

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

Scientific and Practical Journal

KAZAKHSTAN JOURNAL FOR

OIL & GAS INDUSTRY

Научно-практический журнал

ВЕСТНИК

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Ғылыми-практикалық журнал

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ

САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

Volume 8(2), 2026

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 8, № 2 (2026)

Астана 2026

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

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

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

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

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

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

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 8, № 2 (2026)

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Утеев Рахим Нагангалиулы,
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD
по геологии (Казахстан)

Члены редколлегии

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

Ответственный секретарь

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
проспект Кабанбай батыра, 17
тел. +7-7172-60-90-26
e-mail: vestnik@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

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

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

БУРЕНИЕ

Абишев М.Н., Жантурин Ж.К., Ахметов Н.М.

Исследование устойчивости буровых долот на забое скважины с использованием усовершенствованной конструкции расширителя-стабилизатора 8

Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Исаева Д.А., Исмаилов А.А.
Буферные жидкости при бурении инвертно-эмульсионными растворами: обзор и влияние на загрязнение продуктивного пласта 16

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рахмет Б.Г.

Анализ эффективности применения поверхностно-активных веществ в методах увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов 27

Калымова П.А., Турмаганбет С.Е., Чечина Ю.В., Байменов С.Е., Бердыев А.Ж., Джаксылыков Т.С., Марданов А.С.
Практическая реализация интегрированной системы коррозионного мониторинга на месторождениях Южно-Тургайского нефтегазового бассейна с применением трёх независимых методов измерения 36

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Сейтимбетова А.Б., Шульгина-Тарашук А.С., Смаилова А.С.

Использование Big Data и аналитики для прогнозирования и повышения производительности в нефтегазовой отрасли 48

Аяганова А.И., Курмангалиев Д.Ж., Абилгазиева А.Ш., Дукесова Н.К.
Применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли: тренд или необходимость? 59

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сейтхазиев Е.Ш., Джарасова Т.С., Алдебек А.Е., Ыхласов Н.К., Рахымберди Р.

Комплексная интерпретация геохимических, физико-химических исследований и РvТ-параметров для верификации фазовой зональности залежей (на примере месторождения Восточный Урихтау) 74

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Сагындииков М., Гусенов И., Мелис Е., Маткир Ж.

Методика проведения фильтрационных экспериментов на кернах для оценки гравитационного разделения воды и нефти в пористой среде 93

Кизатов Е.М., Дюсова Р.М., Копишев Э.Е., Калиев О.Е.

Анализ влияний технологических параметров на формирование жидких продуктов при пиролизе полистирольных отходов 105

Оразбаев Н.С., Сейтенова Г.Ж.

Каталитическая изомеризация лёгких алканов: термодинамические, кинетические и технологические аспекты... 119

Каирбеков Ж.К., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З., Каирбеков А.А., Суймбаева С.М., Джелдыбаева И.М.

Термическая деструкция композиционного сырья на основе горючих сланцев и тяжёлых нефтепродуктов 133

ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА

Шалабекова А.Л., Идрисова Э.К., Атемова Г.Т.

Регулирование метана: отчётность по выбросам 142

Требования к статьям научно-практического журнала

«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 152

Kazakhstan journal for oil & gas industry

2026;8(2)

Scientific and Practical Journal

The journal is registered with the Ministry of Information and Social Development of the Republic of Kazakhstan
Certificate No. 18609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

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

Members of the editorial board

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

Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

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

DRILLING

Abishev M.N., Zhanturin Zh.K., Akhmetov N.M.
Stability Analysis of Bottom-Hole Drilling Bits Utilizing an Advanced
Reamer-Stabilizer Configuration 8
Kabdushev A.A., Agzamov F.A., Issayeva D.A., Ismailov A.A.
Spacer Fluids for Wells Drilled with Invert Emulsion Drilling Fluids:
A Review of Their Role in Preventing Formation Damage 16

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Rakhmet B.G.
Analysis of the Effectiveness of Surfactant Application
in Enhanced Oil Recovery Methods 27
**Kalymova P.A., Turmaganbet S.Ye., Chechina Yu.V.,
Baimenov S.Ye., Berdyev A.Zh., Jaxylykov T.S., Mardanov A.S.**
Practical Implementation of An Integrated Corrosion Monitoring System
at The Fields of The South Torgay Turgay Oil and Gas Fields Three
Independent Measurement Methods 36

DIGITAL TECHNOLOGIES

Seitimbetova A.B., Shulgina-Tarashchuk A.S., Smailova A.S.
Using Big Data and Analytics for Forecasting and Productivity
Enhancement in the Oil and Gas Industry 48
**Ayaganova A.I., Kurmangaliyev D.Zh., Abilgazyeva A.Sh.,
Dukessova N.K.**
Application of Artificial Intelligence in the Oil and Gas Industry:
Trend or Necessity? 59

PHYSICO-CHEMICAL AND MICROBIOLOGICAL STUDIES

**Seitkhaziyev Ye.S., Jarassova T.S., Aldebek A.Ye.,
Ykhllassov N.K., Rakhymberdi R.**
Comprehensive Interpretation of Geochemical, Physicochemical
Studies and PVT Parameters for Verification of Phase Zonation
of Reservoirs (A Case Study of the Eastern Urikhtau Field) 74

PETROCHEMISTRY & OIL REFINING

Sagyndikov M., Gussenov I., Melis Ye., Matkir Zh.
Development of a Laboratory Methodology for Core Flooding
Experiments to Evaluate Gravity Segregation in Oil–Water
Saturated Porous Media 93
Kizatov Ye.M., Dyussova R.M., Kopishev E.Ye., Kaliyev O.Ye.
Analysis of the Influence of Process Parameters on the Formation
of Liquid Products During the Pyrolysis of Polystyrene Waste 105
Orazbayev N.S., Seitenova G.Zh.
Catalytic Isomerization of Light Alkanes: Thermodynamic,
Kinetic, and Technological Aspects 119
**Kairbekov Zh.K., Sarmurzina R.G., Esenalieva M.Z.,
Kairbekov A.A., Suimbaeva S.M., Dzheldybaeva I.M.**
Thermal Destruction of Composite Raw Materials Based
on Combustible Shale and Heavy Petroleum Products 133

ECOLOGY&ECONOMY

Shalabekova A.L., Idrissova E.K., Atemova G.T.
Methane Regulation: Emissions Reporting 142

Requirements for submitting articles for the publication
in the “Kazakhstan journal for oil & gas industry” Journal
of Research and Practice 152

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

8 том, № 2 (2026)

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

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

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

Редакциялық алқа мүшелері
Әбілхасымов Қ.Б., геол.-мин.
ғыл. докт. (Қазақстан) Ағзамов
Ф.А., техн. ғылым. докт.
(Ресей)
Ғабдуллин М.Т., физ.-мат.
ғылым. канд., плазма физикасы
жөніндегі PhD (Қазақстан)
Исмаилов Ф.С., техн. ғылым.
жөніндегі PhD (Әзірбайжан)
Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.
докт., бас редактордың орынб.
(Қазақстан)

Құлқеев Ж.Ә., экон. ғылым.
канд. (Қазақстан)
Мұнара А., геология жөніндегі
PhD (Қазақстан)
Нұртаева Г.Қ., пед. ғыл. докт.
хим. ғылым. канд. (Қазақстан)
Огай Е.К., техн. ғылым. докт.,
бас редактордың орынб.
(Қазақстан)
Пурафшари П., PhD
(Қазақстан)
Пятибратов П.В., техн. ғылым.
канд. (Ресей)
Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.
докт. (Қазақстан)
Сұлтанов Ш.Х., техн. ғылым.
докт. (Ресей)
Умедов Ш.Х., техн. ғылым.
докт. (Өзбекстан)
Өміралиев Б.Т., техн. ғылым.
докт. (Қазақстан)

