые металлы (рис. 3) и погибали, по причине чего происходила эрозия, и почвенные слои, больше не удерживаемые корнями растений, имели более высокую подверженность приливам воды. Подобное влияние, вероятно, способствовало постепенному увеличению кислотно-щелочного показателя почвы, особенно на участках ИП-2 и ИП-3, где отмечен сдвиг реакции среды в сторону слабощелочной (до pH 7,52 и 7,63 соответственно в 2021 г.). Таким образом, повышение pH в этих точках рассматривается как вторичный эффект, обусловленный нарушением растительного покрова и усилением эрозионных процессов.

Таблица 1. Физико-химические свойства почвы исследовательских площадок в 2019 и 2021 гг.
Table 1. Physico-chemical soil indicators at research sites, 2019–2021

Физико-химические характеристики почвы Soil physico-chemical characteristics	Исследовательские площадки / Research sites							
	ИП-1 / RS-1		ИП-2 / RS-2		ИП-3 / RS-3		ИП-4 (фон) / RS-4 (background)	
	2019	2021	2019	2021	2019	2021	2019	2021
Гумус, % Humus, %	1,18	1,19	1,39	1,41	1,47	1,48	2,62	2,63
Азот общий, % Total nitrogen, %	0,26	0,24	0,34	0,36	0,39	0,41	0,27	0,28
Фосфор (валовый), мг/кг Phosphorus (total), mg/kg	1660,3	1662	472,5	473,4	515,17	516,15	2004	2003,8
Карбонаты, % Carbonates, %	3,11	3,13	1,77	1,78	1,82	1,84	2,75	2,77
Ёмкость обмена, мг-экв/100 г Cation exchange capacity, meq/100 g	9,62	9,65	22,85	22,89	24,15	24,89	32,15	32,19
Обменный кальций, мг-экв/100 г Exchangeable calcium, meq/100 g	1,5	1,7	4	4,2	5	5,2	1,3	1,4
Обменный магний, мг-экв/100 г Exchangeable magnesium, meq/100 g	7,11	7,12	17	17,2	18,45	18,5	11,7	11,8
Обменный натрий, мг-экв/100 г Exchangeable sodium, meq/100 g	0,61	0,63	0,93	0,95	0,97	0,98	16,13	16,29
Сумма солей, мг-экв/100 г Total salts, meq/100 g	0,57	0,59	1,06	1,07	1,3	1,33	0,2	0,24
pH	7,39	7,42	7,1	7,52	7,41	7,63	6,85	6,87

Красной пунктирной линией на рисунке обозначена предельно допустимая концентрация (далее – ПДК) 3 мг/кг
The red dashed line indicates the maximum allowable concentration (MAC) of 3 mg/kg

Изучение наличия содержания тяжёлых металлов в почве имеет важное практическое значение. Учитывая потенциально негативный эффект тяжёлых металлов, важно следить за их содержанием с целью недопущения превышений нормативов ПДК [15].

Полученные результаты анализа почв свидетельствуют о резком снижении концентраций всех тяжёлых металлов в течение пяти лет исследования. Данная динамика представлена на рис. 3 на примере меди. Было отмечено превышение ПДК меди в 2019 г. в 1,6 раз, однако значения данного показателя снизились в 22 раза к 2023 г. Подобное явление может быть связано с несколькими факторами, включающими естественную ремедиацию почв, эрозионные процессы и выщелачивание.

Учитывая то, что основными источниками загрязнения вблизи территории исследования являются автотранспорт, хвостохранилище «Кошкар-Ата» и промышленные объекты, нельзя не отметить начатые в 2021 г. рекультивационные работы по засыпке местного грунта на хвостохранилище и создание защитной зелёной полосы [16].

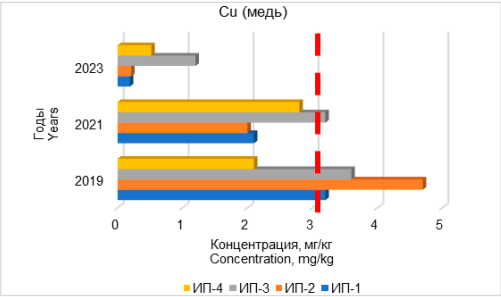


Рисунок 3. Динамика концентрации обнаруженной в почвенных образцах меди в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 3. Dynamics of copper concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023

Стоит также отметить высокие фоновые концентрации хрома, цинка, никеля и мышьяка, характерные для местных почв (табл. 2).

Таблица 2. Концентрации тяжёлых металлов в кларках земной коры и их фоновое содержание в почвах исследуемого района, мг/кг
Table 2. Heavy metal concentrations in crustal clarke values and their background levels in soils of the study area, mg/kg

Элемент Element	Кларки$_{з.к}$ Crustal clarke value	Фон Background
Медь (Cu)	47	6,4
Никель (Ni)	58	17,2
Мышьяк (As)	1,7 (5,0)	7,7
Кадмий (Cd)	0,13	0,9
Хром (Cr)	83 (70)	21,2
Свинец (Pb)	16	10,1
Цинк (Zn)	83	16

Мышьяк превышает ПДК на всех исследованных участках, причём наибольшее превышение отмечается именно на фоновой ИП-4. Это объясняется природными процессами, характерными для Мангистауской области, связанными с естественными процессами накопления и миграции мышьяка [16].

Наиболее распространённым в 2019 г. являлось загрязнение цинком, которое показало резкое снижение в 2021 г. и оставалось стабильным по данным 2023 г. При этом содержание меди ощутимо снизилось в 2023 г. в сравнении с изменениями между 2019 и 2021 гг. Похожую динамику показало содержание никеля и хрома в почвенных образцах: сначала снижение в 3,1 раз и 2,7 раз в 2021 г., далее снижение в 21 раз и в 79 раз в 2023 г. (рис. 4–5). Особое внимание стоит обратить на снижение концентраций свинца и кадмия, которые относительно мышьяка (рис. 6), никеля и хрома не должны иметь высоких фоновых значений, и хотя превышение ПДК для этих показателей не было отмечено, снижение их концентраций говорит о наличии техногенного воздействия, которое снизилось в период 2021–2023 гг. (рис. 8–9), что соответствует времени начала ремедиационных работ на хвостохранилище «Кошкар-Ата».

Это приводит к выводу, что влияние разливов и сжигания нефти на почвы прибрежной зоны в области исследования было минимальным.

Таким образом, наибольшее снижение было характерно для точек ИП-2 и ИП-3, что очень чётко коррелирует с результатами анализа NDVI (рис. 10). Согласно рис. 10, по дискретной шкале NDVI (рис. 2) наиболее низкие показатели индекса характерны в местах отбора проб ИП-2 и ИП-3. В данных точках отмечены более высокие концентрации тяжёлых металлов относительно других точек отбора.

В особенности превышения в данных точках отбора отмечены для кадмия, никеля и меди. Содержание цинка в анализируемых почвах не превышало ПДК и показало дальнейшую тенденцию к уменьшению с каждым годом исследования (рис. 7).

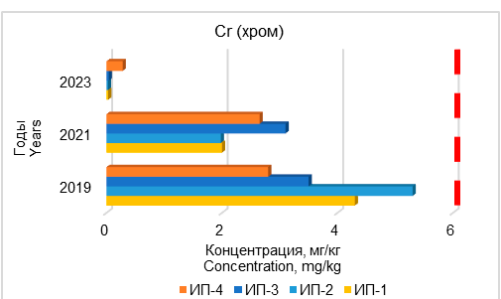


Рисунок 4. Динамика концентрации обнаруженного в почвенных образцах хрома в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 4. Dynamics of chromium concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023.
Красной пунктирной линией на рисунке обозначена ПДК 6 мг/кг.
The red dashed line indicates the MAC of 6 mg/kg.

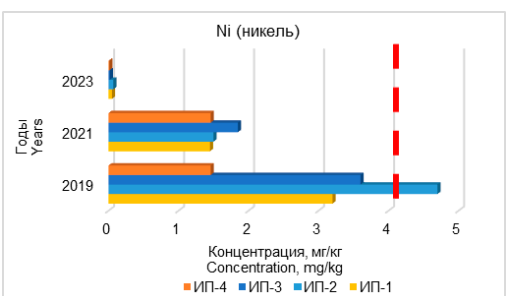


Рисунок 5. Динамика концентрации обнаруженного в почвенных образцах никеля в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 5 Dynamics of nickel concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023
Красной пунктирной линией на рисунке обозначена ПДК 4 мг/кг.
The red dashed line indicates the MAC of 4 mg/kg.

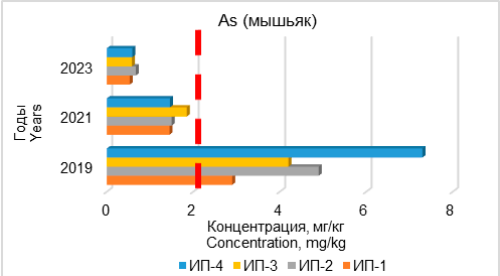


Рисунок 6. Динамика концентрации обнаруженного в почвенных образцах мышьяка в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 6. Dynamics of arsenic concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023
Красной пунктирной линией на рисунке обозначена ПДК 2 мг/кг.
The red dashed line indicates the MAC of 2 mg/kg.

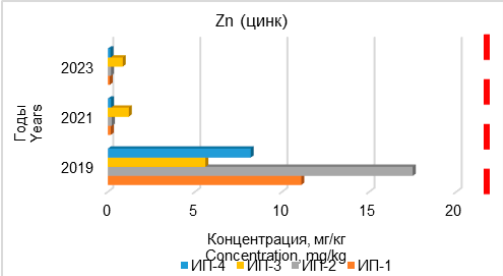


Рисунок 7. Динамика концентрации обнаруженного в почвенных образцах цинка в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 7. Dynamics of zinc concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023
Красной пунктирной линией на рисунке обозначена ПДК 23 мг/кг.
The red dashed line indicates the MAC of 23 mg/kg.

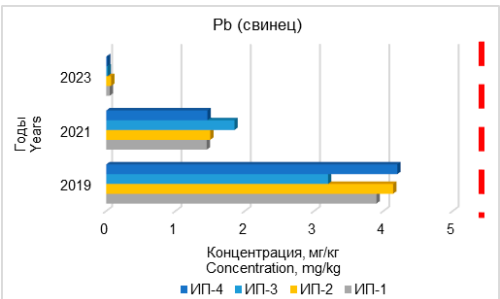


Рисунок 8. Динамика концентрации обнаруженного в почвенных образцах свинца в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 8. Dynamics of lead concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023
Красной пунктирной линией на рисунке обозначена ПДК 32 мг/кг.
The red dashed line indicates the MAC of 32 mg/kg.

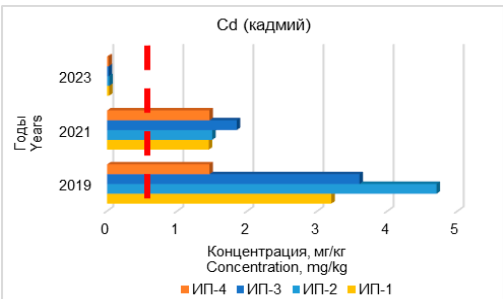


Рисунок 9. Динамика концентрации обнаруженного в почвенных образцах кадмия в 2019, 2021 и 2023 гг.
Figure 9. Dynamics of cadmium concentration in soil samples in 2019, 2021, and 2023
Красной пунктирной линией на рисунке обозначена ПДК 0,5 мг/кг.
The red dashed line indicates the MAC of 0.5 mg/kg.

Превышения ПДК кадмия на 2019 г. составляли 9,4 и 7,2 ПДК для ИП-2 и ИП-3 соответственно. Данные показатели снизились в 2023 г. в 156 и 164 раза для ИП-2 и ИП-3 соответственно.

В 2019 г. отмечается высокий вегетационный индекс (рис. 10, а). Это может указывать на отложенный эффект загрязнения или компенсаторные механизмы растений.

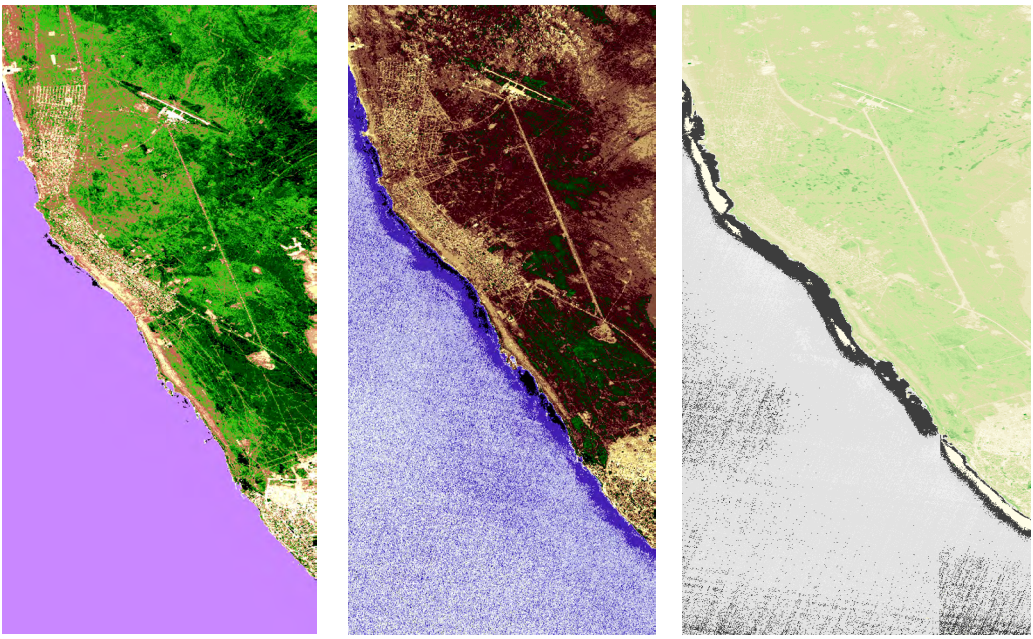
В 2021 г. при снижении загрязнения, но сохранении Cd выше ПДК, фотосинтетическая активность растительности снизилась (рис. 10, б), это может указывать на включение ремедиационных механизмов растений.

В 2023 г. NDVI имел показатель от -1 до 0,66 (рис. 10, в), что указывают на отсутствие растительности на некоторых участках и зоны с относительно здоровой и густой растительностью. В целом это указывает на некоторое восстановление деградированной экосистемы.

На исследуемом участке первоначальные значения NDVI были высокими, что указывало на здоровую и густую растительность. Например, значения NDVI в районе ИП-1, ИП-2 и ИП-3 находились в диапазоне от 0,5 до 0,7, что свидетельствовало о высокой плотности и активности фотосинтетической деятельности растений (рис. 10, а). Однако в ходе последующих наблюдений было зафиксировано значительное снижение показателей NDVI. В 2021 г. значения NDVI на всех исследовательских площадках упали до 0 или ниже, что указывает на серьёзные проблемы с растительностью (рис. 10, б). Значения NDVI, близкие к 0, свидетельствуют о слабой или мёртвой растительности либо об отсутствии растительного покрова. Такое резкое снижение NDVI может быть вызвано несколькими факторами, включая загрязнение тяжёлыми металлами, засуху, истощение почвенного покрова, заболевания растений

или антропогенное воздействие. Таким образом, снижение значений NDVI до 0 является тревожным сигналом, указывающим на ухудшение здоровья растительности и возможное разрушение экосистемы на исследуемом участке.

Согласно анализу спектрального снимка за 2023 г., минимальное значение NDVI составляет -1 (рис. 10, в), что может указывать на отсутствие растительности или её существенные проблемы. Максимальное значение 0,667642 находится в среднем диапазоне, что может свидетельствовать о частичном сохранении растительности, но всё ещё может указывать на присутствие проблем.



а) б) в)

Рисунок 10. Космоснимки с индексом NDVI
Figure 10. Satellite images with NDVI index
а) 26.04.2019; б) 15.04.2021; в) 10.04.2023

Заключение

В области исследования обнаружено влияние техногенных факторов на почву и растительность. Загрязнение преимущественно исходило от наземных источников, поскольку с учётом естественной фиторемедиации и отсутствия постоянного повышения концентрации тяжёлых металлов понижение показателей тяжёлых металлов в период исследования было резким, но стабильным. Это соответствует периоду начала рекультивации земель хвостохранилища «Кошкар-Ата». Несмотря на то, что частым источником загрязнения тяжёлыми металлами почв прибрежных зон является сжигание или разлив нефти, непосредственно в данном случае подобные источники оказали минимальное влияние.

Анализ индекса NDVI за 2023 г. показал, что растительный слой, подверженный в ранние годы исследования вредному воздействию, начал восстанавливаться, что чётко коррелирует с очень низкими концентрациями тяжёлых металлов в почве в 2023 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данные исследования финансировались Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан, грант ИРН BR24992964 «Разработка интегрированных энергосберегающих технологий для развития экологической устойчивости и эффективности морских операций в казахстанском секторе Каспийского моря», ИРН AP19175679 «Комплексное исследование и оценка экологического состояния Восточного побережья Каспийского моря в районе города Актау».

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was funded by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan under grant IRN BR24992964 “Development of Integrated Energy-Saving Technologies for Enhancing Environmental Sustainability and Efficiency of Marine Operations in the Kazakhstani Sector of the Caspian Sea” and grant IRN AP19175679 “Comprehensive Study and Assessment of the Ecological State of the Eastern Caspian Coast in the Aktau Area.”

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: Джаналиева Н.Ш., Серикбаева А.К. – анализ и проверка результатов исследований, написание и редактирование рукописи; Сейткожина Д. и Алдакова М.Д. – детальный анализ, проведение исследований, интерпретация и систематизация результатов, подготовка рисунков; Сырлыбеккызы С., Алтыбаева Ж.К. – работа с источниками, подготовка литературного обзора и табличных данных.