Атқарушы хатшы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

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

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

website: vestnik-ngo.kz

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

Мазмұны

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

БҰРҒЫЛАУ

Абишев М.Н., Жантурин Ж.К., Ахметов Н.М.
Ұңғыма түбіндегі бұрғылау қашауларының тұрақтылығын
кеңейткіш-тұрақтандырғыштың жетілдірілген конструкциясын
қолдана отырып зерттеу..... 8

Қабдушев А.А., Ағзамов Ф.А., Исаева Д.А., Исмаилов А.А.
Инвертті эмульсиялық ерітінділермен бұрғылау кезіндегі буферлік
сұйықтықтар: шолу және өнімді қабаттың ластануына әсері 16

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Рақмет Б.Г.
Мұнай қабаттарын мұнай беруді ұлғайту әдістерінде беттік
белсенді заттарды қолдану тиімділігін талдау..... 27

**Қалымова П.А., Тұрмағанбет С.Е., Чечина Ю.В., Байменов С.Е.,
Бердыев А.Ж., Жақсылықов Т.С., Марданов А.С.**
Үш тәуелсіз өлшеу әдісін қолдана отырып, Оңтүстік Торғай мұнай-
газ бассейнінің кен орындарында коррозиялық мониторингтің
интеграцияланған жүйесін практикалық тұрғыда іске асыру 36

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ТАСЫМАЛУ

Сейтімбетова А.Б., Шульгина-Тарашук А.С., Смайылова А.С.
Мұнай-газ саласындағы өнімділікті болжау және жақсарту
үшін Big Data пен аналитиканы пайдалану 48

**Аяганова А.І., Құрманғалиев Д.Ж., Әбілғазиева Ә.Ш.,
Дукесова Н.Қ.**
Мұнай-газ саласында жасанды интеллектті қолдану: тренд пе,
әлде қажеттілік пе? 59

ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИКРОБИОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

**Сейтқазиев Е.Ш., Джарасова Т.С., Әлдебек Ә.Е., Ықыласов Н.Қ.,
Рақымберді Р.**
Кен орындарының фазалық аймақтылығын верификациялау
үшін геохимиялық, физикалық-химиялық зерттеулер мен PVT
параметрлерін кешенді түсіндіру (Шығыс Өріқтау кен орнының
мысалында)..... 74

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДЕУ

Сағындықов М., Гусенов И., Мелис Е., Маткир Ж.
Кеуекті ортадағы су мен мұнайдың гравитациялық бөлінуін
бағалау үшін керн үлгілерінде сүзгілеу (фильтрациялық)
эксперименттерін жүргізу әдістемесі..... 93

Кизатов Е.М., Дюсова Р.М., Копишев Э.Е., Қалиев О.Е.
Полистирол қалдықтарын пиролиздеу кезінде сұйық өнімдердің
пайда болуына технологиялық параметрлердің әсерін талдау .. 105

Оразбаев Н.С., Сейтенова Г.Ж.
Жеңіл алкандарының каталитикалық изомеризациясы:
термодинамикалық, кинетикалық және технологиялық
аспектілер..... 119

**Қайырбеков Қ.Ж., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З.,
Қайырбеков Ә.А., Суймбаева С.М., Джелдыбаева И.М.**
Жанғыш тақтатастар мен ауыр мұнай өнімдеріне негізделген
композициялық шикізаттың термиялық жойылуы 133

ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ЭКОНОМИКА

Шалабекова Ә.Л., Идрисова Э.К., Атемова Г.Т.
Метанды реттеу: шығарындылары бойынша есеп беру..... 142

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын
талаптар 152

ӨОЖ 622.276.5

ГТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108959](https://doi.org/10.54859/kjogi108959)

Қабылданды: 06.03.2026.

Мақұлданды: 09.04.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Ұңғыма түбіндегі бұрғылау қашауларының тұрақтылығын кеңейткіш-тұрақтандырғыштың жетілдірілген конструкциясын қолдана отырып зерттеу

М.Н. Абишев, Ж.К. Жантурин, Н.М. Ахметов

Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Мұнай және газ ұңғымаларын терең бұрғылау жағдайында қашаудың радиалды және осьтік тербелістерінен туындайтын бұрғылау колонналарының динамикалық тұрақсыздығы бұрғылаудың механикалық жылдамдығының төмендеуіне, құралдардың қарқынды тозуына және оқпан диаметрінің істен шығуына әкеледі. Әсіресе бұл проблема қаттылығы және литологиясы әртүрлі және кезектесіп келетін жыныстарды бұрғылау кезінде айқын көрінеді. Қолданыстағы техникалық шешімдерге, оның ішінде Қазақстан Республикасы №22228 (E21B 10/30) патентінде жүзеге асырылған шарошканы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың құрылымына талдау жасау «қашау-бұрғылау колоннасы-тау жынысы» жүйесінің тұрақты динамикалық теңдігін қамтамасыз етуге арналған тұрақтандырғыш құрылғылардың геометриялық және динамикалық көрсеткіштерін жетілдірудің қажеттілігін көрсетті.

Мақсаты. Бұрғылаудың динамикалық жүйесіндегі радиалды тербелістердің себептерін теориялық және эксперименталдық негіздеу және жұмыс органдарының 120° бұрыш жасай тиімді орналасуының және шарошканың түзілуінің кіші өлшем арқылы жүзеге асу талаптарының орындалуы есептерінен ұңғыма түбіндегі құралдың кепілдендірілген тұрақтылығын қамтамасыз ететін қашау үстіндегі түрдегі шарошканы кеңейткіш-тұрақтандырғышты жасақтау.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста динамикалық жүйелер теориясының ережелері, айналу-дың механикалық жүйелеріндегі энергетикалық шығындардың заңдылықтары және ең аз өсер ету принципі пайдаланылған. Шарошка түзушілердің кіші өлшемдерінің кеңейткіш-тұрақтандырғыштың номиналды радиусынан тәуелділігін анықтайтын математикалық модель жасақталған. Диаметрі 203 мм ауырлатылған бұрғылау құбырлар тізбегінің негізінде орындалған диаметр $269,9$ мм қашау үстіндегі тұрақтандырғыштың тәжірибелік нұсқасының геометриялық көрсеткіштерін есептік негіздеу жұмыстары жасалынған. Эксперименталдық зерттеулер терең бұрғылау кезінде өндірістік жағдайларда жүргізілген.

Нәтижелері. Берілген $b_{min} > \frac{\sqrt{7} \cdot R_{PAC}}{...}$ түріндегі құрылымдық талапты орындау, ұңғыма өсіне қатысты бұрғылау құралының тұрақты динамикалық теңдігін қамтамасыз ететін анықталды. Өндірістік сынаулар бұрғылаудың механикалық жылдамдығының 5% артқанын және қашау бойынша өтудің 7,3% артқанын көрсетті. Қашаудың майлану және бітелу жағдайларының төмендеуі тіркелген, ол ұңғыманың гидродинамикалық тазару талаптарының жақсарғанын көрсетеді.

Қорытынды. Қашау үстіндегі шарошканы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың жасақталған конструкциясы бұрғылау динамикалық жүйелердегі радиалды тербелістердің табиғаты туралы теориялық қағидаларды растайды және терең мұнайгаз ұңғымаларын бұрғылау тиімділігінің артуын қамтамасыз етеді. Алынған нәтижелер ұсынылған техникалық шешімнің өнеркәсіптік ендірілуін және бұрғылау колонналарының түбін жасақтауды жобалау кезінде қолданылудың тиімділігін растайды.

Негізгі сөздер: бұрғы қашауы, радиалды тербелістер, тұрақтандырғыш-кеңейткіш, динамикалық тұрақтылық, бұрғылаудың механикалық жылдамдығы, бұрғылау көлемі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Абишев М.Н., Жантурин Ж.К., Ахметов Н.М. Ұңғыма түбіндегі бұрғылау қашауларының тұрақтылығын кеңейткіш-тұрақтандырғыштың жетілдірілген конструкциясын қолдана отырып зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 8–15 б. DOI: [10.54859/kjogi108959](https://doi.org/10.54859/kjogi108959).

UDC 622.276.5
CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108959](https://doi.org/10.54859/kjogi108959)

Received: 06.03.2026.

Accepted: 09.04.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Stability Analysis of Bottom-Hole Drilling Bits Utilizing an Advanced Reamer-Stabilizer Configuration

Murat N. Abishev, Zhomart K. Zhanturin, Nurken M. Akhmetov

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

ABSTRACT

Background: During deep drilling of oil and gas wells, the dynamic instability of the drill string caused by radial and axial vibrations of the drill bit leads to a reduction in the rate of penetration (ROP), increased tool wear, and deterioration of the wellbore gauge. This problem becomes particularly pronounced when drilling formations with alternating lithology and rock strength. An analysis of existing technical solutions, including the roller-cone reamer–stabilizer design described in the Patent of the Republic of Kazakhstan No. 22228 (E21B 10/30), has demonstrated the need to improve the geometric and dynamic parameters of stabilizing devices intended to ensure stable dynamic equilibrium of the “bit–drill string–rock formation” system.

Aim: The objective of this study is to provide theoretical and experimental justification for the causes of radial vibrations of the drilling system and to develop a near-bit roller-cone reamer–stabilizer capable of ensuring the stability of the bottom-hole assembly (BHA) at the well bottom. The stability is achieved through the efficient arrangement of the working elements at an angle of 120° and by meeting the conditions meeting the conditions for the formation of the roller cones based on their minimum size.

Materials and methods: The study is based on the principles of dynamic systems theory, the laws governing energy dissipation in rotational mechanical systems, and the principle of least action. A mathematical model was developed to establish the relationship of the minimum size of the roller-cone forming elements on the nominal radius of the reamer–stabilizer. The geometric parameters of an experimental prototype of a near-bit stabilizer with a diameter of 269.9 mm, manufactured on the basis from a 203 mm heavy-weight drill pipe (HWDP), were analytically substantiated. Experimental studies were carried out under field conditions during deep drilling operations.

Results: It was established that meeting the structural condition $b_{min} > \frac{\sqrt{7} \cdot R_{PAC}}{2}$ ensures stable dynamic equilibrium of the drilling tool relative to the wellbore axis. Field tests demonstrated a 5% increase in ROP and a 7.3% increase in bit run length. A reduction in bit balling and clogging was also observed, indicating improved hydrodynamic bottom-hole cleaning.

Conclusion: The developed design of the near-bit roller-cone reamer–stabilizer validates the theoretical provisions regarding the nature of radial vibrations in drilling dynamic systems and ensures an increase in the efficiency of deep oil and gas well drilling. The obtained results demonstrate the feasibility of industrial implementation of the proposed technical solution and its effectiveness for application in the design of bottom-hole assembly (BHA) configurations.

Keywords: *drill bit; radial vibrations; reamer–stabilizer; dynamic stability; rate of penetration; footage.*

To cite this article:

Abishev MN, Zhanturin ZK, Akhmetov NM. Stability Analysis of Bottom-Hole Drilling Bits Utilizing an Advanced Reamer-Stabilizer Configuration. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;7(2):8–15.

DOI: [10.54859/kjogi108959](https://doi.org/10.54859/kjogi108959).

УДК 622.276.5
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108959](https://doi.org/10.54859/kjogi108959)

Получена: 06.03.2026.

Одобрена: 09.04.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Исследование устойчивости буровых долот на забое скважины с использованием усовершенствованной конструкции расширителя-стабилизатора

М.Н. Абишев, Ж.К. Жантурин, Н.М. Ахметов

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. При глубоком бурении нефтяных и газовых скважин динамическая неустойчивость бурильных колонн, обусловленная радиальными и осевыми колебаниями долота, приводит к снижению механической скорости бурения, интенсивному износу инструмента и нарушению калибра ствола скважины. Особенно ярко данная проблема проявляется при бурении пород различной прочности и литологии, чередующихся по разрезу. Анализ существующих технических решений, включая конструкцию шарошечного расширителя-стабилизатора, реализованную в патенте Республики Казахстан №22228 (E21B 10/30), показал необходимость совершенствования геометрических и динамических параметров стабилизирующих устройств, предназначенных для обеспечения устойчивого динамического равновесия системы «долото – бурильная колонна – горная порода».

Цель. Теоретическое и экспериментальное обоснование причин возникновения радиальных колебаний в динамической системе бурения и разработка шарошечного расширителя-стабилизатора наддолотного типа, обеспечивающего гарантированную устойчивость инструмента на забое скважины за счёт эффективного размещения рабочих органов под углом 120° и выполнения условий формирования шарошек через их минимальный размер.

Материалы и методы. В работе использованы положения теории динамических систем, закономерности энергетических потерь в механических системах вращения и принцип наименьшего действия. Разработана математическая модель, определяющая зависимость минимального размера формообразующих элементов шарошек от номинального радиуса расширителя-стабилизатора. Выполнено расчётное обоснование геометрических параметров опытного образца наддолотного стабилизатора диаметром 269,9 мм, изготовленного на базе утяжелённой бурильной трубы диаметром 203 мм. Экспериментальные исследования проведены в производственных условиях при глубоком бурении.

Результаты. Установлено, что выполнение конструктивного условия $b_{min} > \frac{\sqrt{7} \cdot R_{PAC}}{2}$ обеспечивает устойчивое динамическое равновесие бурового инструмента относительно оси скважины. Производственные испытания показали увеличение механической скорости бурения на 5% и рост проходки на долото на 7,3%. Зафиксировано снижение случаев замасливания и зашламования долота, что свидетельствует об улучшении гидродинамической очистки забоя.

Заключение. Разработанная конструкция наддолотного шарошечного расширителя-стабилизатора подтверждает теоретические положения о природе радиальных колебаний в динамических системах бурения и обеспечивает повышение эффективности бурения глубоких нефтегазовых скважин. Полученные результаты подтверждают целесообразность промышленного внедрения предложенного технического решения и его применения при проектировании компоновок низа бурильной колонны.

Ключевые слова: буровое долото, радиальные колебания, стабилизатор-расширитель, динамическая устойчивость, механическая скорость бурения, проходка.

Как цитировать:

Абишев М.Н., Жантурин Ж.К., Ахметов Н.М. Исследование устойчивости буровых долот на забое скважины с использованием усовершенствованной конструкции расширителя-стабилизатора // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 8–15. DOI: [10.54859/kjogi108959](https://doi.org/10.54859/kjogi108959).

Кіріспе

Бұрғылау жұмыстары геологиялық барлауда, мұнай және газды өндіруде маңызды үрдіс болып есептеледі. Қашау және тау жыныстары арасындағы, сонымен қатар, бұрғылау сұйығы мен бұрғылау колонналары арасындағы күрделі қатынастар нәтижесінде динамикалық жүйе өзгерістерге ұшырап, бұрғылау үрдісіне зиянын тигізеді. Бұрғылау үрдісіндегі динамикалық жүйелердің тұрақтылығын зерттеу үшін бұрғылау жүйесінің тиімді динамикалық моделін тұрғызу қажет болады [1].