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: Nurgul Sh. Dzhanaliyeva, Akmaral K. Serikbayeva analyzed and validated the data and contributed to writing and editing the manuscript; Damira A. Seitkozhina, Madina DZh. Aldakova carried out detailed analyses, conducted the experiments, interpreted and systematized the results, and prepared the figure; Samal Syrlybekkyzy, Zhanssaule K. Altybayeva reviewed the literature, analyzed the sources, and prepared the tables.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ramazanova E., Bahetnur Y., Yessenbayeva K., et al.* Spatiotemporal evaluation of water quality and risk assessment of heavy metals in the northern Caspian Sea bounded by Kazakhstan // Marine Pollution Bulletin. 2022. Vol. 181. doi: 10.1016/j.marpolbul.2022.113879.
2. *El-Sharkawy M., Alotaibi M.O., Li J., et al.* Heavy Metal Pollution in Coastal Environments: Ecological Implications and Management Strategies: A Review // Sustainability. 2025. Vol. 17, N 2. doi: 10.3390/su17020701.
3. *Udofia U.U., Joseph A.P.* Impact of Oil Spillage on the Levels of Heavy Metals and Petroleum Hydrocarbons in Millipede and Soil from Ikot Ada Udo, Akwa Ibom State, South-South Nigeria // International Journal of Environment and Waste Management. 2022. Vol. 30, N 4. P. 425–439. doi: 10.1504/IJEWM.2022.128218.
4. *Gong Z., Wang Z., Wang Z.* Study on migration characteristics of heavy metals during oil sludge incineration // Petroleum Science and Technology. 2018. Vol. 36, N 6. P. 469–474. doi: 10.1080/10916466.2018.1430156.
5. *Yang J., Zhao Y., Ruan X., Zhang G.* Anthropogenic Contribution and Migration of Soil Heavy Metals in the Vicinity of Typical Highways // Agronomy. 2023. Vol. 13, N 2. doi: 10.3390/agronomy13020303.
6. *Скрипко Т.В., Мальгина И.Л.* Экологические последствия загрязнения почв тяжёлыми металлами // Успехи современного естествознания. 2019. N 6. С. 105–110.
7. *Bharti R., Sharma R.* Effect of heavy metals: An overview // Materials Today: Proceedings. 2022. Vol. 51, Part 1. P. 880–885. doi: 10.1016/j.matpr.2021.06.278.
8. *Dehkordi M.M., Nodeh Z.P., Dehkordi K.S., et al.* Soil, air, and water pollution from mining and industrial activities: sources of pollution, environmental impacts, and prevention and control methods // Results in Engineering. 2024. Vol. 23. doi: 10.1016/j.rineng.2024.102729.
9. *Sperdouli I.* Heavy Metal Toxicity Effects on Plants // Toxics. 2022. Vol. 10, N 12. doi: 10.3390/toxics10120715.
10. *Зыбалов В.С., Попкова М.А.* Влияние тяжёлых металлов на агрохимические показатели почв Южного Урала // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Химия. 2018. Т. 10, № 2. С. 33–40. doi: 10.14529/chem180204.
11. *Huang S., Tang L., Hupy J.P., et al.* A commentary review on the use of normalized difference vegetation index (NDVI) in the era of popular remote sensing // Journal of Forestry Research. 2021. Vol. 32, N 1. С. 1–6. doi: 10.1007/s11676-020-01155-1.
12. *Черепанов А.С.* Вегетационные индексы // Геоматика. 2011. № 2. С. 98–102.
13. *Xu D., Shen Zh., Dou Ch., et al.* Effects of soil properties on heavy metal bioavailability and accumulation in crop grains under different farmland use patterns // Scientific Reports. 2022. Vol. 12. doi: 10.1038/s41598-022-13140-1.
14. ncoc.kz [интернет]. Ретроспективный аналитический отчёт по результатам морских экологических исследований период с 2017 по 2022 гг. [дата обращения: 13.04.2025]. Доступ по ссылке: www.ncoc.kz/public/publications/ncoc/Ретроспективный аналитический отчет по результатам морских экологических исследований за период с 2017 по 2022 годы.pdf.
15. *Liu Y., Ma Z., Lv J., Bi J.* Identifying sources and hazardous risks of heavy metals in topsoils of rapidly urbanizing East China // Journal of Geographical Sciences. 2016. Vol. 26. P. 735–749. doi: 10.1007/s11442-016-1296-x.
16. gov.kz [интернет]. Рекультивация хвостохранилища "Кошкар Ата" продолжается в Мангистау [дата обращения: 17.04.2025]. Доступ по ссылке: www.gov.kz/memleket/entities/mangystau/press/news/details/450034?lang=ru.
17. *Кенжетаев Г.Ж., Сырлыбеккызы С., Жидебаева А.Е.* Содержание тяжёлых металлов и мышьяка в почвах района цементного завода // Spirit Time. 2020. № 4(28). С. 12–16.

REFERENCES

1. Ramazanova E, Bahetnur Y, Yessenbayeva K, et al. Spatiotemporal evaluation of water quality and risk assessment of heavy metals in the northern Caspian Sea bounded by Kazakhstan. *Marine Pollution Bulletin.* 2022;181:113879. doi: 10.1016/j.marpolbul.2022.113879.
2. El-Sharkawy M, Alotaibi MO, Li J, et al. Heavy Metal Pollution in Coastal Environments: Ecological Implications and Management Strategies: A Review. *Sustainability.* 2025;17(2):701. doi: 10.3390/su17020701.
3. Udofia UU, Joseph AP. Impact of Oil Spillage on the Levels of Heavy Metals and Petroleum Hydrocarbons in Millipede and Soil from Ikot Ada Udo, Akwa Ibom State, South-South Nigeria. *International Journal of Environment and Waste Management.* 2022;30(4):425–439. doi: 10.1504/IJEWM.2022.128218.
4. Gong Z, Wang Z, Wang Z. Study on migration characteristics of heavy metals during oil sludge incineration. *Petroleum Science and Technology.* 2018;36(6):469–474. doi: 10.1080/10916466.2018.1430156.
5. Yang J, Zhao Y, Ruan X, Zhang G. Anthropogenic Contribution and Migration of Soil Heavy Metals in the Vicinity of Typical Highways. *Agronomy.* 2023;13(2):303. doi: 10.3390/agronomy13020303.
6. Skripko TV, Malgina IL. Environmental Consequences of Soil Pollution by Heavy Metals. *Advances in current natural sciences.* 2019;6:105–110. (In Russ).
7. Bharti R, Sharma R. Effect of heavy metals: An overview. *Materials Today: Proceedings.* 2022;51(1):880–885. doi: 10.1016/j.matpr.2021.06.278.
8. Dehkordi MM, Nodeh ZP, Dehkordi KS, et al. Soil, air, and water pollution from mining and industrial activities: sources of pollution, environmental impacts, and prevention and control methods. *Results in Engineering.* 2024;23:102729. doi: 10.1016/j.rineng.2024.102729.
9. Sperdouli I. Heavy Metal Toxicity Effects on Plants. *Toxics.* 2022;10(12):715. doi: 10.3390/toxics10120715.
10. Zybalov VS, Popkova MA. Influence of heavy metals on agrochemical indicators of The South Ural soils. *Bulletin of the Ural State University.* 2018;10(2):33–40. (In Russ). doi: 10.14529/chem180204.
11. Huang S, Tang L, Hupy JP, et al. A commentary review on the use of normalized difference vegetation index (NDVI) in the era of popular remote sensing. *Journal of Forestry Research.* 2021;32(1):1–6. doi: 10.1007/s11676-020-01155-1.
12. Cherepanov AS. Vegetatsionnye indexy. *Geomatika.* 2011;2:98–102. (In Russ).
13. Xu D, Shen Z, Dou C, et al. Effects of soil properties on heavy metal bioavailability and accumulation in crop grains under different farmland use patterns. *Scientific Reports.* 2022;12:9211. doi: 10.1038/s41598-022-13140-1.
14. ncoc.kz [Internet]. Retrospective analytical report on the results of 2017–2022 offshore environmental survey [cited 2025 Apr 13]. Available from: www.ncoc.kz/public/publications/ncoc/ Retrospective Analytical Report on the Results of 2017–2022 Offshore Environmental Survey.pdf.
15. Liu Y, Ma Z, Lv J, Bi J. Identifying sources and hazardous risks of heavy metals in topsoils of rapidly urbanizing East China. *Journal of Geographical Sciences.* 2016;26:735–749. doi: 10.1007/s11442-016-1296-x.
16. gov.kz [Internet]. Rekul'tivatsiya khvostokhranilishcha "Koshkar Ata" prodolzhaetsya v Mangistau [cited 2025 Apr 17]. Available from: www.gov.kz/memleket/entities/mangystau/press/news/details/450034?lang=ru.
17. Kenzhetaev GZ, Syrlybekkyzy S, Zhedebayeva AE. The content of heavy metals and arsenic in the soils of the cement plant area. *Spirit Time.* 2020:4(28):12–16. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Джаналиева Нургуль Шарипкалиевна
PhD
ORCID 0000-0002-9823-0255
e-mail: *nurgul.janaliyeva@yu.edu.kz*.
Серикбаева Акмарал Кабылбековна
профессор
ORCID 0000-0001-8030-8934
e-mail: *serikbayeva.akmaral@yu.edu.kz*.
Сейткожина Дамира Ардаковна
ORCID 0009-0001-7535-9750
e-mail: *damiraseit@gmail.com*.
***Алдакова Мадина Джиенбековна**
ORCID 0009-0009-5737-7216
e-mail: *m.aldakova@kmge.kz*.
Сырлыбеккызы Самал
PhD, профессор
ORCID 0000-0002-0260-0611
e-mail: *syrlybekkyzy.samal@yu.edu.kz*.
Алтыбаева Жансауле Кадыргалиевна
ORCID 0000-0002-8404-2157
e-mail: *zhahsaule.altybayeva@yu.edu.kz*.

AUTHORS' INFO

Nurgul Sh. Dzhanaliyeva
PhD
ORCID 0000-0002-9823-0255
e-mail: *nurgul.janaliyeva@yu.edu.kz*.
Akmaral K. Serikbayeva
Professor
ORCID 0000-0001-8030-8934
e-mail: *serikbayeva.akmaral@yu.edu.kz*.
Damira A. Seitkozhina
ORCID 0009-0001-7535-9750
e-mail: *damiraseit@gmail.com*.
***Madina D. Aldakova**
ORCID 0009-0009-5737-7216
e-mail: *m.aldakova@kmge.kz*.
Samal Syrlybekkyzy
PhD, Professor
ORCID 0000-0002-0260-0611
e-mail: *syrlybekkyzy.samal@yu.edu.kz*.
Zhanssaule K. Altybayeva
ORCID 0000-0002-8404-2157
e-mail: *zhahsaule.altybayeva@yu.edu.kz*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.022
МРНТИ 87.01.21

DOI: 10.54859/kjogi108914

Получена: 03.09.2025.
Одобрена: 14.12.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Научный обзор

Способы утилизации буровых шламов. Приоритетные направления

Т.Н. Алексеева[1], Б.Ф. Сабиров[2], А.Ж. Шагилбаев[2], С.А. Губашев[2], Г.Х. Исмаганбетова[2]

[1]Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, г. Санкт-Петербург, Россия
[2]Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Предприятиями нефтегазовой промышленности в процессе разведки и добычи углеводородов создаётся и накапливается большое количество различных отходов, которые должны утилизироваться безопасным образом, с минимальным воздействием на окружающую среду и без влияния на здоровье человека. Большую часть этих отходов составляют буровые шламы и отработавшие буровые промывочные и технологические жидкости, а также сточные воды.

В качестве объекта исследований использовалась информация о практическом применении методов утилизации буровых шламов, а также о результатах научных экспериментов, опубликованная в научно-технических журналах в свободном доступе, в материалах научных конференций, научных отчётах, монографиях. По итогам выполненного обзора выделены основные применяемые на практике направления утилизации буровых шламов с получением полезной продукции. При этом технологии производства строительных материалов и грунтов для проведения технического этапа рекультивации и консервации нарушенных земель, безусловно, относятся к перспективным, наиболее технически подготовленным, экономически целесообразным и проходящим экспериментальную и промышленную апробацию. К потенциально пригодным и перспективным следует отнести и технологии подготовки, и закачки буровых шламов в подземные горизонты с целью обеспечения экологической безопасности производственных объектов разведки и разработки месторождений углеводородов в условиях суши и континентального шельфа.

Ключевые слова: *буровые шламы, методы утилизации, шламонакопители, мелкодисперсная пыль, асфальтобетон, рекультивант, полиароматические углеводороды, термические десорбция и деструкция, геологические формации, аннулярная инъекция, капсуляции.*

Как цитировать:

Алексеева Т.Н., Сабиров Б.Ф., Шагилбаев А.Ж., и др. Способы утилизации буровых шламов. Приоритетные направления // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 112–123. DOI: 10.54859/kjogi108914.

© Алексеева Т.Н., Сабиров Б.Ф., Шагилбаев А.Ж., Губашев С.А., Исмаганбетова Г.Х., 2025

Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

UDC 622.022
CSCSTI 87.01.21

DOI: 10.54859/kjogi108914

Received: 03.09.2025.
Accepted: 14.12.2025.
Published: 31.12.2025.

Review article

Methods of Disposal of Drilling Sludge. Priority Directions

Tatyana N. Alexeyeva[1], Bolatkhan F. Sabirov[2], Adil Zh. Shagilbayev[2], Sarsenbay A. Gubashev[2], Gulmira Kh. Ismaganbetova[2]
[1]St. Petersburg State Marine Technical University, Saint Petersburg, Russia
[2]Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT
In the process of hydrocarbon exploration and production, oil and gas industry enterprises generate and accumulate a large amount of various waste, which must be disposed of safely, with minimal impact on the environment and without affecting human health. A significant portion of this waste consists of drilling sludge, spent drilling and process fluids, as well as wastewater.
The study was based on information regarding the practical application of drilling sludge disposal methods, as well as the results of scientific experiments published in open-access scientific and technical journals, conference proceedings, research reports, and monographs. Based on the conducted review, the main directions of drilling sludge disposal currently applied in practice with the production of useful products have been identified.
In particular, technologies for the production of construction materials and soils for the technical stage of land reclamation and conservation of disturbed lands are considered promising, technically well-developed, economically feasible, and are currently undergoing experimental and industrial testing. Technologies for the treatment and injection of drilling sludge into underground formations should also be regarded as potentially applicable and promising, as they ensure the environmental safety of exploration and production facilities both onshore and on the continental shelf.
Keywords: *drilling sludge; disposal methods; sludge pits; fine particulate dust; asphalt concrete; soil reclamation agent; polycyclic aromatic hydrocarbons; thermal desorption and decomposition; geological formations; annular injection; encapsulation.*

To cite this article:
Alexeyeva TN, Sabirov BF, Shagilbayev AZ, et al. Methods of Disposal of Drilling Sludge. Priority Directions. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):112–123. DOI: 10.54859/kjogi108914.

© 2025 Alexeyeva T.N., Sabirov B.F., Shagilbayev A.Zh., Gubashev S.A., Ismaganbetova G.Kh.
License CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 622.022
ҒТАХР 87.01.21

DOI: 10.54859/kjogi108914

Қабылданды: 03.09.2025.
Мақұлданды: 14.12.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Ғылыми шолу

Бұрғылау шламын кәдеге жарату тәсілдері. Басымдылық танытылған бағыттар

Т.Н. Алексеева[1], Б.Ф. Сабиров[2], Ә.Ж. Шагилбаев[2], С.Ә. Губашев[2], Г.Х. Исмаганбетова[2]

[1]Санкт-Петербург мемлекеттік теңіз техникалық университеті, Санкт-Петербург қаласы, Ресей
[2]ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Мұнай-газ өнеркәсібі кәсіпорындары көмірсутектерді барлау және өндіру процесінде әр түрлі қалдықтардың көп мөлшері жасалады және жинақталады, олар қауіпсіз түрде, қоршаған ортаға аз әсер етіп, адам денсаулығына әсер етпестен жойылуы керек. Бұл қалдықтардың көп бөлігі бұрғылау шламдарынан және пайдаланылған бұрғылау жуу және технологиялық сұйықтықтардан, сондай-ақ ағынды сулардан тұрады. Зерттеу объектісі ретінде бұрғылау шламдарын кәдеге жарату әдістерін практикалық қолдану туралы, сондай-ақ ғылыми-техникалық журналдарда, ғылыми конференциялар материалдарында, ғылыми есептерде, монографияларда жарияланған ғылыми эксперименттердің нәтижелері туралы ақпарат пайдаланылды. Жүргізілген шолу қорытындысы бойынша пайдалы өнім ала отырып, бұрғылау шламдарын кәдеге жаратудың тәжірибеде қолданылатын негізгі бағыттары бөлінді. Бұл ретте бұзылған жерлерді қалпына келтіру мен консервациялаудың техникалық кезеңін жүргізу үшін құрылыс материалдары мен топырақты өндіру технологиялары, әрине, перспективалы, неғұрлым техникалық дайындалған, экономикалық тұрғыдан орынды және эксперименттік және өнеркәсіптік сынақтан өтуге жатады. Құрлық пен континенттік қайраң жағдайында көмірсутектер кен орындарын барлау және игеру өндірістік объектілерінің экологиялық қауіпсіздігін қамтамасыз ету мақсатында бұрғылау шламдарын дайындау және жерасты горизонттарына айдау технологиялары әлеуетті жарамды және перспективалы болып табылады

Негізгі сөздер: *бұрғылау шламы, қайта өңдеу әдістері, шлам жинағыштар, тозаң сияқты майда шаң, асфальтбетон, рекультивант, полиароматикалық көмірсутектер, термиялық десорбция және деструкция, геологиялық құрылымдар, аннулярлық иньекция, капсуляция.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Алексеева Т.Н., Сабиров Б.Ф., Шагилбаев Ә.Ж., және б. Бұрғылау шламын кәдеге жарату тәсілдері. Басымдылық танытылған бағыттар // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 112–123 б. DOI: 10.54859/kjogi108914.

© Алексеева Т.Н., Сабиров Б.Ф., Шагилбаев Ә.Ж., Губашев С.Ә., Исмаганбетова Г.Х., 2025

Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Введение

Непрерывное увеличение потребления энергоносителей, в основном нефти и газа, приводит к интенсификации добычи углеводородов (далее – УВ) с последующим исчерпанием запасов эксплуатируемых месторождений. Это приводит к необходимости разведки и освоения всё новых и новых месторождений. Так постепенно происходит расширение объектов добычи с перемещением на не освоенные ранее территории суши и акватории морей с применением современных технологий строительства нефтяных и газовых скважин. Резкое увеличение скорости проходки бурением толщи горных пород с целью увеличения прироста запасов и объёмов добычи УВ приводит к закономерному увеличению образования объёмов отходов производства, в т.ч. буровых шламов.