Өндірістік жағдайларда жұмсақ және қатты қабаттар кезектесіп келетін әртекті тау жыныстарын бұрғылау көп жағдайда зиянды дірілге, толқуларға әкеледі. Бұрғылау құралдарының қатты дірілі кезінде ұңғымада қашаудың істен шығуы орын алуы мүмкін. Бұрғылау құралының осьтік және айналмалы тербелістері белгілі бір дәрежеде кездейсоқ сипатта болады, негізгі себеп ретінде қабат литологиясының әртүрлілігі, бұрғы қашауының тау жынысымен үйкелісі жатады [2].

Көп жағдайда, ғылыми жұмыстарда ғылымға белгісіз динамикалық жүйелерді математикалық модельдерді тұрғызу немесе теорияларды жасақтау арқылы емес, нақты жағдайларды зерттеу арқылы түсіндіруге тура келеді. Мұндай зерттеулер ұңғымаларды терең бұрғылау үрдісінде, нақты айтқанда, жыныс талқандаушы бұрғылау құралдарының жұмыс үрдісінде кездесетін құбылыстарды зерттеу кезінде жиі кездеседі. Нақты жағдайда бақыланатын ұңғыма түбіндегі бұрғы қашауларының радиалды ығысуы (тербелісі) және реттелген тербелісі және соның нәтижесіндегі ұңғымалардағы көпқырлы көлденең қималарының түзілуін ұзақ уақыт бойы классикалық изопараметрлік принцип тұрғысынан түсіндіру мүмкін болмады. Бұл құбылыс металлдарды бұрғылап тесу кезінде анық көрінетінін атап өтуге тиістіміз. Бірақ бұл кездегі құбылысты берілген диаметрдегі тесіктің көлденең қимасының шеңбері арқылы емес, түзілетін көп қырлылықтың ауданының кішілігімен түсіндірілді. Осыған қарамастан, соңынан анықталғандай, изопараметрлік тәуелділіктердің динамикалық жүйелердегі құбылыстарды зерттеуде ешқандай роль атқармайтындығы анықталды.

Нақты айтқанда, статикалық көрсеткіштер ешқашан да динамикалық құбылыстардың себептері болуы мүмкін емес еді.

Тек қана динамикалық жүйелерде өтетін құбылыстарды зерттеудің жасақталған әдістері мен аз әрекет ету принципі және динамикалық жүйелердегі энергия шығындарының заңдылықтары аталған құбылыстарды нақты ғылыми тұрғыда түсіндіруге мүмкіндік берді.

Қазіргі кезде жұмыс жасауға қажетті үш режимнің ешқайсысында динамикалық жүйелер белгілі бір шектеулермен шектелмесе, олар динамикалық тепе-теңдікке ие бола алмайды. Біздің жағдайымызда шектегіштер ретінде тұрақтанды-

рғыштар (стабилизаторлар) қолданылады. Динамикалық жүйелердің энергия шығындары басқа бірдей жағдайларда төменгі жағынан айналу жұбы арқылы шектелетіні белгілі. Бұл жағдайда да берілген деңгейде энергия шығындарын эксцентритеттің белгілі бір шамасымен ($0 < \varepsilon < \infty$ аралығында) шектеу қажеттілігі пайда болады. Шектегіштер болмаған жағдайда аз әрекет ету принципі кез келген динамикалық жүйені энергия шығыны аз болатын жұмыс жасау режимін іздеуге мәжбүрлейді. Динамикалық жүйелер жұмыс жасап тұрған кезде мұндай режимдердің болуы мүмкін емес. Тек қана ($\varepsilon \approx 0, i = -1$) нүктесінің аумағында энергияның шексіз аз шығыны бар айналу жұбында режим болуы мүмкін, бірақ ($\varepsilon = 0, i = -1$) кезінде энергия шығыны күрт артады, себебі динамикалық жүйе лезде жұмыс жасаудың бірінші режиміне лезде ауысады. Бірінші режим (өз осінен айналу) барлық механикалық жүйелер үшін ортақ және оларды толық сипаттайды. Басқаша айтқанда, барлық механизмдердің жұмыс жасау режимі ең көп энергия шығындарын қажет етеді. Бұл энергия шығындары газ немесе сұйық ортадағы диск үйкелісімен байланысты болатын дискалы жылдам айналатын білік модельдерінде және энергия шығындары қашау тістерінің тау жыныстарымен үйкелісінен пайда болатын бұрғылау қашауларында ерекше анық байқалады.

Білік немесе бұрғылау тұрбалары түрінде болатын шектегіштер белгілі жағдайларда радиалды тербеліс үрдістерін шектеуге мүмкіншілігі болмайды, яғни аз энергия шығынын іздеу кезінде динамикалық жүйелер бұзылады. Бұл кезде мүмкіндігінше тез шекті айналымдарға жылдам көшу керек немесе тұрақтандырғыштарды орнату керек, ол бұрғылау колонналарының түбін білікті құрастыру кезінде ескерілген.

Материалдар мен әдістер

Терең ұңғымаларды бұрғылау үрдісінде тау жыныстарын талқандайтын бұрғылау құралдарын тұрақтандыратын басқа әдіс жоқ, себебі осындай геометриялық өлшемді консолдардың бұзылуына өте қатты күш қажет етілмейді. Осылайша, бұрғылау қашауларын тұрақтандыру тек қана қашау үстіндегі тұрақтандырғыш негізінде мүмкін болады.

Осы зерттеулердің мақсатына қашау үстіндегі тұрақтандырғыш идеясына, дәлірек айтқанда шарошка түрінде орындалған шарошканы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың дәлелденген өнертабысына негізделген құрылғыны пайдалана отырып динамикалық жүйедегі радиалды тербелістердің себептері туралы теориялық тұжырымдарды растау немесе жоққа шығару жатады.

Өнертабыс ұңғымаларды бұрғылау бағытына жатады, атап айтқанда, шарошканы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың құрылысына қатысты және мұнай, газ және басқа да ұңғымаларды бұрғылау кезінде қолдануға болады.

Ғылымда жұмыс органдары қалақ болып табылатын кеңейткіш-тұрақтандырғыштар белгілі, олар әдетте цилиндр корпусының шет аймағында орналастырылады [3] (балама).

Қашауды осындай құрылымдық түрде орындауының едәуір кемшілігі бар.

Пайдалану кезінде қалақтардың қарқынды абразивті тозуы болады, сонымен қатар, бұрғылау үрдісінде қалақтың ұңғымамен шамасы бойынша едәуір және тұрақты түйісу нәтижесінде динамикалық тұрақсыздық орын алады.

Ұсынылған техникалық шешімге ең жақын техникалық құрылғы ретінде шарошқалары корпус биіктігі бойынша және жоспар бойынша 120° бұрыш жасай орналасқан шарошқалы кеңейткіш-тұрақтандырғышты айтуға болады [4] (прототип).

Шарошқалы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың осы нұсқада орындалуы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың тозуға тұрақтылығын арттырады, қашау-кеңейткіш-тұрақтандырғыш құрылымын әмбебаптығын және жұмысқа қабілеттілігін күшейтеді. Аталған техникалық шешімнің кемшілігіне бұрғылау құралының ұзақ уақыт тұрақтануы тек қана шарошқалардың белгілі бір қатынасы мен биіктігі кезінде ғана қамтамасыз етілуі жатады [5].

Өнертабыстың мақсатына ұңғыма осіне қатысты корпус биіктігі бойынша және жоспар бойынша 120° бұрыш жасай орналасқан шарошқалы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың тұрақты қалпы есебінен ұңғыма түбіндегі бұрғылау құралының кепілді тұрақтануын қамтамасыз ететін шарошқалық кеңейткіш-тұрақтандырғыш жасақтау жатады [6].