Состав и свойства буровых шламов

Буровые шламы являются многотоннажными отходами с разнородными химическими и физическими составами, представляя собой обводнённый продукт измельчения выбуренной горной породы на забое и по стволу скважины в смеси с твёрдой фазой буровой промывочной жидкости, обработанной химическими реагентами, загрязнённой тяжёлыми металлами и флюидами, фильтрующимися из горизонтов с высоким пластовым давлением [1, 2].

Гранулометрический, минералогический и химический составы буровых шламов непостоянны, зависят от геолого-технических условий разрабатываемого месторождения, а именно: вида горных пород, режима бурения, состава буровой промывочной жидкости, применяемых технологий и оборудования для выделения шлама в процессе очистки буровой промывочной жидкости. Гранулометрический состав шлама изменяется в широких пределах – от +5 до -1 мм и менее, при этом около 40% общей массы представлено классом крупности менее 44 мкм.

Шлам обладает сложным минералогическим составом. Основную его массу составляют полиминеральные гетерозернистые частицы кварцсодержащих горных пород, в меньших количествах – карбонаты в виде кальцита, доломита, магнезита, в незначительных количествах – барит, гипс, глинистые компоненты в виде каолинита и монтмориллонита [1, 2].

Воздействие буровых шламов на окружающую среду

Воздействие буровых шламов на элементы окружающей природной среды – атмосферу, гидросферу, литосферу и почвенно-растительный слой – обусловлено их обводнением, загрязнением нефтью, химическими реагентами, тяжёлыми металлами, пластовыми флюидами [3, 4].

Воздействие на атмосферу. В процессе хранения шлама длительное время в открытых шламовых амбарах происходит испарение с поверхности жидкой фракции, опасное для биосферы и человека, – «мелкодисперсное пыление» обезвоженной поверхности [5–7].

Воздействие на водоносные горизонты. Фильтрация при разгерметизации изолирующих экранов, мембран, слоёв подстилающего глинистого изоляционного слоя приводит к:

– изменению химико-биологических свойств экосистемы;

– увеличению содержания взвешенных веществ;

– изменению теплового режима водной среды;

– увеличению содержания ионов металлов в воде;

– изменению показателя pH (кислотности) и уровня солёности в водных экосистемах.

Все эти изменения как по отдельности, так и совместно, влияют на жизнедеятельность организмов, видовой состав и продуктивность экосистемы в целом.

Воздействие на почвенно-растительный слой. С изменением физико-механических свойств почвы происходит [3, 4]:

– ее комкование с повышением вязкости и липкости при уменьшении плодородия;

– засоление и усиление фитотоксичности;

– миграция минеральных солей с нарушением химического баланса ионов магния, натрия и кальция, а также агрохимических свойств с ухудшением процессов питания растений.

Установлено, что даже после 10–15 лет растительный покров на загрязнённых буровыми шламами территориях восстанавливается только наполовину, что приводит к деструкции рельефа и заболачиванию территории [3]. При этом сокращается биологическое разнообразие и нарушаются трофические цепи.

Краткий обзор методов утилизации буровых шламов

На стадии разработки проектных технико-технологических решений в области утилизации буровых шламов с целью ликвидации или минимизации воздействия на окружающую среду предлагается систематизация отходов по агрегатному состоянию или компонентному составу с разделением способов и технологий на группы по классификационным признакам [7, 8] (табл. 1).

Термические методы обезвреживания и утилизации буровых шламов. Применимы для термической нейтрализации органических включений с целью получения гранулята грунта и прочих вторичных ресурсов для производства строительной продукции. Позволяют обеспечить уменьшение токсичности за счёт высоких температур и избавить шламы от патогенных микробов, вирусов и спор.

Для утилизации буровых шламов используются более сложные технологии [3, 4, 6, 7]:

– термическая десорбция и деструкция;
– экстракция и промывание растворителями;
– биоремедиация;
– микроволновая обработка.

Физические методы утилизации. На ряде объектов пока ещё используется устаревший способ утилизации буровых шламов – захоронение в буровых амбарах непосредственно на рабочей площади буровой установки. После завершения бурения и испытания скважин буровые амбары начинают использоваться в качестве шламохранилищ. В отличие от недалекого прошлого, современные амбары строятся с мембранной изоляцией, а при необходимости обустраиваются и изолирующими экранами, и изолирующим укрытием. Такая операция позволяет проводить консервацию захоронения шламов на длительный срок.

Таблица 1. Разделение основных методов утилизации буровых шламов по классификационным признакам [6–10]
Table 1. Classification of the main drilling sludge disposal methods according to classification criteria [6–10]

Основной классификационный признак Main Classification Criterion	Методы утилизации и переработки Disposal and Processing Methods	Разновидность метода Method Type
Термический Thermal	Сжигание Combustion	Сжигание в печах различной конструкции Combustion in furnaces of various designs
	Сушка, прогрев Drying, heating	Сушка, прогрев в печах различной конструкции Drying or heating in furnaces of various designs
	Высокотемпературный обжиг High-temperature firing	Высокотемпературный обжиг в печах различной конструкции High-temperature firing in furnaces of various designs
Физические Physical	Захоронение Landfilling	Захоронение в специально отведённых местах, в глубокозалегающие подземные горизонты, в земляные амбары, шламохранилища и т.д. Disposal in designated sites, deep underground formations, earth pits, sludge pits, etc.
	Закачка Injection	Закачка в пласт-коллектор глубокозалегающего подземного горизонта, в поровое пространство или в образованные гидроразрывом пласта трещины Injection into deep underground reservoir formations, into pore spaces, or into fractures created by hydraulic fracturing
Химические и физико-химические Chemical and Physico-Chemical	Отверждение Solidification	Отверждение с применением неорганических вяжущих (цемент, жидкое стекло, окись алюминия и др.) и органических (фенолформальдегидные смолы и др.) добавок с получением отвержденной смеси Solidification using inorganic binders (cement, water glass, alumina, etc.) and organic binders (phenol-formaldehyde resins, etc.) to obtain a hardened mixture
	Гидрофобизация Hydrophobization	Гидрофобизация поверхности шлама с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующей обработкой электролитами Hydrophobization of sludge surface with organic or water-soluble high-molecular compounds, followed by treatment with electrolytes
	Реагентное капсулирование Reagent encapsulation	Обработка бурового шлама капсулирующими полимерами с последующей грануляцией Treatment of drilling sludge with encapsulating polymers followed by granulation
	Модифицирующая (специальная) обработка Modifying (special) treatment	Агломерация бурового шлама в смеси с органическими составляющими, неорганическим вяжущим и структурообразующими полимерами Agglomeration of drilling sludge with organic components, inorganic binders, and structure-forming polymers
Биологические Biological	Микробиологическое разложение в почве, рекультивация Microbiological decomposition in soil, reclamation	Биоремедиация буровых шламов Bioremediation of drilling sludge
		Технический этап рекультивации или консервации нарушенных земель Technical stage of land reclamation or conservation of disturbed lands
		Смешение бурового шлама с гумино-минеральными концентратами Mixing of drilling sludge with humic-mineral concentrates
Комплексные Complex	Безамбарное бурение Pitless drilling	Переработка буровых шламов с максимальным учётом химических, физико-механических свойств и использованием всех составляющих, в результате которой отходы становятся сырьём, реагентами или наполнителями в процессе производства продукции и не оказывают отрицательного воздействия на окружающую природную среду Processing of drilling sludge with maximum consideration of chemical, physico-mechanical properties, and using all components so that the waste becomes raw material, reagents, or fillers in production without negatively impacting the environment

Более приемлемым способом захоронения буровых шламов в пласт-коллектор или пласт-трещину является инъектирование в подземные горизонты по технологии RECLAIM компании MI-SWACO [6, 7, 11–15].

Особый интерес захоронение буровых шламов инъектированием в подземные горизонты представляет при бурении геологоразведочных скважин на осваиваемых новых территориях, например, Средней Сибири. Огромнейший район

DOI: 10.54859/kjogi108914

Сибири не имеет необходимого уровня промышленной, транспортной и гражданской инфраструктуры лицензионных участков и прилегающих территорий [10–17]. Это делает сложным обеспечение экологически безопасной и эффективной утилизации шламов.

Ещё более привлекательным и приемлемым способом представляется захоронение буровых шламов в подземные горизонты при бурении, особенно на арктическом континентальном шельфе, где действует принцип запрета «нулевой сброс» (zero discharge principle) [16].

Однако при всей своей привлекательности способ захоронения инъектированием буровых шламов в подземные горизонты не получил широкого распространения, хотя в СНГ и в западных странах имеется опыт его использования в течение последних десятилетий прошлого столетия. Причина заключается в сложности технологии процесса, применении дорогостоящего оборудования и недостаточной изученности подходящих для инъектирования шламов геологических формаций. Таким образом, для более эффективных и экологически безопасных операций необходимо стабильное решение трёх основных инженерных целей в проекте инъекции отходов [17, 18]:

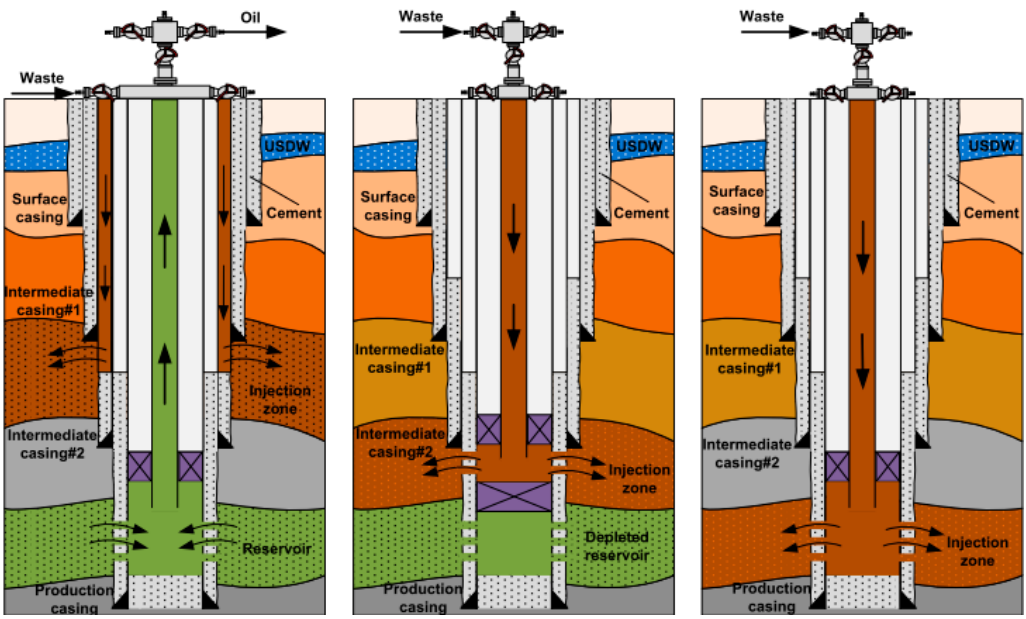
– обеспечить удержание инъекционных отходов в заданной геологической формации (управление окружающей средой);

– сохранить максимальную инъекционную способность с минимальным вмешательством в работу скважины (управление затратами);

– максимизировать ёмкость хранения в геологической формации и срок службы скважины (управление активами).

Выбор подходящего метода инъекции отходов. С точки зрения выбора инъекционной скважины как средства безопасной транспортировки жидких отходов в выбранную подземную формацию в мире приняты два основных метода инъекции отходов в процессе добычи: трубная и аннулярная (кольцевидная) (рис. 1) [15, 17, 18].

Трубная инъекция – это инъекция в специальную или заброшенную скважину. В аннулярном (кольцевидном) вводе отходов обычно жидкая фаза бурового отхода вводится в аннулярное пространство между технической и эксплуатационной обсадной колоннами, в то время как одновременно техническая и эксплуатационная обсадные колонны могут использоваться для других целей, например, для добычи УВ.



а) б) в)

Рисунок 1. Аннулярная инъекция отходов (а) и трубные инъекции (б и в) [15]
Figure 1. Annular injection of waste (a) and tubing injections (б and в) [15]
а) аннулярная инъекция с одновременным производством (добычей) / annular injection with simultaneous production; б) трубопроводная инъекция в заброшенную скважину / tubing injection into an abandoned well; в) трубная инъекция в специальную инъекционную скважину / tubing injection into a dedicated injection well

Наиболее важные параметры для определения подходящего места для инъекции суспензий в трещины – это проницаемость, пористость, толщина пласта, глубина и структурно-геологические характеристики района: толщина резервуара – более 2 м; толщина изолирующих пластов – в 4 раза больше толщины резервуара; проницаемость – от 10×10^{-3} мкм²

до 1000×10⁻³ мкм²; пористость – более 15%; глубина залегания пласта-коллектора – от 200 до 3000 м; структурная конфигурация – промежуточная или простая последовательность «песок – глина» нескольких слоёв.

Утилизация буровых шламов путём инъекции суспензии в заданную геологическую формацию напоминает использование гидравлического разрыва как метода стимуляции резервуара, а также указывает на проблему потерянной циркуляции, распространённой при бурении скважин [17, 18]. Вне зависимости от того, используется ли в качестве зоны утилизации поровое пространство пласта-коллектора или трещины пласта-разрыва, одними из самых важных задач остаются удержание инъецируемых отходов внутри геологической формации и предотвращение нежелательного движения отходов обратно к поверхности или к подземным источникам питьевой воды. Основной метод достижения – получение достоверной информации о состоянии принимающего и изолирующих пластов с оценкой пригодности для накопления и удержания инъектируемых буровых шламов в границах заданной геологической формации ещё на стадии проведения сейсморазведки или других видов геофизических исследований.

Однако несмотря на то, что инъекция отходов в подземные горизонты является экологически приемлемым вариантом утилизации буровых шламов, особенно при разведке и разработке месторождений УВ на не освоенных ранее территориях, а также на континентальном шельфе, возможность серьёзного воздействия на окружающую среду все ещё существует [17, 18].

Это подтверждается фактами из отчёта для Министерства энергетики США [17]. По состоянию на май 2003 г. база данных инъекций шлама содержит полную или частичную информацию о 334 инъекциях со всего мира. Три ведущих региона, представленные в базе данных по инъекциям шлама, – это Аляска (129 записей), Мексиканский залив (66 записей) и Северное море (35 записей) [17]. Фиксировались операционные проблемы при использовании шламов с неподходящей вязкостью, работой на слишком низкой скорости инъекции, недостаточной промывкой скважины чистой водой и падением давления в конце инъекционного цикла, что позволяло твёрдым частицам возвращаться в скважину из пласта-коллектора. Ещё одна операционная проблема возникала из-за чрезмерного износа рабочей поверхности труб и других компонентов системы, вызванного абразивной природой шлама. В некоторых случаях инъекция не соответствовала скорости бурения, и извлечённые в процессе очистки буровых растворов шламы приходилось обезвоживать и складировать на рабочей площадке с целью последующей утилизации. Эта ситуация неэффективна и на суше, но на шельфе может стать причиной остановки бурения из-за недостатка места хранения на буровой платформе. В некоторых случаях персоналом в состав отходов добавлялись неподготовленные к инъекции материалы, что либо приводило к повреждению оборудования для обработки шламов, либо нарушало бесперебойность в работе.

Несмотря на неудобства, создаваемые при возникновении операционных затруднений, экологические проблемы вызывают гораздо большую озабоченность. Так, непредвиденная утечка в окружающую среду не только создаёт ответственность для оператора, но также, как правило, приводит к временной или постоянной остановке инъекций на этом участке.

Таким образом, инъекция пульпы бурового шлама успешно применялась во многих местах по всему миру, хотя в некоторых из них безуспешно. Причины этих проблем объяснимы и могут быть устранены при правильных оценке и выборе местоположения, проектировании и эксплуатации. Когда инъекция пульпы шлама осуществляется в местах с приемлемыми геологическими условиями и должным образом контролируется технологический процесс, данный способ может быть наиболее безопасным методом утилизации. Поскольку отходы инъецируются на большую глубину в землю ниже зон питьевой воды, правильно управляемые операции по инъекции пульпы должны представлять меньшие экологические риски, чем более традиционные методы наземной утилизации. Стоимость такой инъекции конкурентоспособна и более привлекательна, чем стоимость других методов утилизации [9].

Химические и физико-химические способы. Способы активно применяются на практике при утилизации буровых шламов, образованных при бурении с полимер-глинистыми буровыми промывочными жидкостями. Используются в основном методы стабилизации с химической фиксацией и капсуляцией загрязняющих веществ (табл. 1) и получением относительно безопасных отходов для размещения на полигонах по захоронению отходов в шламонакопителях и отвалах или вторичного ресурса в виде инертного материала для рекультивации горных выработок, а также техногрунта для строительных работ.

Метод не всегда эффективен в виду высоких затрат, нестабильных характеристик получаемого техногрунта, экологических рисков загрязнения гидросферы и литосферы химическими компонентами буровых шламов [3, 4].

Комплексный подход к утилизации буровых шламов при использовании технологии безамбарного бурения. Используется при переработке с максимальным учётом химических, физико-механических свойств, в результате которой отходы становятся сырьём, например, для изготовления дорожно-строительных материалов, рекультивантов или наполнителей в процессе производства продукции, например, строитель-

ных материалов. К последним относятся кирпичи, блоки, керамические изделия.

Такой подход является прогрессивным и целесообразным. Относится к наиболее технически и технологически подготовленным, экономически обоснованным и не оказывающим негативного воздействия на окружающую природную среду [6–9, 20].

Производство строительных материалов. В зарубежной практике также известны решения по получению вторичных материалов для производства кирпича. На крупнейшем газовом месторождении в Китае в районе горы Даба при бурении добычных скважин в шламонакопители на дневной поверхности в амбары объёмом около 3×10³ м³ поступало до 1000 м³ буровых шламов. Буровые шламы и выбуренные горные породы представляли основной вид твёрдых отходов центрального месторождения. В процессе исследования состояния объекта захоронения твердых буровых отходов, образцы предварительно разрыхленых отложений для представительности и достоверности отбирались методом конверта. При лабораторных исследованиях было установлено, что плотность уплотнённых отходов тёмно-серого цвета составила 1,75 г/см³, влажность – 24%. Элементный состав шлама представлен в табл. 2 [20].