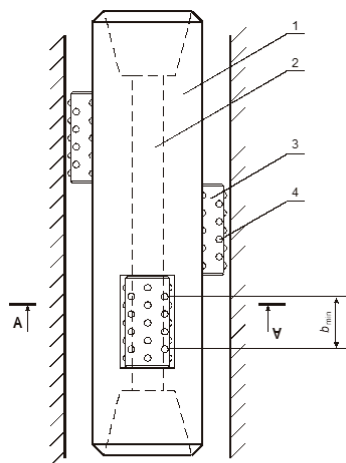
Қойылған мақсат 1 суреттегі ұңғыма осіне қатысты шеттерінде 120° бұрыш жасай биіктігі бойынша тік бағытталған үш шарошка орналасқан цилиндр корпустан тұратын шарошқалы кеңейткіш-тұрақтандырғыш арқылы шешіледі. Ал корпус биіктігі бойынша өзінің минималды шамалары бойынша тіс ұштарының биіктігімен қиылыспайтын шарошқалардың түзушілері келесідей шарттарға бағынады:

$$b_{min} > \frac{\sqrt{7} \cdot R_{PAC}}{2} \tag{1}$$

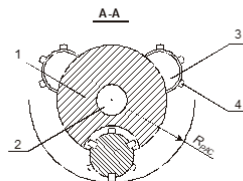
мұндағы b_{min} – тіс ұштары бойынша шарошқалардың ең кіші шамасы, мм; R_{PAC} – шарошқалы кеңейткіш-тұрақтандырғыштың номиналды радиусы, мм.

Шарошқалы кеңейткіш-тұрақтандырғыш келесідей жұмыс жасайды.

Бұрғылау құралының ұңғыма осімен айналасымен айналуы кезінде талап (1) бұрғылау қашауының осіне қатысты тұрақты динамикалық тепе-теңдігін қамтамасыз етеді және осының нәтижесінде ұңғыма түбінде тау жынысы алдын ала конструкциямен бекітілген механизмы арқылы талқандалады. Ұңғыма диаметрі кішірейген кезде шарошқалы кеңейткіш тұрақтандырғыш кеңейткіш қызметін атқара алады.



Фиг. 1



Фиг. 2

1-сурет. Қазақстан Республикасы №22228 патенті (E21B 10/30) бойынша қашаулық кеңейткіш тұрақтандырғыштың жалпы көрінісі
Figure 1. General View of a Reamer–Stabilizer for a Drill Bit According to Patent of the Republic of Kazakhstan No. 22228 (E21B 10/30)

Ұсынылған кеңейткіш-тұрақтандырғышты пайдалана отырып бұрғылау қашауының ұңғыма диаметрін жоғалтпай динамикалық тұрақты жұмысын қамтамасыз ету арқылы жалпы бұрғылау құралының тиімділігі арттырылады.

Жұмыста [7] қашау үстіндегі $\varnothing 269,9$ мм тұрақтандырғыштың тәжірибелік үлгісін дайындауға арналған есептер берілген және $\varnothing 203$ мм ауырлатылған бұрғылау құбырлар тізбегі негізінде құрылым жасақталды. Құрылым келесідей есептер негізінде дайындалды.

Біріншіден, қашау үстіндегі тұрақтандырғыш бір уақытта ауыстырғыш қызметін атқаруы тиіс. Сонда тұрақтандырғыштың жалпы ұзындығы келесідей есептеулер арқылы анықталады.

$$L = 2\Delta l_1 + 2\Delta l_2 + 3\Delta l_3 \tag{2}$$

мұндағы L – тұрақтандырғыштың жалпы ұзындығы, мм; Δl_1 – жалғастырғыш бұранда ұзындығы, мм; Δl_2 – бекіткіш болтқа арналған иін ұзындығы, мм; Δl_3 – тұрақтандырғыш қалағының ұзындығы, мм.

Мұнда Δl_3 талапқа (1) сәйкес таңдалған қалақтың ұзындығы. Тұрақтандырғышқа ($\varnothing 269,9$ мм) арналған қалақтың шекті ұзындығын келесі тәуелділіктер арқылы анықтаймыз:

$$b > 1,323 \frac{269,9}{2} \text{ мм}, b > 179,44 \text{ мм}$$

Екіншіден, үлкен сенімділік үшін b шамасын 220 мм деп аламыз. $\Delta l_1=130$ мм шамасын біле отырып және $\Delta l_2=40$ мм шамасын қабылдай отырып қашау үстіндегі $\varnothing 269,9$ мм тұрақтандырғыштың жалпы ұзындығын келесі формуламен (2) табамыз:

$$L = 2 \cdot 130 + 2 \cdot 40 + 3 \cdot 220 = 1000 \text{ мм} \quad (3)$$

Әрі қарай қашау үстіндегі тұрақтандырғыштың $\varnothing 269,9$ мм қалағының биіктігін анықтау керек. Қашау үстіндегі тұрақтандырғыштың диаметрі келесідей анықталады.

$$\frac{D}{2} = \frac{d}{2} - \Delta d + h \quad (4)$$

мұндағы D – қашау үстіндегі тұрақтандырғыштың диаметрі, мм; d – АБТ диаметрі, мм; Δd – қалақтарды АБТ орналастыруға арналған жырық тереңдігі, мм; h – қашау үстіндегі тұрақтандырғыштың қалағының биіктігі, мм.

Осыдан қашау үстіндегі тұрақтандырғыштың қалағының биіктігі анықталады.

$$h = \frac{D}{2} - \frac{d}{2} + \Delta d \quad (5)$$

Онда, $\Delta d = 4,55$ мм екенін қабылдай отырып, $\varnothing 269,9$ мм қашау үстіндегі тұрақтандырғыш қалағының биіктігін табамыз.

$$h = \frac{269,9}{2} - \frac{203}{2} + 4,55 = 134,95 - 101,5 + 4,55 = 34 \text{ мм}$$

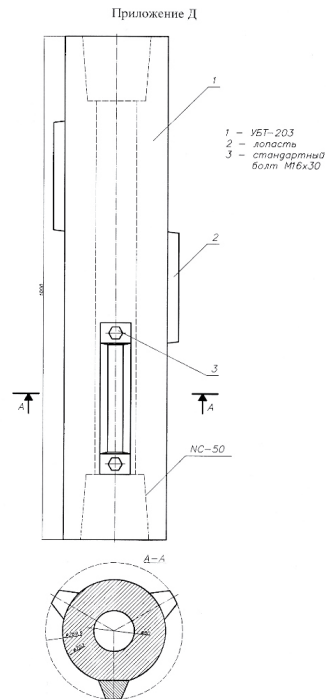
Осы есептеулер арқылы дайындалған қалақ түрінде орындалған $\varnothing 269,9$ мм қашау үстіндегі тұрақтандырғыш-кеңейткіш өндірістік жағдайда сынақтан өткізілді.

Кейбір жұмыстардағы [8] авторлар орындаған тіректік-орталықтандырушы элементтердің жіктелуіне шолу және олардың бұрғылау колонналарындағы мақсаты болып табылатын бұрғылау колоннасының төменгі бөлігін орталықтандыруды жүзеге асыру, қашаудың жұмысының жағдайын тұрақтандыру және жақсарту құралдары бұрғылау колонналарының түбінің құраушыларын тұрақтандыруға қажетті артықшылықтары мен кемшіліктерін анықтауға мүмкіндік береді.

Сонымен қатар жұмыста бұрғылау жылдамдығының артуына байланысты тіректік-орталықтандырғыш элементтерді қолданудың артуына мән берілген.

Келесідей автор еңбектерінде [9] бұрғылаудың белгілі бір жағдайларында гибриді құрылымдарды пайдалану ұсынылады, яғни кеңейткіштердің де калибратордың да элементтерін атап өтеді, сонымен бірге олардың елеулі кемшіліктерін де көрсетеді:

- кеңейткіш-калибратордың өзінің де және бірге қолданылатын жыныс талқандаушы бұрғылау құрылымының да жұмыстық қорын төмендететін негізгі жыныс талқандаушы және кали-



2-сурет. Қалақ түрінде орындалған кеңейткіш-тұрақтандырғыш прототипінің түрі
Figure 2. Prototype Type of a Blade-Type Reamer–Stabilizer

брлеуші беттердің жарақтану тұрақтылығының жеткіліксіздігі;

- кеңейткіш-калибрлеушілердің шарошкаларының тірек тораптарының төзімділігінің жеткіліксіздігі;

- кеңейткіш-калибрлеушінің қажетті диаметрін алуға арналған кәсіпшілік жағдайда ауыстыру кезіндегі шарошкаларды дәл қондырудың күрделілігі;

- ұңғыманың бүйірлік қабырғасында «рейка» түзілуімен байланысты болатын төмен тиімділік, ол сапаның төмендеуіне және түсіру көтеру операцияларына жұмсалатын уақыт шығынының артуына әкеледі;

- цапфаның жапсырмалардың және сақиналардың тірек беттерінің әрқелкі тозуының салдарынан ұңғыманың номиналды диаметрін ұстап тұрудың мүмкін еместігі, нәтижесінде шарошкалы кеңейткіш-калибрлеуші диаметрін жоғалтады.

Мұның барлығы кеңейткіш-калибрлеушінің жұмысының тиімділігін төмендетеді.

Жыныс талқандаушы құралдарды өндіретін белгілі өндіруші [10] әртүрлі құрылымдарды ұсынады: XR™ кеңейткіші, NBR® қашау үстіндегі кеңейткіші, UR™ жылжымалы кеңейткіші, осылардың арасынан SPHO кеңейткіші көзге түседі, себебі оның құрылымы бүтін болып келеді және корпусы өздігінен тұрақтандырғышпен

жабдықталған, бірақ оның профильденген қалақшалары, тұрба сырты кеңістігінің тарылуы салдарынан шламды шығаруды қиындатады.

Ұсынылып отырған ұңғыма түбіндегі тұрақтандыруға арналған қалақты кеңейткіш-тұрақтандырғыштың құрылымы тұрақтандыруды биіктігі бойынша орналастырылған, тік бағытталған үш қалақ арқылы қамтамасыз етіледі, олар шеткі аймақта 120° бұрыш жасай орналастырылған және құрылымға қажетті қаттылық және беріктік беру үшін бүтін болат дайындамадан фрезерлеу жолымен дайындалған.

Нәтижелер

Жүргізілген сынақтар келесідей нәтижелер көрсетті:

1. Ұңғыма түбіндегі бұрғылау қашауының динамикалық тұрақты жұмысы жаңа техникалық шешім негізінде дайындалған қашау үстіндегі тұрақтандырғышты пайдалану кезінде тиімді

болатыны туралы теориялық тұжырымдаманың дұрыстығын көрсетті. Ол өнертабысқа берілген Қазақстан Республикасы №22228 патенті (E21B 10/30) арқылы дәлелденді.

2. Өндірістік жағдайда сынау кезіндегі қашау үстіндегі тұрақтандырғышты пайдалану нәтижесіндегі бұрғылау қашауларының тұрақты динамикасы бұрғылаудың механикалық жылдамдығын 5% арттыруға және қашау бойынша өту мөлшерін 7,3% арттыруға мүмкіндік берді.

3. Бұрғылау қашауының майланып бітелу фактысының азаюы байқалды, бұл қашау үстіндегі тұрақтандырғыштағы биіктік бойынша орналастырылған қалақтардың жуу сұйықтығының динамикасына оң әсер еткенін көрсетеді.

4. Бұрғылау мекемесі осы мақаладағы ұсынылған ғылыми жаңалықты терең мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау жұмыстарына енгізуді қолдады.

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Зерттеу жұмысы жеке бақтамамен, 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: Абишев М.Н. – мәтін жазу, аналитика, дереккөздермен жұмыс, қолжазбаны редакциялау; Жантурин Ж.К. – дереккөздермен жұмыс, әдеби шолуды дайындау, формулалар мен анықтамалық деректерді дайындау; Ахметов Н.М. – дайындыққа жалпы басшылық жасау, мәтінді құрылымдау.

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: Murat N. Abishev – text writing, analytics, working with sources, manuscript editing; Zhomart K. Zhanturin – working with sources and preparing the literature review, preparation of formulas and reference data; Nurken M. Akhmetov – general preparation guidance, text structuring.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. *Deng P., Tan X., Li H.* Influence of Blades Shape and Cutters Arrangement of PDC Drill Bit on Nonlinear Vibration of Deep Drilling System // *Journal of Sound and Vibration*. 2024. Vol. 572. doi: [10.1016/j.jsv.2023.118165](https://doi.org/10.1016/j.jsv.2023.118165).
2. *Zhang J., Cui M., Wang Q., et al.* Experimental Study on Rock Drilling Vibration of PDC Bit in Interbedded Formations // *Geoenergy Science and Engineering*. 2025. Vol. 244. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213452](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213452).
3. *Палий П.А., Корнеев К.Е.* Бутовые долота. Справочник. Москва : Недра, 1971. 488 с.
4. Патент СССР № 595481/ 1978. Бюл. №8. Чумаков Н.Д., Кудеков Ю.Ф., Скорняков Ю.М. Шарошечный расширитель-стабилизатор.
5. *Стеглянов Б.Л., Торғашев А.В., Логинов А.А., и др.* Повышение эффективности бурового породоразрушающего инструмента. Москва : ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1991.
6. Патент РК на изобретение №(19)КЗ(13)В(11)22228/ 15.01.10. Бюл. №1. Абишев М.Н., Стеглянов Б.Л., Джанзаков И.И., Баймиров М.Е. Шарошечный расширитель-стабилизатор. Режим доступа: kz.patents.su/3-22228-sharoshechnyj-rasshiritel-stabilizator.html. Дата обращения: 11.02.2026.
7. *Ахметов Н.М., Абишев М.Н.* Разработка конструкции наддолотного расширителя-стабилизатора // Сборник научных трудов международной научно-практической конференции «Проблемы научно-технического и кадрового обеспечения нефтегазовой промышленности Казахстана». Атырау : АИНГ, 2008. С. 273–280.

8. Гирфанова Н.И., Щевелёв А.А., Левинсон Л.М., Янгиров Ф.Н. обзор классификации опорно-центрирующих элементов и их назначение в бурильной колонне // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №3(119). С. 35–46. doi: [10.17122/ntj-oil-2019-3-35-46](https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2019-3-35-46).
9. Сериков Д.Ю. Совершенствование конструкции шарошечного расширителя-калибратора // СФЕРА. Нефть и газ. 2023. №5. С. 76–78. Режим доступа: xn--80aaigboe2bzaiqs7i.xn--p1ai/upload/articles/pdf/sphereoilandgas_2023-5_gubkin1.pdf. Дата обращения: 02.02.2026.
10. drillingmanual.com [интернет]. Каталог технических решений Halliburton Drill Bits & Services [дата обращения 06.02.2026]. Режим доступа: www.drillingmanual.com/wp-content/uploads/2022/11/291267040-Halliburton-drill-bits-and-services-Catalog-pdf.pdf.