Таблица 2. Состав затвердевших буровых шламов газового месторождения Даба [20]
Table 2. Composition of solidified drilling sludge from the Daba gas field [20]

Items	Cl^-	SO_4^{2-}	Na	Fe	Ca	Mg	Si	Al	CO_3^{2-}	Petroleum	Other
Content, %	0,1	5,6	1,0	9,0	12,4	6,8	15,8	22,8	10,2	0,4	15,9

Содержание тяжёлых металлов и радиоактивных элементов соответствовало национальным стандартам строительных материалов или материалов для облицовки, поэтому буровые твёрдые отходы были признаны безопасными для производства кирпича. Технологическая схема кирпичного завода представлена на рис. 2.

На территории России экспериментальные исследования проводились с буровыми шламами, выделяемыми при обработке буровых промывочных жидкостей [1, 2]. В качестве примера предлагаются результаты экспериментальных исследований шламов самоподъёмной плавучей буровой установки «Арктическая» на участке российского сектора Балтийского моря.

Оптимальная ситовая характеристика шихты определена методом классификационного подбора на виброситах в соответствии с рекомендациями по уплотнению для формования и термообработки [18, 19]. В представленных образцах прослеживается последствие эффекта гравитационной сегрегации, наблюдаемой при перемещении шихты (рис. 3), что делает обязательным её усреднение перед формованием.

Среднее значение плотности брикетов после термической стабилизации – 2,06 г/см³, прочность на сжатие – 247–282 кг/см², что соответствует марке прочности кирпича М 250 [1, 2]. Текстура материала брикета (бурового шлама) позволяет изготовить изделие с «лицевой стороной» с использованием материалов и/или красок любого состава и цвета (рис. 4).

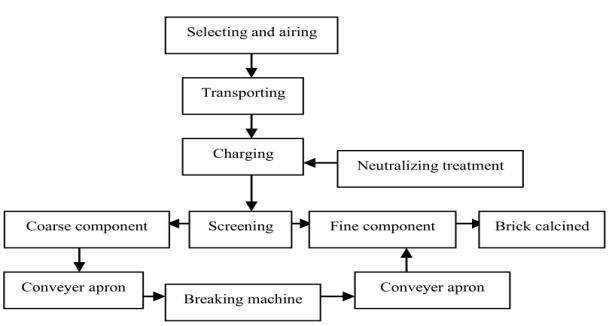


Рисунок 2. Технологическая схема заводского производства кирпича [20]
Figure 2. Technological scheme of factory brick production [20]

Selecting and airing – отбор и вентиляция; transporting – транспортировка; charging – зарядка; neutralizing treatment – нейтрализующее обработка; coarse component – крупная фракция; screening – сортировка; fine component – мелкая фракция; brick calcined – обожжённый кирпич; conveyer apron – конвейерный лоток; breaking machine – машина (пресс) для формования; conveyer apron – конвейерный лоток.

Рисунок 3. Эффект гравитационной сегрегации, наблюдаемой при перемещении шихты
Figure 3. Effect of gravitational segregation observed during batch movement

Рисунок 4. Особенности текстуры материала брикета (бурового шлама)
Figure 4. Features of the briquette material texture (drilling sludge)

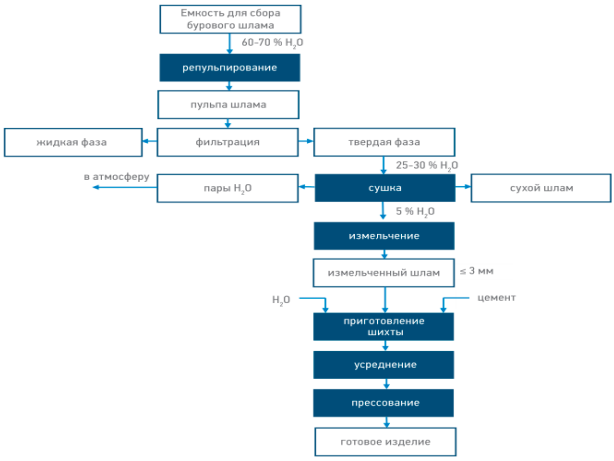


Рисунок 5. Принципиальная технологическая схема переработки буровых шламов [2]
Figure 5. Principal technological scheme for drilling sludge processing [2]

Вне зависимости от местоположения буровой установки на суше или морской буровой платформы первичную подготовку сырья предлагается проводить сразу после выделения шламов на стадии очистки буровой промывочной жидкости с последовательной проработкой на грохотах, батареях гидроциклонов, при необходимости – на центрифуге. Полученный таким образом продукт – обводнённая шламовая пульпа – проходит термическую подготовку с целью обезвоживания: репульпирование, фильтрация, выделение твёрдой фазы с последующей сушкой.

Оставшаяся часть операций (рис. 4) может быть выполнена на специализированном объекте. Эффект от проведения подготовительных операций заключается в сокращении расходов на транспортирование после удаления влаги. Предложенная принципиальная технологическая схема производства по переработке буровых шламов представлена на рис. 5 [2].

Заключение

Рассматриваемые в данном обзоре способы утилизации буровых шламов относятся к наиболее перспективным, при этом наибольший интерес представляют способы получения вторичных материальных ресурсов для производства строительных материалов разной степени сложности как наиболее технически подготовленные и экономически целесообразные и проходящие в настоящее время активную экспериментальную и промышленную апробацию. Такая утилизация буровых шламов с положительным техническим, экологическим и экономическим эффектом может достигаться при наличии следующих признаков:

– экономическая целесообразность;
– техническая подготовленность;
– обеспеченность гарантией экологической безопасности;
– рациональное использование природных ресурсов.

Утилизация буровых шламов посредством их переработки и уплотнения, а также использования в качестве вторичного материального ресурса в производстве строительных материалов позволяет обеспечить:

– совершенствование процессов обращения с производственными отходами за счёт сокращения площадей земельных участков, занятых под их размещение;
– существенное снижение стоимости транспортирования, платы за их размещение;
– вовлечение во вторичный цикл производства;
– получение прибыли;
– снижение техногенной нагрузки на окружающую среду, в особенности в регионах интенсивной добычи нефти и газа;
– рациональное использование природных ресурсов, применяемых при производстве строительных материалов, восполнение потребности строительной отрасли ресурсами вторичного сырья;
– переработку образующихся и накопленных буровых шламов, создание условий для последующей рекультивации загрязнённых нефтяными отходами земель, ликвидацию заброшенных шламовых амбаров.

 DOI: 10.54859/kjogi108914

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: Алексеева Т.Н. – генерация идеи исследования, постановка задач, подготовка рабочей версии статьи и финальное редактирование рукописи; Сабиров Б.Ф. – детальный анализ обзорных материалов, проведение исследований в области инъектирования буровых шламов в глубокозалегающие подземные горизонты с последующим написанием соответствующей части рукописи; Шагилбаев А.Ж. – анализ и проверка результатов обзора профильных публикаций, интерпретация и систематизация результатов исследований; Губашев С.А. – обзор текстовых материалов в научно-технических изданиях дальнего зарубежья, технический перевод на казахский и русский язык, написание сооьветствующего раздела статьи; Исмаганбетова Г.Х. – оценка обоснования обеспеченности экологической безопасности, рассматриваемых в статье методов утилизации шламов.

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: Tatyana N. Alexeyeva – generation of the research idea, formulation of objectives, preparation of the working draft of the manuscript, and final editing; Bolatkhan F. Sabirov – detailed analysis of review materials, conducting research on injection of drilling sludge into deep underground formations, followed by writing the corresponding section of the manuscript; Adil Zh. Shagilbayev – analysis and verification of the review results of specialized publications, interpretation and systematization of research findings; Sarsenbay A. Gubashev – review of textual materials in foreign scientific and technical publications, technical translation into Kazakh and Russian, writing the corresponding section of the article; Gulmira Kh. Ismaganbetova – evaluation of the justification for the environmental safety of the drilling sludge disposal methods considered in the article.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Пискунова С.В., Нифонтов Ю.А.* Разработка технико-технологических решений по вторичному использованию буровых шламов на морских платформах арктического региона // Морские интеллектуальные технологии. 2020. Т. 2, №2. С. 65–70. doi: 10.37220/MIT.2020.48.2.047.
2. *Пискунова С.В., Нифонтов Ю.А.* Предлагаемые концептуальные организационно-технические решения в части утилизации буровых шламов при строительстве скважин на морских территориях // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025. Т. 10, №1. С. 76–82. doi: 10.51890/2587-7399-2025-10-1-76-82.
3. *Власов А.С.* Геоэкологическое обоснование использования бурового шлама в производстве асфальтобетона : дисс. канд. техн. наук. Пермь, 2022. Режим доступа: dissercat.com/content/geoekologicheskoe-obosnovanie-ispolzovaniya-burovogo-shlama-v-proizvodstve-asfaltobetona. Дата обращения: 19.05.2025.
4. *Гаевая Е.В., Тарасова С.С., Рудакова Л.В.* Экологическая оценка буровых шламов и разработка способа их биоремедиации. Тюмень : ГАУ Северного Зауралья, 2024. 96 с.
5. *Пичугин Е.А.* Закономерности получения стабилизированных геоэкологически устойчивых грунтовых смесей на основе буровых шламов : дисс. канд. техн. наук. Пермь, 2019. Режим доступа: pstu.ru/files/2/file/adm/dissertacii/pichugin/Avtoreferat.pdf?ysclid=meocypjizy11113103. Дата обращения: 10.06.2025.
6. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю.* Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. Москва : Недра, 1997. 483 с.
7. Шенфельд Б.Е., Шапкин В.Е., Костылева Н.В., и др. Оценка воздействия на компоненты окружающей среды буровых шламов, накопленных на нефтегазовых месторождениях, и прогноз изменения качества окружающей среды при их утилизации. Пермь, 2014.
8. *Пичугин Е., Шенфельд Б.* К вопросу различия буровых и нефтяных шламов // Экология и промышленность России. 2017. Т 21, №7. С. 14–19. doi: 10.18412/1816-0395-2017-7-14-19.
9. *Лебедев А.Н., Арустамов Э.А.* Экологическое состояние нефтегазодобывающей промышленности Западной Сибири // Отходы и ресурсы. 2018. Т. 5, №2. doi: 10.15862/07NZOR218.
10. Патент РФ на изобретение №2422347/ 27.06.11. Бюл. №18. Гафаров Н.А., Рябоконь А.А., Савич О.И., и др. Способ подземного захоронения буровых отходов в многолетнемерзлых породах. Режим доступа: patents.google.com/patent/RU2422347C1/ru. Дата обращения: 12.06.2025.

11. Ушаков К.В., Зиновьев Н.В., Ткачев В.В., Романов Г.Р. Внутрипластовая закачка буровых отходов в тектонически экранированные ловушки // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47, №2. С. 158–169. doi: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-158-169.
12. groteck.ru [интернет]. Groteck Business Media. Технология обратной закачки отходов бурения проект «САХАЛИН-2» [дата обращения: 22.06.2025]. Доступ по ссылке: new.groteck.ru/images/catalog/32772/d859c3328796c9f4ad644d02c6c514c8.pdf.
13. sakhalinwatch.ru [интернет]. Экологическая вахта Сахалина. Буровые отходы. Исследование буровых растворов, используемых на морских месторождениях нефти, и технологий их удаления, снижающих воздействие на морскую среду сбросов в море, Джонатан Уиллс, 2000 [дата обращения: 22.06.2025]. Доступ по ссылке: sakhalinwatch.ru/2000/05/01/doklad-burovye-othody-issledovanie-burovyh-rastvorov-ispolzuemyh-na-morskih-mestorozhdeniyah-nefti-i-tehnologij-ih-udaleniya-snizhajushhih-vozdejstvie-na-morskuju-sredu-sbrosov-v-more-dzhonatan-uills/.
14. Снакин В.В., Власова И.В., Коновалова О.В., и др. Внедрение принципа «нулевых сбросов» при освоении шельфовых месторождений // Научно-технический сборник Российского морского регистра судоходства. 2015. № 40/41. С. 8–11.
15. Gaurina-Međimurec N., Pašić B., Mijić P., Medved I. Deep Underground Injection of Waste from Drilling Activities – An Overview // Minerals. 2020. Vol. 10, N 4. doi: 10.3390/min10040303.
16. Моисеенков А.В., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., и др. Геомеханические аспекты вопроса обратной закачки бурового шлама в пласт // Геофизические исследования. 2024. Т. 25, № 4. С. 63-80. doi: 10.21455/gr2024.4-3.
17. Veil J.A., Dusseault M.B. (Argonne National Laboratory). Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes. Report. U.S. Department of Energy National Petroleum Technology Office; 2003 May. Contract No. W-31-109-Eng-38.
18. Нифонтов Ю.А. Рациональное использование отходов обогащения угля и снижение экологической напряженности при разработке месторождений Севера России. Санкт-Петербург : СПбГГИ им. Г.В. Плеханова, 2000. 138 с.
19. Нифонтов, Ю.А. Механизм структурообразования при брикетировании влажной угольной мелочи с активным связующим // Обогащение руд. 2020. №6. С. 41–46. doi: 10.17580/or.2020.06.07.
20. Zhang A., Li M., Lv P., et al. Disposal and Reuse of Drilling Solid Waste from a Massive Gas Field // Procedia Environmental Sciences. 2016. Vol. 31. P. 577–581. doi: 10.1016/j.proenv.2016.02.089.

REFERENCES

1. Piskunova SV, Nifontov YA. Development of the technical and process design details on secondary use of drilling cuttings on marine platforms of the arctic region. *Marine intellectual technologies*. 2020;2(2):65–70. doi: 10.37220/MIT.2020.48.2.047. (In Russ).
2. Piskunova SV, Nifontov YA. Conceptual, organizational and technical solutions proposed concerning drilling cuttings disposal during the well construction in offshore territories. *PROneft. Professionally about Oil.* 2025;10(1):76–82. doi: 10.51890/2587-7399-2025-10-1-76-82. (In Russ).
3. Vlasov AS. *Geologicheskoye obosnovaniye ispol'zovaniya buruvogo shama v proizvodstve asfal'tobetona* [dissertation]. Perm; 2022. Available from: dissercat.com/content/geoekologicheskoe-obosnovanie-ispolzovaniya-burovogo-shlama-v-proizvodstve-asfaltobetona. (In Russ).
4. Gaevaya EV, Tarasova SS, Rudakova LV. *Ekologicheskaya otsenka burovykh shlamov I razrabotka sposoba ikh bioremediatsii*. Tyumen: Northern Urals Agrarian State University; 2024. 96 p. (In Russ).
5. Pichugin EA. Zakonomernosti polucheniya stabilizirovannykh geoekologicheski ustoychuvykh smesey na osnove burovykh shlamov [dissertation]. Perm; 2019. Available from: pstu.ru/files/2/file/adm/dissertacii/pichugin/Avtoreferat.pdf?ysclid=meocypjizy11113103. (In Russ).
6. Bulatov AI, Makarenko PP, Shemetov VY. *Okhrana okruzhayushchey sredy v neftegazovoy promyshlennosti*. Moscow: Nedra; 1997. 483 p. (In Russ).
7. Shenfeld BE, Shapkin VE, Kostyleva NV, et al. Otsenka vozdeystviya na komponenty okruzhayushchey sredy burovykh shlamov, nakoplennykh na neftegazovykh mestorozhdeniyakh, I prognoz izmeneniya kachestva okruzhayushchey sredy pri ikh utilizatsii. Perm, 2014.
8. Pichugin E, Shenfeld B. To the Issue of Differences of Drilling Sludge and Oil Sludge. *Ecology and Industry of Russia*. 2017;21(7):14–19. doi: 10.18412/1816-0395-2017-7-14-19. (In Russ).
9. Lebedev AN, Arustamov EA. Ecological condition of the oil and gas industry of Western Siberia. *Russian journal of resources, conservation and recycling.* 2018;5(2). doi: 10.15862/07NZOR218. (In Russ).
10. Patent RUS №2422347/ 27.06.11. Byul. №18. Gafarov NA, Rjabokon' AA, Savich OI, et al. *Method of underground disposal of drilling waste in permafrost formations*. Available from: patents.google.com/patent/RU2422347C1/ru. (In Russ).
11. Ushakov KV, Zinoviev NV, Tkachev VV, Romanov GR. In-situ injection of drilling waste into tectonically screened traps. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):158–169. doi: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-158-169. (In Russ).
12. groteck.ru [Internet]. Groteck Business Media. Technologiya obratnoy zakachki otkhodov bureniya proekt Sakhalin-2 [cited 2025 Jun 22]. Available from: new.groteck.ru/images/catalog/32772/d859c3328796c9f4ad644d02c6c514c8.pdf. (In Russ).
13. sakhalinwatch.ru [Internet]. Sakhalin Environment Watch. Muddied Waters A Survey of Offshore Oilfield Drilling Wastes and Disposal Techniques to Reduce the Ecological Impact of Sea Dumping [cited 2025 Jun 22]. Available from: sakhalinwatch.ru/2000/05/01/doklad-burovye-othody-issledovanie-burovyh-rastvorov-ispolzuemyh-na-morskih-mestorozhdeniyah-nefti-i-tehnologij-ih-udaleniya-snizhajushhih-vozdejstvie-na-morskuju-sredu-sbrosov-v-more-dzhonatan-uills/. (In Russ).
14. Snakin VV, Vlasova IV, Konovalova OV, et al. Vnedreniye printsipa “nulevykh sbrosov” pri osvoyenii shel'fovykh mestorozhdeniy. *Research Bulletin by Russian Maritime Register of Shipping*. 2015;40/41:8–11. (In Russ).
15. Gaurina-Međimurec N, Pašić B, Mijić P, Medved I. Deep Underground Injection of Waste from Drilling Activities – An Overview. *Minerals*. 2020;10(4):303. doi: 10.3390/min10040303.
16. Moiseenkov AV, Gafarov TN, Oblekov RG, et al. Geomechanical aspects of drilling cuttings reinjection issue. *Geophysical research*. 2024;25(4):63-80. doi: 10.21455/gr2024.4-3. (In Russ).
17. Veil JA, Dusseault MB. (Argonne National Laboratory). Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes. Report. U.S. Department of Energy National Petroleum Technology Office; 2003 May. Contract No. W-31-109-Eng-38.