REFERENCES

- Deng P, Tan X, Li H. Influence of Blades Shape and Cutters Arrangement of PDC Drill Bit on Nonlinear Vibration of Deep Drilling System. *Journal of Sound and Vibration*. 2024;572:118165. doi: [10.1016/j.jsv.2023.118165](https://doi.org/10.1016/j.jsv.2023.118165).
- Zhang J, Cui M, Wang Q, et al. Experimental Study on Rock Drilling Vibration of PDC Bit in Interbedded Formations. *Geoenergy Science and Engineering*. 2025;244:213452. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213452](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213452).
- Paliy PA, Korneyev KY. *Burovyye dolota. Spravochnik*. Moscow : Nedra; 1971. 488 p.
- Patent USSR №595481/ 1978. Byul. №8. Chumakov ND, Kudekov YF, Skornyakov YM. Sharochnyy rasshiritel'-stabilizator. (In Russ).
- Steklyanov BL, Torgashov AV, Loginov AA, et al. *Povysheniye effektivnosti burovogo porodorzushayushchego instrumenta*. Moscow: TSINTICHIMNEFTEMASH; 1991. (In Russ).
- Patent KAZ №(19)KZ(13)B(11)22228/ 15.01.10. Byul. №1. Abishev MN, Steklyanov BL, Dzhanzakov II, Baymirov MY. *Sharoshechnyy rasshiritel'-stabilizator*. Available from: kz.patents.su/3-22228-sharoshechnyy-rasshiritel-stabilizator.html. (In Russ).
- Akhmetov NM, Abishev MN. Razrabotka konstruktсии naddolotnogo rasshiritelya-stabilizatora. *Sbornik nauchnykh trudov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Problemy nauchno-tehnicheskogo i kadrovogo obespecheniya neftegazovoy promyshlennosti Kazakhstana»*. Atyrau: AING; 2008. P. 273–280. (In Russ).
- Girfanova NI, Shchevelev AA, Levinson LM, Yangirov FN. Classification of supporting-centering elements and their appointment in the drilling column. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2019;3(119):35–46. doi: [10.17122/ntj-oil-2019-3-35-46](https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2019-3-35-46). (In Russ).
- Serikov DY. Sovershenstvovaniye konstruktсии sharoshechnogo rasshiritelya-kalibratora. *SFERA. Neft' I gaz*. 2023;5:76–78. Available from: xn--80aaigboe2bzaiqs7i.xn--p1ai/upload/articles/pdf/sphereoilandgas_2023-5_gubkin1.pdf. (In Russ).
- drillingmanual.com [Internet]. Каталог технических решений Halliburton Drill Bits & Services [cited 2026 Feb 06]. Available from: www.drillingmanual.com/wp-content/uploads/2022/11/291267040-Halliburton-drill-bits-and-services-Catalog-pdf.pdf.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

Абишев Мурат Николаевич

техн. ғыл. канд., доцент

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

e-mail: m_abishev_nik@mail.ru.

*Жантурин Жомарт Кайржанович

техн. ғыл. канд., доцент

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

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

Ахметов Нуркен Махсүтович

техн. ғыл. докт., профессор

ORCID [0009-0008-5892-2530](https://orcid.org/0009-0008-5892-2530)

e-mail: n.akhmetov@aogu.edu.kz.

AUTHORS' INFO

Murat N. Abishev

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

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

e-mail: m_abishev_nik@mail.ru.

*Zhomart K. Zhanurin

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

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

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

Nurken M. Akhmetov

D. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0009-0008-5892-2530](https://orcid.org/0009-0008-5892-2530)

e-mail: n.akhmetov@aogu.edu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.245.422

CSCSTI 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108962](https://doi.org/10.54859/kjogi108962)

Received: 13.03.2026.

Accepted: 22.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Review article

Spacer Fluids for Wells Drilled with Invert Emulsion Drilling Fluids: A Review of Their Role in Preventing Formation Damage

Arman A. Kabdushev¹, Farit A. Agzamov², Dina A. Issayeva³, Abdulakhat A. Ismailov³

¹Dulaty University, Taraz, Kazakhstan

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia

³Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

This article examines problems associated with the quality of cementing and casing integrity in oil and gas wells under conditions of increasing drilling activity in Kazakhstan. It is shown that complications such as behind-casing hydrocarbon migration, sustained casing pressure, and water coning are largely caused by poor cementing quality and the loss of wellbore integrity. It is noted that more than 30% of wells worldwide exhibit inter-casing pressures of varying intensity, which highlights the relevance and significance of this issue. The main causes of cement sheath degradation under the influence of mechanical, hydraulic, and thermal loads during well operation are analyzed. Particular attention is given to the problem of incomplete displacement of drilling fluids in the annular space, which leads to channel formation and a reduction in the isolation properties of the cement sheath. The role of buffer fluids in the cementing of wells drilled with hydrocarbon-based drilling fluids is also considered. The study emphasizes the need to develop effective buffer systems that ensure compatibility between drilling fluids and cement slurries, thereby improving displacement efficiency and enhancing the overall quality of well cementing and zonal isolation.

Keywords: well cementing; wellbore integrity; inter-casing pressure; behind-casing hydrocarbon migration; cement sheath; spacer fluids; oil-based drilling fluids; zonal isolation.

To cite this article:

Kabdushev AA, Agzamov FA, Issayeva DA, Ismailov AA. Spacer Fluids for Wells Drilled with Invert Emulsion Drilling Fluids: A Review of Their Role in Preventing Formation Damage. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):16–26. DOI: [10.54859/kjogi108962](https://doi.org/10.54859/kjogi108962).

УДК 622.245.422

МРНТИ 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108962](https://doi.org/10.54859/kjogi108962)

Получена: 13.03.2026.

Одобрена: 22.05.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Научный обзор

Буферные жидкости при бурении инвертно-эмульсионными растворами: обзор и влияние на загрязнение продуктивного пласта

А.А. Кабдушев¹, Ф.А. Агзамов², Д.А. Исаева³, А.А. Исмаилов³

¹Таразский региональный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Башкортостан, Россия

³Казахско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В статье рассмотрены проблемы, связанные с качеством цементирования и крепления нефтяных и газовых скважин в условиях роста объемов буровых работ в Казахстане. Показано, что такие осложнения, как заколонная миграция углеводородов, межколонные давления и образование конусов воды, в значительной степени обусловлены некачественным цементированием и нарушением герметичности крепи скважин. Отмечено, что более 30% скважин в мире имеют межколонные давления различной интенсивности, что подтверждает актуальность данной проблемы. Проанализированы основные причины разрушения тампонажного камня под воздействием механических, гидравлических и температурных нагрузок в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание уделено вопросам неполного вытеснения бурового раствора в кольцевом пространстве, приводящего к образованию каналов и снижению изоляционных свойств цементного камня. Рассмотрена роль буферных жидкостей при цементировании скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе, и показана необходимость разработки эффективных буферных систем, обеспечивающих совместимость буровых и тампонажных растворов и повышение качества крепления скважин.

Ключевые слова: цементирование скважин, целостность ствола скважины, межколонное давление, заколонная миграция углеводородов, цементный камень, буферные жидкости, буровые растворы на углеводородной основе, изоляция пластов.

Как цитировать:

Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Исаева Д.А., Исмаилов А.А. Буферные жидкости при бурении инвертно-эмульсионными растворами: обзор и влияние на загрязнение продуктивного пласта // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 16–26. DOI: [10.54859/kjogi108962](https://doi.org/10.54859/kjogi108962).

ӨОЖ 622.245.422

ҒТАХР 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108962](https://doi.org/10.54859/kjogi108962)

Қабылданды: 13.03.2026.