18. Nifontov YA. *Ratsional'noye ispol'zovaniye otkhodov obogashcheniya uglya I snizheniye ekologicheskoy napryazhennosti pri razrabotke mestorozhdeniy Severa Rossii*. Saint Petersburg: SPMI; 2000. 138 p. (In Russ).
19. Nifontov YA. The structure formation mechanism in wet coal fines briquetting with an active binder. *Obogashchenie Rud*. 2020;6:41–46. doi: 10.17580/or.2020.06.07. (In Russ).
20. Zhang A, Li M, Lv P, et al. Disposal and Reuse *of Drilling Solid Waste from a Massive Gas Field. Procedia Environmental Sciences. 2016;31:577–581. doi:* 10.1016/j.proenv.2016.02.089.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Алексеева Татьяна Николаевна
ORCID 0009-0005-4456-5913
e-mail: *t05052002@yandex.ru*.
***Сабиров Болатхан Файзуллаевич**
ORCID 0009-0006-2206-8542
e-mail: *b.sabirov@kmge.kz*.
Шагилбаев Адил Жолдасович
ORCID 0009-0009-3653-7882
e-mail: *a.shagilbayev@kmge.kz*.
Губашев Сарсенбай Абилович
ORCID 0009-0009-7261-9324
e-mail: *s.gubashev@kmge.kz*.
Исмаганбетова Гульмира Хамидуллаевна
ORCID 0009-0005-2293-6269
e-mail: *g.ismaganbetova@kmge.kz*.

AUTHORS' INFO

Tatyana N. Alexeyeva
ORCID 0009-0005-4456-5913
e-mail: *t05052002@yandex.ru*.
***Bolatkhan F. Sabirov**
ORCID 0009-0006-2206-8542
e-mail: *b.sabirov@kmge.kz*.
Adil Zh. Shagilbayev
ORCID 0009-0009-3653-7882
e-mail: *a.shagilbayev@kmge.kz*.
Sarsenbay A. Gubashev
ORCID 0009-0009-7261-9324
e-mail: *s.gubashev@kmge.kz*.
Gulmira Kh. Ismaganbetova
ORCID 0009-0005-2293-6269
e-mail: *g.ismaganbetova@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.5
МРНТИ 52.47.31
DOI: 10.54859/kjogi108896
Получена: 23.07.2025.
Одобрена: 11.12.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Рассмотрение применимости технологии улавливания CO_2 с последующей закачкой в пласт с целью захоронения на месторождениях АО НК «КазМунайГаз»

М.А. Нугиев, А.М. Есбатыр, А.К. Сейтов
КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ
Обоснование. Изменение климата – одна из самых острых проблем современности, которая оказывает влияние на экосистемы, экономику и сообщества по всему миру. По мере того, как глобальная температура растёт, а погодные условия становятся все более непредсказуемыми, необходимость в решительных действиях по сокращению выбросов парниковых газов становится как никогда острой. И бизнес, и правительства признают важность перехода к низкоуглеродной экономике для обеспечения устойчивого развития и рационального использования природных ресурсов.
Цель. Целью данной работы является изучению возможности применения улавливания CO_2 с дальнейшей закачкой в пласт с целью захоронения.
Материалы и методы. В работе использованы материалы компании INPEX с учётом фактических результатов работ в Японии по улавливанию и захоронению CO_2. Проанализированы геолого-физические материалы по нефтегазовым месторождениям, расположенным территориально (в радиусе 100 км), вблизи рассматриваемой установки по комплексной подготовке газа на территории Атырауской области РК, с целью изучения технической осуществимости закачки CO_2. Выполнены расчеты в программном обеспечении UniSim Design, где смоделирован технологический процесс от забора дымовых газов до закачки уловленного CO_2 в пласт.
Результаты. Определены технологические возможности осуществления улавливания и дальнейшей закачки CO_2, выбран объект улавливания и объект захоронения CO_2.
Заключение. В целях закачивания и хранения выбрасываемого CO_2 произведён скрининг перспективных ловушек, расположенных непосредственно вблизи разрабатываемых месторождений КМГ. Оценивались регионы с наибольшими выбросами в радиусе 100 км от указанных источников выбросов. С целью проведения аналитических исследований по определению возможности улавливания и захоронения CO_2 в качестве объектов выбросов выбрана УКПГ на одном из месторождений КМГ в Западном Казахстане. На территории РК данная технология не применялась, поэтому использовался опыт работ, проведённых в других странах, показавший положительный эффект в данном направлении.
Ключевые слова: *установка по комплексной подготовке газа, углеводородное сырьё, дымовые газы, улавливание и захоронение CO_2.*

Как цитировать:
Нугиев М.А., Есбатыр А.М., Сейтов А.К. Рассмотрение применимости технологии улавливания CO_2 с последующей закачкой в пласт с целью захоронения на месторождениях АО НК «КазМунайГаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 124–132. DOI: 10.54859/kjogi108896.

© Нугиев М.А., Есбатыр А.М., Сейтов А.К., 2025 Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

UDC 622.5
CSCSTI 52.47.31

DOI: 10.54859/kjogi108896

Received: 23.07.2025.
Accepted: 11.12.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Consideration of The Applicability of Co_2 Capture Technology with Subsequent Injection into The Formation for The Purpose of Burial at The Fields of NC KazMunayGas JSC

Maxat A. Nugiyev, Ardak M. Yesbatyr, Aidyngali K. Seitov
KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Climate change is one of the most pressing global issues, affecting ecosystems, economies, and communities worldwide. As global temperatures rise and weather conditions become increasingly unpredictable, the need for decisive action to reduce greenhouse gas emissions is more urgent than ever. Both businesses and governments recognize the importance of transitioning to a low-carbon economy to ensure sustainable development and the rational use of natural resources.

Aim: The aim of this study is to examine the feasibility of applying CO_2 capture technology with subsequent injection into reservoirs for storage purposes

Materials and methods: Materials from INPEX were used, taking into account actual results of CO_2 capture and storage projects in Japan. Geological and physical data on oil and gas fields located within a 100 km radius of the gas processing facility in the Atyrau region of Kazakhstan were analyzed to assess the technical feasibility of CO_2 injection. Calculations were performed using UniSim Design software, where the technological process was modeled from flue gas intake to the injection of captured CO_2 into the reservoir

Results: The technological feasibility of CO_2 capture and subsequent injection was determined, and both the capture site and the storage reservoir were selected

Conclusion: Potential storage traps located near the developed fields of KMG were screened for CO_2 injection and storage. Regions with the highest emissions within a 100 km radius of the emission sources were evaluated. For analytical studies to determine the feasibility of CO_2 capture and storage, a gas processing facility at one of KMG's fields in Western Kazakhstan was chosen as the emission source. This technology has not previously been applied in Kazakhstan; therefore, experience from projects in other countries, which demonstrated positive outcomes, was used as a reference

Keywords: *integrated gas treatment plant; hydrocarbon feedstock; flue gases; CO_2 capture and storage.*

To cite this article:
Nugiyev MA, Yesbatyr AM, Seitov AK. Consideration of The Applicability of Co_2 Capture Technology with Subsequent Injection into The Formation for The Purpose of Burial at The Fields of NC KazMunayGas JSC. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):124–132. DOI: 10.54859/kjogi108896.

© 2025 Nugiyev M.A., Yesbatyr A.M., Seitov A.K. License CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 622.5
ҒТАХР 52.47.31

DOI: 10.54859/kjogi108896

Қабылданды: 23.07.2025.
Мақұлданды: 11.12.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ кен орындарында көму мақсатында кейіннен қабатқа айдау арқылы CO_2 сақтау технологиясын қолдану мүмкіндігін қарастыру

М.А. Нугиев, А.М. Есбатыр, А.Қ. Сейтов
ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Климаттың өзгеруі-бүкіл әлемдегі экожүйелерге, экономикаға және қауымдастықтарға әсер ететін қазіргі заманның ең өзекті мәселелерінің бірі. Жаһандық температура көтеріліп, ауа-райының барған сайын құбылмалы болуы парниктік газдар шығарындыларын азайтуға бағытталған батыл әрекет ету қажеттілігі бұрынғыдан да өткір бола бастады. Бизнес те, үкімет те табиғи ресурстардың тұрақты дамуы мен ұтымды пайдаланылуын қамтамасыз ету үшін төмен көміртекті экономикаға көшудің маңыздылығын мойындайды.

Мақсаты. Бұл жұмыстың мақсаты- CO_2-ны көму мақсатында кейіннен қабатқа айдау арқылы оны сақтау технологиясын қолдану мүмкіндігін зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста Жапониядағы CO_2 жинау және көму жұмыстарының нақты нәтижелерін ескере отырып, INPEX компаниясының материалдары пайдаланылды. ҚР Атырау облысының аумағында газды кешенді дайындау жөніндегі қаралып отырған қондырғыға жақын аумақтық (100 км радиуста) орналасқан мұнай-газ кен орындары бойынша геологиялық-физикалық материалдар CO_2 айдаудың техникалық жүзеге асырылуын зерделеу мақсатында талданды. UniSim Design бағдарламалық жасақтамасында есептеулер жүргізілді, онда түтін газдарын алудан бастап, жинақталған CO_2 қабатқа айдауға дейінгі технологиялық процесс модельденген.

Нәтижелері. CO_2 ұстаудың және одан әрі айдаудың технологиялық мүмкіндіктері анықталды, CO_2 ұстау объектісі мен көму объектісі таңдалды.

Қорытынды. Шығарылатын CO_2 айдау және сақтау мақсатында ҚМГ игеріліп жатқан кен орындарының жанында орналасқан перспективалы тұзақтарға скрининг жүргізілді. Аталған шығарындылар көздерінен 100 км радиуста ең көп шығарындылары бар аймақтар бағаланды. CO_2-ны ұстау және көму мүмкіндігін анықтау бойынша талдамалық зерттеулер жүргізу мақсатында шығарындылар объектілері ретінде Батыс Қазақстандағы ҚМГ кен орындарының бірінде ГКДҚ таңдалды. ҚР аумағында бұл технология қолданылмады, сондықтан осы бағытта оң нәтиже көрсеткен басқа елдерде жүргізілген жұмыс тәжірибесі пайдаланылды.

Негізгі сөздер: газды кешенді дайындау қондырғысы, көмірсутек шикізаты, түтін газдары, CO_2-ні бөліп алу және жер қойнауында сақтау.

Дәйексөз келтіру үшін:
Нугиев М.А., Есбатыр А.М., Сейтов А.Қ. «ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ кен орындарында көму мақсатында кейіннен қабатқа айдау арқылы CO_2 сақтау технологиясын қолдану мүмкіндігін қарастыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 124–132 б. DOI: 10.54859/kjogi108896.

© Нугиев М.А., Есбатыр А.М., Сейтов А.Қ., 2025 Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Введение

С начала промышленной революции в XVIII в. и по настоящее время концентрация парниковых газов (далее – ПГ) в атмосфере имеет тенденцию к постоянному росту. Известно, что наибольшее влияние на изменение климата оказывает выброс CO_2, доля которого в общем объёме выбросов ПГ составляет 80%. CO_2 – продукт сгорания ископаемого топлива в процессах выработки электроэнергии, промышленной деятельности и транспорта.

Республика Казахстан (далее – РК) является стороной Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменений климата[1] (далее – РКИК ООН). В рамках Парижского соглашения, направленного на снижение объёмов выброса парниковых газов[2], в 2016 г. Казахстан представил Секретариату РКИК ООН свой предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (далее – ОНУВ), выразив готовность к 2030 г. сократить выбросы парниковых газов на 15% от уровня 1990 г., а при условии получения внешней помощи (в виде передачи новых технологий) и благоприятной экономической ситуации довести показатель до 25% [1].

В декабре 2020 г. на Саммите климатических амбиций президент Казахстана заявил, что страна обязуется достичь углеродной нейтральности к 2060 г. [2]. С учётом важности климатической повестки, поддерживая страновые цели по достижению углеродной нейтральности и снижению выбросов ПГ на 15% от уровня 1990 г., в АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ) принята Программа низкоуглеродного развития до 2031 г.

Программа низкоуглеродного развития КМГ[3] соответствует законодательству РК, Стратегии Казахстана по достижению углеродной нейтральности к 2060 г.[4], Уставу КМГ[5], Стратегии развития КМГ на 2022–2031 гг.[6], а также Политике управления выбросами в группе КМГ[7]. Благодаря такому соответствию Программа является неотъемлемой частью корпоративного управления, систематически определяя направления деятельности КМГ в области сокращения выбросов. Программа создаёт единую основу для климатической стратегии КМГ, обеспечивая чёткую и действенную дорожную карту по сокращению выбросов и переходу к низкоуглеродной экономике. Включив в свою стратегическую основу программу по снижению выбросов ПГ, КМГ стремится повысить свою инвестиционную привлекательность и конкурентоспособность, что особенно важно в условиях глобального энергетического перехода.

Материалы и методы

В ходе проведения работы использованы материалы по опыту компании INPEX (Япония), а также в области улавливания и дальнейшей закачки CO_2 в пласт [3]. В рамках изучения материалов и с целью ознакомления с опытом работы компании INPEX группа специалистов осуществила выезд на объект Томакомай (Япония). В результате выезда на промышленный объект японской стороной продемонстрированы объекты улавливания CO_2, нагнетательные скважины, куда происходит закачка уловленного газа, а также продемонстрированы и озвучены программы мониторинга захоронения CO_2. С учётом полученных данных специалистами ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) проведена работа по планированию улавливания и захоронения CO_2 на одном из объектов КМГ.

В рамках проведённой аналитической работы рассмотрены различные подходы для последующей утилизации CO_2. Проведён анализ источников выбросов CO_2, одним из основных критериев которого был объём выбросов CO_2 в годовом эквиваленте 15–20 тыс. т. После определения крупных источников выбросов CO_2 проведён анализ истощенных месторождений группы компании КМГ, находящихся в непосредственной близости с крупными источниками выбросов.

С учётом фильтрационно-ёмкостных свойств, а именно: пористости и проницаемости пластов, наличия массивной флюидоупорной породы, способной противостоять распространению CO_2 по подземному резервуару, а также

[1] РКИК ООН – международное климатическое соглашение о совместной борьбе с последствиями опасного вмешательства человека в естественные природные системы, которое стало причиной глобального изменения климата. Вступило в силу 21.03.1994 г.

[2] Парижское соглашение – соглашение в рамках РКИК ООН, регулирующее меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 г. Принято 12.12.2015 г., подписано 22.04.2016 г.

[3] Программа низкоуглеродного развития АО НК «КазМунайГаз» до 2060 г. – стратегия, направленная на сокращение выбросов парниковых газов и переход к низкоуглеродной экономике, поддерживающая национальную цель РК по достижению углеродной нейтральности к 2060 г. Утверждена протоколом Совета директоров КМГ от 13.11.2024 г. за №23/2024.

[4] Стратегия Казахстана по достижению углеродной нейтральности к 2060 г. предусматривает поэтапное снижение выбросов парниковых газов путем перехода на низкоуглеродную экономику. Утверждена Указом Президента РК от 02.02.2023 г. №121.

[5] Устав АО НК «КазМунайГаз» утверждён решением Общего собрания акционеров АО НК «КазМунайГаз» от 30.05.2023 г.

[6] Стратегия развития АО НК «КазМунайГаз» на 2022–2031 гг. ориентирована на устойчивое развитие с акцентом на низкоуглеродное развитие и ESG-принципы. Утверждена Советом директоров АО НК «КазМунайГаз» в ноябре 2021 г.

[7] Политика управления выбросами в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» утверждена решением Правления АО НК «КазМунайГаз» от 28.03.2019 г., протокол №15.

отсутствия в непосредственной близости источников пресной воды (во избежание риска нарушения работы источников подземного питьевого водоснабжения), следуя принципу технологической цепочки (улавливание, транспортировка, утилизация, мониторинг), в качестве объекта захоронения выбрано одно из месторождений в Западном Казахстане (далее – месторождение X), находящееся на расстоянии порядка 4 км от объекта улавливания, входящее в группу КМГ.

К настоящему времени в качестве основных вариантов хранилищ CO_2 рассматриваются пласты истощённых залежей углеводородного сырья (далее – УВС) и водоносные горизонты. Специалистами КМГИ в 2022–2024 гг. проведена работа, направленная на выявление и возможность улавливания CO_2 с последующей закачкой в пласт как с целью увеличения нефтеотдачи, так и с целью дальнейшей утилизации и захоронения углекислого газа в водоносные горизонты и истощённые пласты.

Хранение в пластах выработанных залежей месторождения X

Нефтяные залежи – по типу природного резервуара, пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения.

Литологически продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов. Коллекторами являются тонко- и мелкозернистые глинистые песчаники.

Начиная с 1995 г., на месторождении X реализуется утилизация попутно-добываемых вод в неокомские отложения в пределах горного отвода.

Учитывая критерии для захоронения CO_2, структурный элемент в апт-неокомских отложениях был выбран как потенциальный пласт для геологического захоронения CO_2. Отбор потенциальных горизонтов производился по нескольким критериям:

– отложения апт-неокомских горизонтов залегают на глубине 1400–1700 м;

– горизонты имеют выдержанное распространение в регионе;

– имеют конформное залегание и унаследованный характер от нижележащих триасовых и юрских горизонтов.

Наличие структурного замыкания восточного свода с отсутствием или низким влиянием разломов позволяет рассматривать данный участок для структурного удерживания CO_2, а также провести количественную оценку объёма закачиваемого газа. Глубины залегания аптского и неокомского горизонтов – 1390 и 1460 м соответственно.

Низкий потенциал регионального распространения и риски утечки CO_2 вследствие нарушения целостности имеющихся транзитных скважин являются ограничивающими факторами при выборе истощенных месторождений УВС для закачки CO_2. Основным недостатком этого варианта хранения CO_2 является ограниченное количество геологических данных, которое ведёт к большим геологическим неопределённостям. Может возникнуть необходимость проведения дополнительного детального геологического изучения потенциальных хранилищ.

Важно учесть, что как минеральное удержание, так и растворение CO_2 в поровых жидкостях считаются относительно незначительными в масштабах времени закачки (50 лет и более), поскольку кинетика этих процессов относительно медленная, поэтому они вряд ли сильно повлияют на объём емкости хранилища. Как правило, допускается, что в масштабах времени закачка CO_2, удерживаемого в обычных породах-коллекторах, будет храниться либо в виде газа, либо в виде сверхкритической жидкости в заполненных жидкостью поровых пространствах между зёрнами, составляющими матрицу породы, и/или любых заполненных жидкостью трещинах. Более того, подавляющее количество CO_2 будет захвачено либо в структурных и/или стратиграфических ловушках, либо капиллярными силами в качестве остаточного насыщения. Многие оценки ёмкости хранилища CO_2 фокусируются на этих двух механизмах удержания на том основании, что неопределённости в оценке, вызванные другими факторами, намного больше, чем те, которые вызваны игнорированием растворения, минеральной реакции и адсорбции.

Отложения неокомского горизонта подразделяются на глинисто-карбонатно-песчанистую пачку готерива и преимущественно глинистую пачку баррема. Толщина варьируется в пределах от 398 до 512 м. Слагающие горизонт глины серовато-зелёные, кирпично-красные с неровным изломом, алевритовые, редко слоистые, с тонкими прослоями светло-серого алеврита и чешуйками слюды по плоскостям наслоения, неизвестковистые. Пески и песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые, карбонатно-глинистые.

В пределах рассматриваемого участка альб-сеноманский комплекс выступает в качестве буферного горизонта. Общая мощность альб-сеноманского комплекса на рассматриваемом участке довольно выдержана и составляет около 530–690 м.

Мощная карбонатная толща верхнего мела и глинисто-карбонатные образования палеогена надежно изолируют пласты нижнего мела от грунтовых вод четвертичных отложений, а также поверхностных водоёмов и водотоков.

По результатам работ по мониторингу утилизации попутно-добываемых вод юрский резервуар не имеет существенной связи с вышезалегающими песчаниками неокома. Он основан на отсутствии значительного изменения уровня жидкости в наблюдательных скважинах X1, X2, X3, которые закончены в юрских песчаниках.

DOI: 10.54859/kjogi108896

Выбор объекта для улавливания CO_2

В качестве объекта улавливания рассмотрена установка по комплексной подготовке газа (далее – УКПГ) на выбранном месторождении X. Следующие параметры приняты в качестве исходных данных:

– объём выхлопных газов – 130 млн м³/г.;

– объём CO_2 в составе выхлопных газов – 11,7 млн м³/г.;

– вес CO_2 в составе выхлопных газов – 22500 т/сут;

– мольное содержание CO_2 в составе выхлопных газов – 10%моль.;

– давление выхлопных газов – 1–1,1 бар (абс.), 0–0,1 бар (изб.);

– температура выхлопных газов – 200–400°C;

– глубина нагнетательной скважины – 1450 м;

– пластовое давление – 145 бар;

– температура пласта – 45–60°C;

– расстояние от объекта улавливания до предполагаемого места бурения нагнетательной скважины – 5 км

Результаты

Используя данные, указанные выше, выполнены расчёты в программе (далее – ПО) UniSim Design, где смоделирован технологический процесс от забора дымовых газов до закачки уловленного CO_2 в пласт.

Дымовые газы в объёме 356164 м³/сут от семи газовых компрессоров рассматриваемой УКПГ (в среднем от одного компрессора дымовые газы составляют 50880 м³/сут) с температурой 200–400°C и давлением 0,1 бар (здесь и далее указано избыточное давление) по проектируемому стальному трубопроводу коллектору дымовых газов диаметром 1220 мм направляются на блок охлаждения дымовых газов.

Расстояние от точки забора дымовых газов до блока охлаждения дымовых газов принято ориентировочно 80 м. Охлаждение дымовых газов предусматривается снизить с 200–400°C до 40°C. Охлаждение по модели выполнено за счёт кожухо-трубного теплообменника. В данной модели использован бифенил, но возможен вариант с использованием колонны с противопотоком холодной воды или другой теплообменной жидкости.

Далее поток направляется на вход воздуходувки или вакуумного компрессора. Расстояние от блока охлаждения дымовых газов до воздуходувки или вакуумного компрессора принято ориентировочно 50 м. По результатам технологических расчётов определено, что давление на входе компрессора составит порядка 0,04 бар. Увеличение давления дымовых газов предусмотрено от 0,04 до 0,45 бар. Решение об использовании воздуходувки или вакуумного компрессора необходимо принять на этапе детального проектирования при подборе оборудования совместно с заводами-изготовителями.

Далее поток направляется на установку аминовой очистки с целью улавливания CO_2 из потока дымовых газов. Аминовая установка с использованием метилдиэтаноламина (далее – МДЭА) для улавливания CO_2 – это одна из технологий химической абсорбции, которая используется для извлечения CO_2 из дымовых газов. МДЭА отличается высокой избирательностью и термической устойчивостью, что делает его особенно популярным в таких процессах. Газовый поток (дымовые газы) контактирует с раствором МДЭА в абсорбционной колонне. CO_2 связывается с МДЭА. С верхней части колонны абсорбера дымовые газы удаляются на свечу рассеивания. С нижней части колонны абсорбера уловленный CO_2 с аминовым раствором направляется на колонну десорбера для регенерации аминового раствора. Насыщенный раствор CO_2 нагревается в десорбционной колонне. Высокая температура высвобождает CO_2, а МДЭА возвращается в цикл для повторного использования.

Состав раствора МДЭА для улавливания CO_2:

– МДЭА является основным активным компонентом, связывающим CO_2 (в модели принято 11,7%моль.);

– вода служит растворителем для МДЭА и обеспечивает необходимую текучесть раствора (в модели принято 86,4%моль.);

– пиперазин (активатор) улучшает эффективность поглощения, особенно при низких парциальных давлениях CO_2 (в модели принято 1,8%моль.).

После колонны десорбера поток CO_2 и воды при температуре 104°C в паровой фазе направляется на блок охлаждения типа АВО (аппарат воздушного охлаждения), где температура потока снижается до 35–40°C. После охлаждения поток направляется на вертикальный сепаратор для отделения свободной и капельной воды от газового потока CO_2. Давление CO_2 в этой точке составит 0,15 бар.

Далее влажный поток CO_2 направляется на блок осушки – адсорбер. На данном блоке выполняется осушка потока CO_2 от влаги, что позволит снизить коррозионную активность потока CO_2. Однако на данный момент отсутствует информация об уровне осушки CO_2 и его дальнейшей коррозионной активности на практике. В связи с этим, несмотря на осушку CO_2 от влаги, далее все трубопроводы и оборудование предусматриваются также коррозионно-стойкого исполнения по всему проекту в целом. Давление CO_2 в этой точке составит 0,1 бар.

Далее после блока осушки CO_2 от влаги предусмотрен вакуумный компрессор на давление на выходе 25 бар. После этого поток CO_2 направляется на основной дожимной нагнетательный компрессор. Давление после нагнетательного компрессора составит 80 бар.

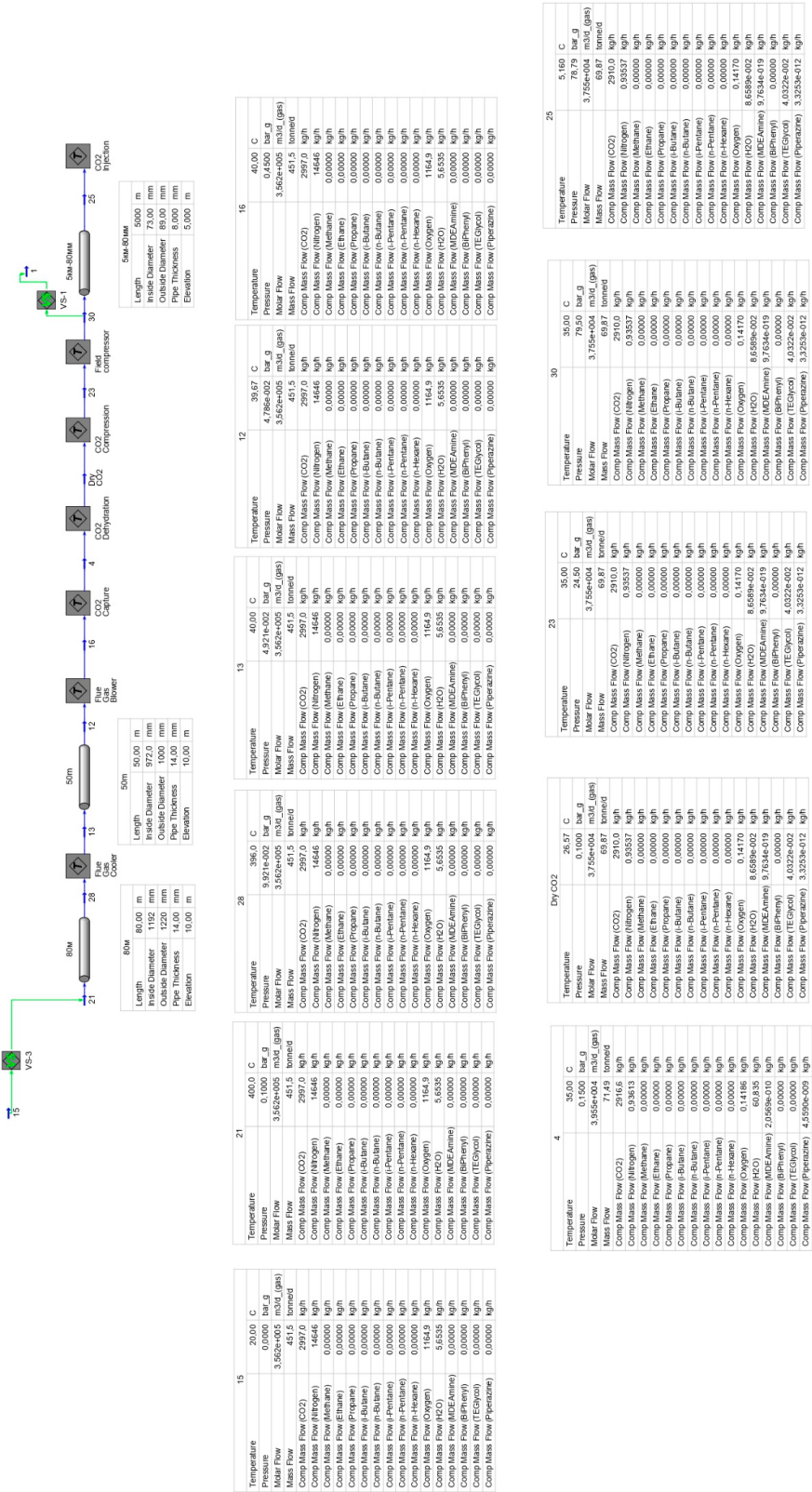


Рисунок 1. Базовая схема системы сбора дымовых газов, улавливания CO_2 и его закачки в пласт
Figure 1. Basic scheme of the flue gas collection, CO_2 capture, and injection into the reservoir system

Далее поток CO_2 транспортируется по нагнетательному стальному подземному трубопроводу диаметром 80 мм до нагнетательной скважины на расстояние порядка 5 км. Наиболее оптимально расположить нагнетательный компрессор рядом с объектами улавливания CO_2. Это позволяет запитать оборудование от более мощных источников электроснабжения, а также использовать общую операторную для всего комплекса оборудования. Основное преимущество в том, что CO_2 по мере транспортировки до скважины остынет, т.к. отдаст свою температуру в грунт. Снижение температуры приведёт к тому, что CO_2, который в начале трубопровода был в газовой фазе, к концу трубопровода перейдёт в жидкую фазу. Давление в конце трубопровода составит 78,7 бар, температура 5°С.

Таким образом, в ПО UniSim Design были смоделированы технологические процессы до устья нагнетательной скважины. Поскольку ПО UniSim Design не специализируется на расчётах по нагетательным скважинам, далее расчёты по технологическим параметрам потока CO_2 в скважине были выполнены в ПО Pipesim.

Расчётами в ПО Pipesim подтверждено, что при давлении на устье нагнетательной скважины 78,7 бар и с учётом насосно-компрессорных труб с наружным диаметром 48 мм и толщиной стенки 4 мм (внутренний диаметр 40,3 мм) давление на забое составит 145 бар. Таким образом, определены технологические параметры и затрачиваемая энергия по проекту.

Обсуждение

Выполнен полный цикл технологических расчётов, при этом имеются технологические вопросы по SO_2 и NO_x, которые образуются в дымовом газе вместе с CO_2, требующие отдельного рассмотрения совместно с заводами-изготовителями на последующих этапах проектирования.

На рис. 1 приведена базовая схема сбора дымовых газов, улавливания CO_2 и дальнейшей закачки в пласт с целью захоронения, построенная в ПО Unisim Design специалистами КМГИ.

Заключение

В целях закачивания и хранения выбрасываемого CO_2 произведён скрининг перспективных ловушек, расположенных непосредственно вблизи разрабатываемых месторождений КМГ. Оценивались регионы с наибольшими выбросами в радиусе 100 км от указанных источников выбросов. С целью проведения аналитических исследований по определению возможности улавливания и захоронения CO_2 в качестве объектов выбросов выбрана УКПГ на одном из месторождении КМГ в Западном Казахстане.

Итогом проведённого исследования является выбор участка для закачки и захоронения объёма уловленного CO_2 с рассмотрением технической осуществимости улавливания газа и дальнейшей транспортировки до места закачки.

На территории РК данная технология не применялась, поэтому использовался опыт работ, проведённых в других странах, показавший положительный эффект в данном направлении.

Решение о дальнейшем применении данной технологии будет приниматься на основе экономических факторов, поскольку на территории РК данная технология планируется к осуществлению впервые, рассмотренные материалы исполнения оборудования, которые планируются использовать в рамках пилотного проекта, не производятся на территории РК, в связи с чем возникает вопрос оптимизации затрат при осуществлении закачки CO_2.

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: Нугиев М.А. – анализ и подбор опытного участка, сбор данных и анализ опубликованных технических материалов, проведение встреч и обсуждений с лицензиарами технологии по закачке CO_2; Есбатыр А.М. – осуществление гидравлических расчетов по процессу улавливания и транспортировки CO_2, анализ возможных

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

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: Maxat A. Nugiyev – analysis and selection of a pilot site, data collection and analysis of published technical materials, meetings and discussions with licensors of CO_2 injection technology; Ardak M. Yesbatyr – implementation of hydraulic calculations for the CO_2 capture and transportation process, analysis of possible complications during injection; Aidyngali K. Seitov – selection of materials and well design for CO_2 injection.

осложнений в процессе закачки; Сейтов А.К. – подбор материалов и конструкции скважины для закачки CO_2.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. blogs.worldbank.org [интернет]. Блоги Всемирного Банка. От Парижа до Глазго и далее: на пути к обеспечению углеродной нейтральности Казахстана к 2060 году [дата обращения 21.06.2025]. Доступ по ссылке: blogs.worldbank.org/ru/europeandcentralasia/paris-glasgow-and-beyond-towards-kazakhstans-carbon-neutrality-2060.
2. undp.org [интернет]. ПРООН. Видение Казахстана по достижению углеродной нейтральности представлено на встрече высокого уровня в г. Нур-Султан [дата обращения 21.06.2025]. Доступ по ссылке: undp.org/ru/kazakhstan/news/videnie-kazakhstana-po-dostizheniyu-uglerodnoy-neytralnosti-predstavleno-na-vstreche-vysokogo-urovnya-v-g-nur-sultan.
3. asahi.com [интернет]. Три компании планируют транспортировать CO_2 по дну моря в борьбе с глобальным потеплением [дата обращения 21.06.2025]. Доступ по ссылке: asahi.com/ajw/articles/16006421.
4. desmog.com [интернет]. Япония и крупные нефтяные компании рекламируют проект CCS в Томакомае как флагман будущего энергетики Азии [дата обращения 21.06.2025]. Доступ по ссылке: desmog.com/2024/06/13/japan-oil-majors-tout-tomakomai-project-as-flagship-of-asias-carbon-capture-storage-energy-future/.

REFERENCES

1. blogs.worldbank.org [Internet]. World Bank Blogs. From Paris to Glasgow and beyond: Towards Kazakhstan's carbon neutrality by 2060 [cited 21 Jun 2025]. Available from: blogs.worldbank.org/ru/europeandcentralasia/paris-glasgow-and-beyond-towards-kazakhstans-carbon-neutrality-2060.
2. undp.org [Internet]. UNDP. Kazakhstan's vision to achieve carbon neutrality presented at high-level conference in Nur-Sultan [cited 21 Jun 2025]. Available from: undp.org/ru/kazakhstan/news/videnie-kazakhstana-po-dostizheniyu-uglerodnoy-neytralnosti-predstavleno-na-vstreche-vysokogo-urovnya-v-g-nur-sultan.
3. asahi.com [Internet]. 3 firms plan to pipe CO_2 under the sea in global warming fight [cited 21 Jun 2025]. Available from: asahi.com/ajw/articles/16006421.
4. desmog.com [Internet]. Japan, Oil Majors Tout CCS Tomakomai Project as Flagship of Asia's Energy Future [cited 21 Jun 2025]. Available from: desmog.com/2024/06/13/japan-oil-majors-tout-tomakomai-project-as-flagship-of-asias-carbon-capture-storage-energy-future/.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Нугиев Максат Амангельдыевич**
ORCID 0009-0007-2553-8746
e-mail: *m.nugiyev@kmge.kz*.
Есбатыр Ардақ Мұратұлы
ORCID 0009-0008-4778-0530
e-mail: *a.yesbatyr@kmge.kz*.
Сейтов Айдынгали Кабдыгалиевич
канд. техн. наук, PhD
ORCID 0009-0008-6302-5500
e-mail: *a.seitov@kmge.kz*.

AUTHORS' INFO

***Maxat A. Nugiyev**
ORCID 0009-0007-2553-8746
e-mail: *m.nugiyev@kmge.kz*.
Ardak M. Yesbatyr
ORCID 0009-0008-4778-0530
e-mail: *a.yesbatyr@kmge.kz*.
Aidyngali K. Seitov
Cand. Sc. (Engineering), PhD
ORCID 0009-0008-6302-5500
e-mail: *a.seitov@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 338.984:658.5
CSCSTI 06.81.12

DOI: 10.54859/kjogi108936

Received: 10.11.2025.
Accepted: 26.11.2025.
Published: 31.12.2025.

Original article

Structural Modeling and Analysis of Causes of Cost Overruns in Oil and Gas Projects in Kazakhstan

Murat K. Syzdykov[1], Gulnura S. Taikulakova[2], Gulzada T. Shakulikova[3]
[1]Satbayev University, Almaty, Kazakhstan
[2]Almaty Management University, Almaty, Kazakhstan
[3]Atyrau Oil and Gas University, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT
Background: The oil and gas industry frequently face budget overrun issues. Project costs increase, stakeholders are dissatisfied, and overall performance suffers. To avoid this, it is important to find effective methods for preventing or mitigating the risk of cost overruns.
Aim: The objective of the study is to analyze the relationship between resource-related factors, such as labor, equipment, and material factors, and cost overruns in the oil and gas projects in Kazakhstan.
Materials and methods: A structured survey consisting of 15 resource-related risk factors was distributed to experienced professionals working in the oil and gas sector. A total of 172 valid responses were gathered. The data were evaluated using descriptive statistics, econometric methods and partial-least squares structural equation modeling (PLS-SEM) to assess reliability, validity, causal relationships, and regressed variables.
Results: The empirical analysis shows that labor-related risks, including labor shortages, low productivity, and labor incompetence, have the most substantial and statistically significant impact on cost overruns. Material-related and equipment-related risks demonstrate a moderate yet meaningful effect. All three latent constructs exhibit internal consistency and convergent validity. Furthermore, change orders and financial difficulties are also strong contributors to cost escalations.
Conclusion: The study concludes that effective resource planning is critical for minimizing cost overruns and ensuring the successful execution of oil and gas projects in Kazakhstan. Improving workforce competency, enhancing material supply reliability, and efficiently providing physical resources are recommended practices for overall project management body of knowledge.
Keywords: *resource management; risk management; oil and gas projects; cost overruns; structural equation modeling.*

To cite this article:
Syzdykov MK, Taikulakova GS, Shakulikova GT. Structural Modeling and Analysis of Causes of Cost Overruns in Oil and Gas Projects in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2025;7(4):133–142. DOI: 10.54859/kjogi108936.

© 2025 Syzdykov M.K., Taikulakova G.S., Shakulikova G.T. License CC BY-NC-ND 4.0

УДК 338.984:658.5
МРНТИ 06.81.12

DOI: 10.54859/kjogi108936

Получена: 10.11.2025.
Одобрена: 26.11.2025.
Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Структурное моделирование и анализ причин перерасхода средств в нефтегазовых проектах Казахстана

М.К. Сыздыков[1], Г.С. Тайкулакова[2], Г.Т. Шакуликова[3]
[1]КазНИТУ им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан
[2]Алматы Менеджмент Университет, г. Алматы, Казахстан
[3]Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Нефтегазовая отрасль регулярно сталкивается с проблемой превышения бюджета при реализации проектов. Стоимости работ растут, заинтересованные стороны недовольны, а общая производительность страдает. В таких случаях особую актуальность приобретает поиск эффективных методов предотвращения или снижения риска перерасхода средств.

Цель. Целью исследования является анализ взаимосвязи между факторами ресурсного обеспечения, такими как человеческие, материальные и технические ресурсы, и перерасходом средств в нефтегазовых проектах в Казахстане.

Материалы и методы. Структурированный опрос, включающий 15 факторов риска, связанных с ресурсами, был проведён среди опытных специалистов, работающих в нефтегазовой отрасли. Было получено 172 достоверных ответа. Данные были оценены с использованием описательной статистики, эконометрических методов и моделирования структурных уравнений с использованием метода частичных наименьших квадратов PLS-SEM (англ. Partial Least Squares Structural Equation Modeling – моделирование структурных уравнений методом частичных наименьших квадратов) для оценки надежности, валидности, причинно-следственных связей и регрессионных переменных.

Результаты. Эмпирический анализ показывает, что риски, связанные с рабочей силой, включая нехватку рабочей силы, низкую производительность и некомпетентность рабочей силы, оказывают наиболее существенное и статистически значимое влияние на перерасход средств. Риски, связанные с материалами и оборудованием, демонстрируют умеренное, но значимое влияние. Все три латентные конструкции демонстрируют внутреннюю согласованность и конвергентную валидность. Кроме того, заявки на внесение изменений в проект и финансовые трудности также вносят значительный вклад для превышения затрат.

Заключение. В исследовании сделан вывод о том, что эффективное планирование ресурсов имеет решающее значение для минимизации перерасходов средств и обеспечения успешной реализации нефтегазовых проектов в Казахстане. Повышение компетентности рабочей силы, повышение надежности поставок материалов и эффективное предоставление материально-технических ресурсов являются рекомендуемыми практиками для общего свода знаний по управлению проектами.

Ключевые слова: *управление ресурсами, управление рисками, нефтегазовые проекты, перерасход средств, моделирование структурных уравнений.*

Как цитировать:
Сыздыков М.К., Тайкулакова Г.С., Шакуликова Г.Т. Структурное моделирование и анализ причин перерасхода средств в нефтегазовых проектах Казахстана // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 133–142. DOI: 10.54859/kjogi108936.

© Сыздыков М.К., Тайкулакова Г.С., Шакуликова Г.Т., 2025 Лицензия CC BY-NC-ND 4.0

ӘОЖ 338.984:658.5
ҒТАХР 06.81.12

DOI: 10.54859/kjogi108936

Қабылданды: 10.11.2025.
Мақұлданды: 26.11.2025.
Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстандағы мұнай-газ жобаларындағы шығындардың асып кету себептерін құрылымдық модельдеу және талдау

М.Қ. Сыздықов[1], Г.С. Тайкулакова[2], Г.Т. Шакуликова[3]
[1]Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан
[2]Алматы Менеджмент Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан
[3]Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай-газ саласы жобалардың бюджеттен асып түсу мәселесіне үнемі тап болады. Шығындар артады, мүдделі тараптардың наразылығы күшейеді, жалпы өнімділік төмендейді. Осындай жағдайларда шығындар артуының алдын алу немесе азайтудың тиімді әдістерін табу ерекше маңызды.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты – еңбек, жабдық және материалдық факторлар сияқты ресурстарға байланысты факторлар мен Қазақстандағы мұнай-газ жобаларындағы шығындардың асып кетуі арасындағы байланысты талдау.

Материалдар мен әдістер. Мұнай-газ саласында жұмыс істейтін тәжірибелі мамандарға 15 ресурстарға байланысты тәуекел факторларынан тұратын құрылымдық сауалнама таратылды. Барлығы 172 жарамды жауап жиналды. Деректер сенімділікті, жарамдылықты, себеп-салдарлық байланыстарды және регрессивті айнымалыларды бағалау үшін сипаттамалық статистика, эконометрикалық әдістер және ішінара ең кіші квадраттар құрылымдық теңдеулерін модельдеу (PLS-SEM) көмегімен бағаланды.

Нәтижелері. Эмпирикалық талдау еңбекке байланысты тәуекелдер, соның ішінде еңбек күшінің тапшылығы, төмен өнімділік және еңбек күшінің біліктілігінің төмендігі шығындардың асып кетуіне ең елеулі және статистикалық тұрғыдан маңызды әсер ететінін көрсетеді. Материалдық және жабдыққа байланысты тәуекелдер орташа, бірақ маңызды әсер етеді. Барлық үш жасырын құрылым ішкі сәйкестік пен конвергентті жарамдылықты көрсетеді. Сонымен қатар, өзгерістерге тапсырыстар мен қаржылық қиындықтар да шығындардың өсуіне күшті ықпал етеді.

Корытынды. Зерттеу тиімді ресурстарды жоспарлау шығындардың асып кетуін азайту және Қазақстандағы мұнай-газ жобаларының сәтті орындалуын қамтамасыз ету үшін маңыздылығын қорытындылай келеді. Жұмыс күшінің біліктілігін арттыру, материалдық жабдықтаудың сенімділігін арттыру және физикалық ресурстарды тиімді қамтамасыз ету жобаларды басқарудың жалпы білім беру жүйесі үшін ұсынылатын тәжірибелер болып табылады.

Негізгі сөздер: *ресурстарды басқару, тәуекелдерді басқару, мұнай-газ жобалары, шығындардың асып кетуі, құрылымдық теңдеулерді модельдеу.*

Дәйексөз келтіру үшін:
Сыздықов М.Қ., Тайқұлақова Г.С., Шакуликова Г.Т. Қазақстандағы мұнай-газ жобаларындағы шығындардың асып кету себептерін құрылымдық модельдеу және талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4, 133–142 б. DOI: 10.54859/kjogi108936.

© Сыздықов М.Қ., Тайқұлақова Г.С., Шакуликова Г.Т., 2025 Лицензиясы CC BY-NC-ND 4.0

Introduction

The oil and gas industry of the Republic of Kazakhstan has been the most rapidly developing and capital-intensive since the country attained independence. The nation's economic development is hugely dependent upon the industry trends including cyclical variations in oil prices and global and local recessions. Therefore, stakeholders' primary role lies in creating effective mechanisms for attracting foreign investments and ensuring a favorable environment for the implementation of oil and gas projects.

Numerous oil and gas projects worldwide are associated with risks that result in either delays in timely completion, increased project costs, or both. Merrow E.W. indicates that merely 22% of projects are deemed successful, while 78% of projects experienced verified budget overruns of 33% and completion delays of 30% [1]. Although not formally recorded, oil and gas projects in Kazakhstan also experience time delays and cost overruns that significantly affect their overall success and financial feasibility.

Recently, Offshore Technology journal cited Bloomberg and reported that the Tengiz Future Growth Project would face an additional 1.5 billion USD in costs, bringing the total cost to approximately 48.5 billion USD, compared to the initially approved price of 37 billion USD [2]. Furthermore, the project was originally scheduled for completion by mid-2022, but has been postponed twice, and has been actually launched in the first quarter of 2025.

In this context, Project Management Institute defines resources as project personnel, equipment required to execute activities, and materials necessary to complete the project deliverables [3]. Each resource type may pose unique challenges that lead to cost overruns. Labor shortages, machine malfunctions, and material supply difficulties are prevalent obstacles that can impede project progress. Consequently, understanding causes that result in cost overruns is essential for the successful completion of projects.

Chanmeka A., et al., indicated that inadequate planning and poorly specified project scope are significant factors leading to schedule and cost performance challenges in oil and gas projects in Alberta, Canada [4].

Shash A.A. and AbuAlnaja F.M. recently identified 23 factors influencing material availability and highlighted that material delays, mistakes in design and binding documentation, poor estimation, and material cost inflation are the predominant and critical determinants of low performance in Saudi Arabian oil and gas projects [5].

Extensive research studies have categorized causes into client (or owner), contractor, consultant, labor, equipment, material, financial, and external-related factors [6–8].

Syzdykov M., Seitimov T. and Baibussinova Z. have emphasized the importance of resource-related risks in Kazakhstani oil and gas industry. Their proposed approach utilized qualitative (expert assessments) and quantitative (relative index) methodologies to systematically classify and address risk factors [9].

The aim of this study is to further evaluate complex relationships between resource variables, their dependencies via latent constructs, and the potential effects on cost overruns. Partial Least Squares Structural Equation Modeling (PLS-SEM) is employed to analyze and model the relationships between identified risks and their constructs on project cost overruns.

Materials and methods

The study employed a quantitative method to examine the impact of resource-related risk factors on project cost management. Comprehensive literature review revealed 11 factors related to resources and 4 factors that frequently cause direct project cost overruns.

The questionnaire was subsequently designed and distributed to project managers, supervisors, and technical teams via an online Google Form application. The survey was administered to a targeted group of individuals with extensive experience in project management.

Participants were requested to assess the impact of risks using a five-point Likert scale, with 0 denoting "none", 1 indicating "mild", 2 – "moderate", 3 – "severe", and 4 signifying "very severe" impact. The risks factors were not categorized into latent constructs since the research aimed at conducting confirmatory factor analysis by structural equation modeling.

R programming language was used to conduct the partial-least squares structural equation modeling and interpretation of survey data, including reliability and validity tests.

Econometric Model and Hypotheses Formulation

The main research question of the study is to evaluate the effect of resources, such as equipment, labor, and materials, as well as the causes associated with them on project cost overruns in the oil and gas industry. The econometric relationship of project cost overrun (the dependent variable) and equipment, labor, materials (independent variables) can be expressed as the following main regression model in a general form is as follows:

$$COV_i = \beta_0 + \beta_1 EQP_i + \beta_2 LBR_i + \beta_3 MTR_i + \epsilon_i \quad (1)$$

where:

COV_i – cost overrun (latent dependent variable),

β_0 is an intercept term,

β_0, β_1, β_2 and β_3 are regression coefficients for each construct in a model,

EQP_i, LBR_i, MTR_i – equipment, labor, and material latent constructs, respectively,

ϵ_i is an error term, accounting for unexplained variance.

DOI: 10.54859/kjogi108936

Fig. 1 illustrates the comprehensive research framework. The golden-hued oval shapes seen in the Figure represent latent constructs. Eleven arrows extend from equipment, labor, and materials constructs, primarily indicating the reflective measurement models. On the right side, four inward arrows representing change orders, price fluctuations, regulatory changes, and financial difficulties converge on the cost overruns, which show their formative measurement model. The inner structural equation model, comprising of latent constructs, delineates the primary hypotheses to be examined in this study:

– H1: Equipment-related resource factors have a positive effect on project cost overruns;
– H2: Labor-related resource factors positively influence project cost overruns;
– H3: Material-related resource factors have a positive effect on project cost overruns.

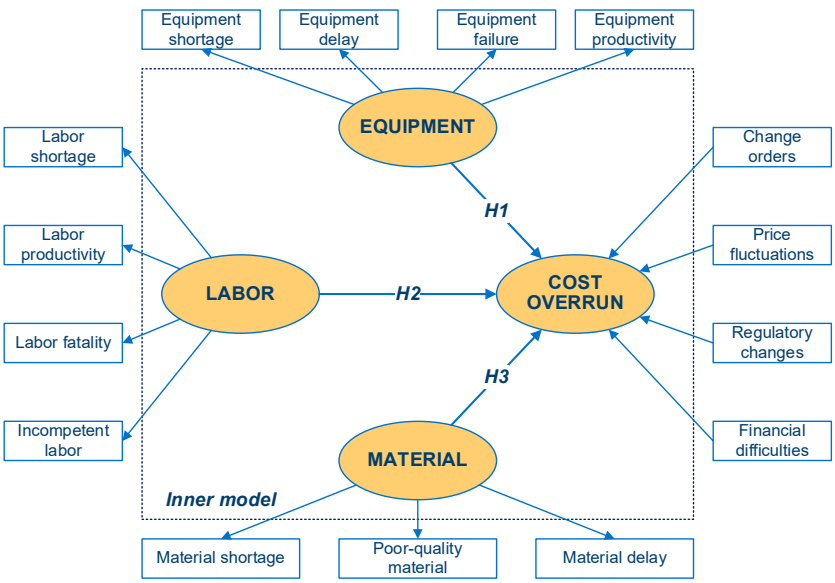


Figure 1. Relationships between resource-related factors and the cost overrun

Results

Demographic information

The study results cover a diverse group of 172 respondents classified by their occupational roles and industrial experience. The companies' roles are categorized into three primary groups: clients (69 individuals), contractors (61), and consultants (42). Table 1 presents detailed information regarding the respondents.

Table 1. Demographic characteristics of respondents

Categories		Company Role		
		Client	Contractor	Consultant
Job Classification	Engineering / Design	34	33	32
	Project Management	24	18	4
	Supervisory / Management	11	10	6
Industry Experience	less than 5 years	12	20	6
	5–9 years	15	18	16
	10–14 years	22	14	6
	15–24 years	13	6	8
	25 years and more	7	3	6

According to Tab. 1, a significant portion of respondents, 57.56%, are involved in engineering and design jobs. This category comprises 34 clients, 33 contractors, and 32 consultants. The category with the least representation is supervisory and management, including 27 respondents or 15.7%. Considering industrial experience, 28.49% of respondents possess 5–9 years, while 24.42% have 10–14 years of experience.

Reflective Measurement Models Evaluation

This subchapter presents a thorough assessment of reflective measurement models for three constructs: equipment, labor, and material. Equation (2) depicts the relationship of each measured variable to the equipment latent construct.

$$EQP_i = \lambda_{10} + \lambda_{11}EQP1_i + \lambda_{12}EQP2_i + \lambda_{13}EQP3_i + \lambda_{14}EQP4_i + \delta_{1i} \quad (2)$$

where:

$EQP1_i$, $EQP2_i$, $EQP3_i$, and $EQP4_i$ represent i^{th} observation of each observed variable in the equipment latent construct,

λ_{11}, λ_{12}, λ_{13}, and λ_{14} represent the factor loadings for each measured variable,

δ_{1i} denotes the residual error associated with the construct.

Similarly, Equations (3) and (4) define labor and material constructs, respectively:

$$LBR_i = \lambda_{20} + \lambda_{21}LBR1_i + \lambda_{22}LBR2_i + \lambda_{23}LBR3_i + \lambda_{24}LBR4_i + \delta_{2i} \quad (3)$$

$$MTR_i = \lambda_{30} + \lambda_{31}MTR1_i + \lambda_{32}MTR2_i + \lambda_{33}MTR3_i + \delta_{3i} \quad (4)$$

Equations (3) and (4) replicate the structure of Equation (2) wherein each measured variable is linked to its corresponding latent construct via factor loadings, while residual errors account for unexplained variance.

Furthermore, the constructs are assessed using essential statistical measures to determine the model's reliability and validity (see Tab. 2).

Table 2. Assessment of Reliability and Validity in Reflective Measurement Models

Construct	Item	Factor loadings	Cronbach's alpha	Composite reliability	AVE
Equipment	Shortage	0.869	0.896	0.927	0.762
	Delay	0.838			
	Failure	0.881			
	Productivity	0.901			
Labor	Shortage	0.789	0.854	0.902	0.697
	Productivity	0.889			
	Fatality	0.780			
	Incompetency	0.864			
Material	Shortage	0.927	0.889	0.931	0.818
	Poor-quality	0.907			
	Delay	0.880			

AVE – Average Variance Extracted

The initial step involves verification of individual factors' reliability. Factor loadings (λ) denote the strength of each variable and its corresponding construct. Moreover, factor loadings must exceed the threshold value of 0.7 to validate indicators' reliability.

Tab. 2 demonstrates that the equipment construct has factor loadings between 0.838 (equipment delay) and 0.901 (equipment productivity), whereas the labor construct shows loadings from 0.780 (labor fatality) to 0.889 (labor productivity). The stronger relationship between variables and the construct is seen in the material category, where loadings vary from 0.880 (material delay) to 0.927 (material shortage).

Internal consistency reliability

Cronbach's alpha evaluates the internal consistency of indicators within each construct, with values exceeding 0.7 being acceptable. The current study reports Cronbach's alpha values of 0.896, 0.854, and 0.889 for the equipment, labor, and material constructs, respectively, indicating high internal reliability.

Composite reliability (CR) also evaluates the overall reliability of the construct and its indicators, and it is often preferred over Cronbach's alpha. For instance, composite reliability scores of 0.927 for equipment, 0.902 for labor, and 0.931 for material constructs confirm robust consistency reliability among the individual loadings.

Convergent validity

The next step in assessing the reflective measurement model is to verify convergent validity. Average Variance Extracted (AVE) is a standard measure that quantifies the variance extracted by a construct from its indicators in relation to the variance attributed to measurement error. An AVE value exceeding 0.5 is deemed acceptable. Three constructs demonstrate sufficient explained variances of 0.762 (or 76.2%) for equipment, 0.697 (or 69.7%) for labor, and 0.818 (or 81.8%) for materials.

Formative Measurement Model Evaluation

Unlike the reflective measurement model, independent variables cause or form the dependent construct in a formative measurement model. This ap-

DOI: 10.54859/kjogi108936

proach is widely used when multiple factors define the construct rather than describing it reflectively.

$$COV_i = \gamma_0 + \gamma_1 CO_i + \gamma_2 PF_i + \gamma_3 RC_i + \gamma_4 FD_i + \xi_i \quad (5)$$

where:
CO_i, PF_i, RC_i and FD_i are change orders, price fluctuations, regulatory changes, and financial difficulties of ith observation, respectively,
γ_0 is an intercept,
γ_1, γ_2, γ_3 and γ_4 are outer weights of the formative indicators,
ξ_i is a residual error term of the formative measurement model.

Tab. 3 presents outer weights and loadings of the formative measurement model. For validity, outer loadings must exceed 0.5. The table indicates that all variables have outer loadings over 0.5. The outer weights are assessed for validity and reliability using the bootstrapping technique in PLS-SEM.

Table 3. Outer Weight Evaluation

Relationship	Weights	Loadings	Communality
Change orders -> Cost overrun	0.407	0.793	0.629
Price fluctuations -> Cost overrun	0.132	0.772	0.596
Regulatory changes -> Cost overrun	0.279	0.820	0.672
Financial difficulties -> Cost overrun	0.426	0.815	0.664

Table 3 demonstrates that outer weights signify the strength of an impact of independent variables on cost overruns. Financial difficulties and change orders exert the strongest influence on cost overruns, with outer weights of 0.426 and 0.407, respectively.
Price fluctuations exert minimal influence on project cost overruns, as seen by its negligible outer weight (0.132). Regulatory changes, such as those changes in government policies, compliance requirements, and legal regulations, are usually overlooked. This study confirms that they might have a moderate influence on overruns (outer weight = 0.279).

PLS-SEM Results

To effectively evaluate the structural equation model, it is recommended first to verify the absence of collinearity issues among exogenous and endogenous variables. The assessment of multicollinearity can be conducted using the variance inflation factor.

Table 4. Collinearity Statistics of the Inner Model

Hypothesis	Construct relationships	VIF
H1	Equipment -> Cost overrun	2.791
H2	Labor -> Cost overrun	2.383
H3	Material -> Cost overrun	2.808

VIF – variance inflation factor

Tab. 4 indicates that the latent constructs of equipment, labor, and material exhibit VIF values of 2.791, 2.383, and 2.808, respectively, in respect to the endogenous variable of cost overrun. This shows a moderate level of multicollinearity, which is acceptable and a far below the cutoff value of 5.
The heteroscedasticity test is the subsequent step in validating the reliability of statistical reasoning. Heteroscedasticity can lead to erroneous model predictions and undermine regression results.
This study conducted heteroscedasticity tests utilizing using both Breusch-Pagan and White's approaches. In the initial test findings, the Breusch-Pagan statistic (BP) was 6.7966 with 3 degrees of freedom (df) and a *p*-value of 0.07867, while White's test produced a BP of 6.9657 with 6 df and a *p*-value of 0.324. The *p*-values for both tests exceed the significance level of 0.05, thus indicating the absence of heteroscedasticity.

Regression Analysis

The independent latent constructs were regressed on the dependent latent construct, which was the cost overruns. The primary objective of the regression analysis is to assess the direct relationships between the latent constructs and their statistical significance.
Tab. 5 captures the results of regression analysis, with each column representing coefficient estimates, standard errors, *t*-values and *p*-values.

Table 5. Hypothesis Testing and Evaluation of Structural Model

Item	Relationships *	Path coefficient	Std. Error	*t*-values	*p*-values	Decision
	(Intercept)	2.085e-17	0.0517	0.000	1.000	
H1	Equipment -> Cost overrun delay	0.180	0.0863	2.090	0.0381	supported
H2	Labor -> Cost overrun	0.454	0.0798	5.694	5.43e-08	supported
H3	Material -> Cost overrun	0.177	0.0866	2.044	0.0425	supported

Residual standard error: 0.6777 on 168 degrees of freedom
Multiple R-squared: 0.5515, Adjusted R-squared: 0.5435
F-statistic: 68.85 on 3 and 168 DF, p-value: < 2.2e-16

Equation (1) can be rewritten as follows, using the values obtained from the regression analysis:

$$SD_i = 0.180EQP_i + 0.454LBR_i + 0.177MTR_i + \epsilon_i \quad (1^*)$$

Each path coefficient in the regression equation (1*) denotes the impact of latent construct on the cost overruns. The path coefficient (β_1 = 0.180) indicates that a one-unit increase in equipment leads

to a 0.180-unit rise in cost overruns. Nonetheless, this effect may be statistically questionable, as the *p*-value of 0.0381 is proximate to 0.05. It can be asserted that the alternative hypothesis H1 is validated at the 0.05 significance level.

The labor coefficient β_2 = 0.454 is statistically significant (*p*-value < 0.001), indicating that a one-unit increase in labor causes a 0.454-unit increase in cost overruns, assuming all other variables are held constant.

The material construct (*p*-value < 0.05) has a path coefficient β_3 = 0.177 suggesting that, ceteris paribus, a one-unit increase results in a 0.177-unit increase in cost overruns.

Discussion

The findings of this study has shed light on the impact of resource-related factors on project cost overruns. In the latest paper, Dong S., et al., identified project resource-supply challenges as principal factors in cost escalation. The authors highlighted the shortage of skilled labor, equipment and material supply as significant issues [10].

This study also show that labor productivity and competency issues have the strongest effect on cost overruns (β_2 = 0.454) followed by material shortage and equipment productivity. This finding is consistent with Nguyen N., et al., who pointed out that physical project resources are one the five critical risk factors contributing both to cost and schedule overruns. Their analysis also emphasized design changes and financial challenges similar to the current study [11]. Furthermore, Nuako F., et al., have identified the capability and competency of project teams as a critical success factor for reducing overruns in public construction projects [12]. Our finding that material shortages and delays substantially lead to cost overruns agrees with Nuako F., et al.'s assertion regarding the necessity of timely payments to ensure stable supply chains.

Another recent study by Mosly I. reports that labor productivity, workforce competency, and contractor performance are among the leading determinants of construction cost escalation in Saudi Arabia [13]. Our findings are consistent with this – labor shortages, low productivity, and lack of competency exert the strongest direct impact on cost overruns. Mosly I. also indicated that managerial decisions and financial discipline are systematic challenges of cost growth. Therefore, poor planning in a form of change orders must be avoided by project managers.

The current study results also replicate the findings reported by Islam M.S., Nepal M., and Skitmore M., who stated that resource-related issues, such as a lack of skilled labor, materials supply difficulties, and equipment availability, were to increase cost growth and schedule delays in power plant projects [14].

The findings of this study align with those of 15. Sohrabi H. and Noorzai E., who indicated that resource-related risks are significant factors in project underperformance within the Iranian oil and gas construction sector [15]. Our results also reveal that labor-related risks have the strongest impact on cost overruns and highlight that human capital is the key factor in sustaining productivity and cost control in complex oil and gas settings.

Conclusion

The study has analyzed the effects of resource-related risks on the within-budget completion of oil and gas projects. This study employed an advanced research methodology, especially PLS-SEM and focused exclusively on resource-associated risks. All resources, including equipment, personnel, and materials, are equally vital to the project's success. Our findings demonstrate that labor is the principal factor exerting the most significant influence on project cost performance. As a result, the current study delivers an essential message to the oil and gas sector and project managers regarding the need for competent workforce. Ensuring workplace competency requires trainings and improving communication and collaboration across divisions.

Although the two other alternative hypotheses regarding equipment and material-related risks were comparatively moderate, they remained statistically significant. This suggests that equipment and material latent variables are also decisive resource-related factors. In addition, the analysis confirmed that change orders and financial difficulties directly affect cost overruns, while price fluctuations did not show a strong effect. Overall, the study emphasizes that minimizing cost overruns in oil and gas projects requires qualified workforce development, careful resource planning, and effective change management.

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 great-

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

est contribution is distributed as follows: Murat K. Syzdykov – conceptualization, methodology, software, formal analysis, investigation, resources, data curation, writing and editing the manuscript, visualization; Gulnura S. Taikulakova – conceptualization, methodology, formal analysis, reviewing and editing the manuscript; Gulzada T. Shakulikova – validation, investigation, resources, reviewing and editing the manuscript.

вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Сыздыков М.К. – разработка концепции, методология, программное обеспечение, формальный анализ, проведение исследования, обеспечение ресурсами, подготовка и обработка данных, написание и редактирование статьи, визуализация; Тайкулакова Г.С. – разработка концепции, методология, формальный анализ, рецензирование и редактирование статьи; Шакуликова Г.Т. – проверка исследования, ресурсы, рецензирование и редактирование статьи.

REFERENCES

1. Merrow EW. Oil and gas industry megaprojects: Our recent track record. *Oil and Gas Facilities*. 2012;1(02):38–42. doi: 10.4043/21858-MS.
2. offshore-technology.com [Internet]. Chevron's Kazakhstan oil expansion project faces cost increase of $1.5bn [cited 01 Oct 2025]. Available from: offshore-technology.com/news/chevrons-kazakhstan-1-5bn/.
3. Project Management Institute. A Guide to the Project Management Body of Knowledge. 6th ed. Pennsylvania: Project Management Insitute; 2017. 711 p.
4. Chanmeka A, Thomas SR, Caldas CH, Mulva SP. Assessing key factors impacting the performance and productivity of oil and gas projects in Alberta. *Canadian Journal of Civil Engineering*. 2012;39(3):259–270. doi: 10.1139/l11-128.
5. Shash AA, AbuAlnaja FM. Causes of material delays in capital projects in Saudi Arabia. *International Journal of Construction Management*. 2021;23(7):1109–1117. doi: 10.1080/15623599.2021.1956294.
6. Aziz RF. Ranking of delay factors in construction projects after Egyptian revolution. *Alexandria Engineering Journal*. 2013;52(3):387–406. doi: 10.1016/j.aej.2013.03.002.
7. Odeh AM, Battaineh HT. Causes of construction delay: Traditional contracts. *International Journal of Project Management*. 2002;20(1):67–73. doi: 10.1016/S0263-7863(00)00037-5.
8. Sambasivan M, Soon YW. Causes and effects of delays in Malaysian construction industry. *International Journal of Project Management*. 2007;25(5):517–26. doi: 10.1016/j.ijproman.2006.11.007.
9. Syzdykov M, Seitimov T, Baibussinova Z. Re-Visiting the project risk management framework and adapting it for the Kazakh oil and gas industry. SPE Annual Caspian Technical Conference; 2020 Oct 21–22; Virtual. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/449739.
10. Dong S, Ahmed M, Chatpattananan V. Analysis of Key Factors of Cost Overrun in Construction Projects Based on Structural Equation Modeling. *Sustainability*. 2025;17(5):2119. doi: 10.3390/su17052119.
11. Nguyen T, Chileshe N, Ho DT, et al. Significant risks that trigger cost overruns and delays in urban rail projects: a typical case study of Vietnam. *Built Environment Project and Asset Management*. 2024;14(2):278–95. doi: 10.1108/BEPAM-01-2023-0027.
12. Nuako F, Ghansah FA, Adusei T. Critical success factors for cost overrun minimization in public construction projects in developing countries: The case of Ghana. *Construction Innovation*. 2024. doi: 10.1108/CI-07-2022-0176.
13. Mosly I. Construction Cost-Influencing Factors: Insights from a Survey of Engineers in Saudi Arabia. *Buildings*. 2024;14(11):3399. doi: 10.3390/buildings14113399.
14. Islam MS, Nepal M, Skitmore M. Structuring risks for a comprehensive understanding of cost overruns in power plant projects. *Construction Innovation*. 2023;25(3):1014–1032. doi: 10.1108/CI-05-2022-0120.
15. Sohrabi H, Noorzai E. Risk assessment in Iranian oil and gas construction industry: a process approach. *International Journal of Quality & Reliability Management*. 2023;40(1):124–147. doi: 10.1108/IJQRM-03-2021-0069.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Merrow E.W.* Oil and gas industry megaprojects: Our recent track record // Oil and Gas Facilities. 2012. Vol. 1, Issue 02. P. 38–42. doi: 10.4043/21858-MS.
2. offshore-technology.com [интернет]. Chevron's Kazakhstan oil expansion project faces cost increase of $1.5bn [дата обращения 01.10.2025]. Доступ по ссылке: offshore-technology.com/news/chevrons-kazakhstan-1-5bn/.
3. Project Management Institute. A Guide to the Project Management Body of Knowledge. 6th ed. Pennsylvania : Project Management Insitute, 2017. 711 p.
4. *Chanmeka A., Thomas S.R., Caldas C.H., Mulva S.P.* Assessing key factors impacting the performance and productivity of oil and gas projects in Alberta // Canadian Journal of Civil Engineering. 2012. Vol. 39, N 3. P. 259–270. doi: 10.1139/l11-128.
5. *Shash A.A., AbuAlnaja F.M.* Causes of material delays in capital projects in Saudi Arabia // International Journal of Construction Management. 2021. Vol. 23, Issue 7. P. 1109–1117. doi: 10.1080/15623599.2021.1956294.
6. *Aziz R.F.* Ranking of delay factors in construction projects after Egyptian revolution // Alexandria Engineering Journal. 2013. Vol. 52, Issue 3. P. 387–406. doi: 10.1016/j.aej.2013.03.002.
7. *Odeh A.M., Battaineh H.T.* Causes of construction delay: Traditional contracts // International Journal of Project Management. 2002. Vol. 20, Issue 1. P. 67–73. doi: 10.1016/S0263-7863(00)00037-5.

8. *Sambasivan M., Soon Y.W.* Causes and effects of delays in Malaysian construction industry // International Journal of Project Management. 2007. Vol. 25, Issue 5. P. 517–26. doi: 10.1016/j.ijproman.2006.11.007.
9. *Syzdykov M., Seitimov T., Baibussinova Z.* Re-Visiting the project risk management framework and adapting it for the Kazakh oil and gas industry. SPE Annual Caspian Technical Conference; Oct 21–22, 2020; Virtual. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/449739.
10. *Dong S., Ahmed M., Chatpattananan V.* Analysis of Key Factors of Cost Overrun in Construction Projects Based on Structural Equation Modeling // Sustainability. 2025. Vol. 17, Issue 5. doi: 10.3390/su17052119.
11. *Nguyen T., Chileshe N., Ho D.T., et al.* Significant risks that trigger cost overruns and delays in urban rail projects: a typical case study of Vietnam // Built Environment Project and Asset Management. 2024. Vol. 14, N 2. P. 278–95. doi: 10.1108/BEPAM-01-2023-0027.
12. *Nuako F., Ghansah F.A., Adusei T.* Critical success factors for cost overrun minimization in public construction projects in developing countries: The case of Ghana // Construction Innovation. 2024. doi: 10.1108/CI-07-2022-0176.
13. *Mosly I.* Construction Cost-Influencing Factors: Insights from a Survey of Engineers in Saudi Arabia // Buildings. 2024. Vol. 14, Issue 11. doi: 10.3390/buildings14113399.
14. *Islam M.S., Nepal M., Skitmore M.* Structuring risks for a comprehensive understanding of cost overruns in power plant projects // Construction Innovation. 2023. Vol. 25. N 3. P. 1014–1032. doi: 10.1108/CI-05-2022-0120.
15. *Sohrabi H., Noorzai E.* Risk assessment in Iranian oil and gas construction industry: a process approach // International Journal of Quality & Reliability Management. 2023. Vol. 40, N 1. P. 124–147. doi: 10.1108/IJQRM-03-2021-0069.

AUTHORS' INFO

***Murat K. Syzdykov**
ORCID 0000-0003-3635-0531
e-mail: *murat.kaznitu@gmail.com*.
Gulnura S. Taikulakova
Cand. Sc. (Economy), Professor
ORCID 0000-0001-9852-6083
e-mail: *gulnuratgs@mail.ru*.
Gulzada T. Shakulikova
Doct. Sc. (Economy), Professor
ORCID 0000-0002-8779-9614
e-mail: *gulzadash@gmail.com*.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Сыздыков Мурат Канатович**
ORCID 0000-0003-3635-0531
e-mail: *murat.kaznitu@gmail.com*.
Тайкулакова Гульнура Сериковна
канд. экон. наук, профессор
ORCID 0000-0001-9852-6083
e-mail: *gulnuratgs@mail.ru*.
Шакуликова Гулзада Танирбергеновна
докт. экон. наук, профессор
ORCID 0000-0002-8779-9614
e-mail: *gulzadash@gmail.com*.

*Corresponding Author / Автор, ответственный за переписку

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. УДК[1], МРНТИ[2], 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, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык[3]. 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, ӘОЖ), МРНТИ (CSCSTI, ҒТАХР)** 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 организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задаётся заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, межстрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, межстрочный 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, межстрочный 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, межстрочный 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)…; a), b), c)…), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задаётся шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в нередактируемом формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (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. UDC[1], CSCSTI[2], 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 format[3].

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, ӘОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ҒТАХР)** 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 refernces 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. ӘОЖ[1], ҒТАХР[2], басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

[1] https://classinform.ru/udk.html
[2] https://grnti.ru/

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне[3] аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӘОЖ (UDC, ӘОЖ), ҒТАХР (CSCSTI, ҒТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӘОЖ, ҒТАХР кейін, Arial шрифтпен, 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)…; a), 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 шрифтінде, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтінде, 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, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-'S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтпен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтпен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Подписано в печать 17.12.2025 г.
Формат 72x104. 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