Мақұлданды: 22.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Ғылыми шолу

Инвертті эмульсиялық ерітінділермен бұрғылау кезіндегі буферлік сұйықтықтар: шолу және өнімді қабаттың ластануына әсері

А.А. Қабдушев¹, Ф.А. Ағзамов², Д.Ә. Исаева³, А.А. Исмаилов³

¹М.Х. Дулати атындағы Тараз университеті, Тараз қаласы, Қазақстан

²Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті, Уфа қаласы, Башқұртстан Республикасы, Ресей

³Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Қазақстанда бұрғылау жұмыстары көлемінің артуы жағдайында мұнай және газ ұңғымаларын цементтеу және бекіту сапасына байланысты мәселелер аталған мақалада қарастырылған. Көмірсутектердің колонна сыртындағы көшіп-қонуы, бағанаралық қысым және су конустарының пайда болуы сияқты асқинулар негізінен сапасыз цементтеу мен ұңғымалар бекіткіштерінің герметикалығының бұзылуына байланысты екендігі көрсетілген. Әлемдегі ұңғымалардың 30%-дан астамында әртүрлі қарқындылықтағы бағанаралық қысымдар бар, бұл осы мәселенің өзектілігін растайды. Ұңғымаларды пайдалану процесінде механикалық, гидравликалық және температуралық жүктемелердің әсерінен тампонаждық тастың бұзылуының негізгі себептері талданды. Арналардың пайда болуына және цемент тастың оқшаулау қасиеттерінің төмендеуіне әкелетін сақиналы кеңістіктегі бұрғылау ерітіндісінің толық ығыстырылмау мәселелеріне ерекше назар аударылады. Көмірсутек негізіндегі ерітінділермен бұрғыланған ұңғымаларды цементтеу кезінде буферлік сұйықтықтардың рөлі қарастырылып, бұрғылау және тампонаждық ерітінділердің үйлесімділігін қамтамасыз ететін әрі ұңғымаларды бекіту сапасын арттыратын тиімді буферлік жүйелерді әзірлеу қажеттілігі көрсетілді.

Негізгі сөздер: ұңғымаларды цементтеу, ұңғыма оқпанының тұтастығы, бағанаралық қысым, колонна сыртындағы көмірсутектердің көшіп-қонуы, цемент тасы, буферлік сұйықтықтар, көмірсутек негізіндегі бұрғылау ерітінділері, қабаттарды оқшаулау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қабдушев А.А., Ағзамов Ф.А., Исаева Д.Ә., Исмаилов А.А. Инвертті эмульсиялық ерітінділермен бұрғылау кезіндегі буферлік сұйықтықтар: шолу және өнімді қабаттың ластануына әсері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 16–26 б. DOI: [10.54859/kjogi108962](https://doi.org/10.54859/kjogi108962).

Introduction

Hydrocarbon drilling activities in Kazakhstan have increased with the discovery of new hydrocarbon deposits (e.g., Klimene and Khalel Uzbegaliyev) and the expansion of exploration and appraisal operations, which has consequently led to a growth in well construction and cementing activities [1]. However, several production challenges in many oil fields of Kazakhstan—such as behind-casing hydrocarbon migration and water coning—remain unresolved. These problems are closely related to the technical condition of wells and the quality of well completion [2]. According to various studies, approximately one quarter of oil and gas wells worldwide experience inter-casing pressure of varying intensity [3, 4]. These data highlight the importance and relevance of improving well completion quality and developing advanced cementing materials to ensure reliable casing integrity in oil and gas wells.

A considerable number of studies have been conducted to address the problem of inter-casing pressure and fluid crossflows in oil and gas wells. However, this issue remains relevant not only in Kazakhstan but also worldwide [5, 6]. Measures aimed at eliminating poor zonal isolation associated with inter-casing flows typically involve shutting in the operating well and using kill fluids, which may negatively affect well productivity. In addition, remedial operations require significant time and financial resources [5, 6–8].

Gas migration, inter-casing pressure, and behind-casing fluid flows are often the result of poor-quality cementing, which requires careful attention during the selection and design of cement slurry systems. The proper formulation of cement slurries is therefore critically important.

Materials and Methods

This study employed a method of analytical review of the scientific and technical literature devoted to the application of buffer fluids in wells drilled using invert emulsion drilling fluids.

The information sources included publications indexed in international and national databases, including Scopus, Web of Science, Google Scholar, and eLIBRARY, as well as conference proceedings and industry reports.

The literature was selected using the following keywords: “spacers,” “invert emulsion drilling fluids,” “formation damage,” and “wellbore cleaning.” The analysis included studies published primarily during the period from 2010 to 2025, reflecting contemporary approaches to the use of buffer fluids.

The study applied comparative and systems analysis methods, as well as data synthesis, to identify the main patterns governing the influence of buffer fluids on productive formation damage.

Literature review

The primary objective of well cementing is to create a hermetic wellbore barrier that maintains its integ-

riety throughout the entire operational life of the well. If the integrity of the wellbore is compromised, particularly in the productive formation interval, subsequent well stimulation methods aimed at improving well productivity may become ineffective.

Unfortunately, after hardening, the cement sheath is subjected to various mechanical and thermal loads that may lead to cracking and, consequently, to the loss of wellbore integrity. Such loads may occur during drilling operations when drill bits and drilling tools impact the casing walls while drilling out the cement plug and during subsequent deepening of the well; during casing running; during casing pressure testing; during well perforation; and during hydraulic fracturing operations. In addition, thermal loads may arise during cement hydration, thermal cycling of formations, and during the injection of steam, hot water, or cold water into the reservoir [12]. These stresses inevitably contribute to the formation of cracks in the cement sheath, particularly across the productive interval. As illustrated in Fig. 1, potential pathways for fluid migration include the formation of microannuli between the casing and the cement sheath (Fig. 1, b), channels within the cement sheath (Fig. 1, c), fractures and damaged zones in the cement matrix (Fig. 1, d and e), and gaps between the cement sheath and the surrounding formation (Fig. 1, b). In addition, Fig. 1 also demonstrates possible leakage and migration pathways relevant to well abandonment and decommissioning operations (Fig. 1, a and c).

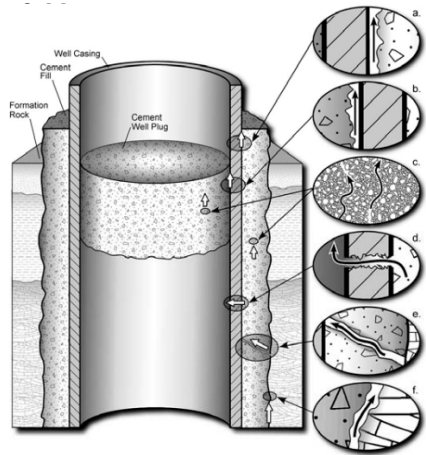


Figure 1. Schematic representation of potential leakage pathways along the wellbore

- a) between the cement and the outer surface of the casing;
- b) between the cement and the inner surface of the casing;
- c) through the cement sheath;
- d) through the casing;
- e) through cracks in the cement;
- f) between the cement and the formation

Undoubtedly, these loads can lead to the formation of cracks in the cement sheath, particularly in the productive formation interval. The consequences of this problem include gas migration, in-

ter-casing pressure, and a decrease in the effectiveness of enhanced oil and gas recovery methods. It is estimated that inter-casing pressure occurs in more than 30% of wells worldwide. Furthermore, the complexity of this issue is associated with the inaccessibility of such cracks, which significantly complicates subsequent well repair operations or secondary cementing.

Many researchers focus in their studies on the proper selection of cement slurry formulations and on the cementing process after slurry placement. However, it is also important to emphasize the significance of efficient displacement and pre-circulation prior to cement slurry placement (Fig. 2) [10].

During pre-cementing circulation, drilling fluid remains in the annular space and is subsequently displaced by spacer fluids and cement slurry. However, two main problems may arise during this circulation process. The first problem is related to complications caused by the incompatibility of technological fluids, which can lead to loss of circulation [10]. The second problem is the incomplete displacement of drilling fluid, which may result in the absence of cement sheath behind the casing and the formation of channels between the cement and the casing or between the cement sheath and the formation.

or hydrocarbon-based, which are often incompatible with cement slurries and conventional spacer fluids. Despite their advantages in preserving the reservoir properties of productive formations and their promising application in drilling operations, oil-based drilling fluids present additional challenges. In particular, they tend to form a film or filter cake on the wellbore surface, which reduces the adhesion of the cement sheath to the surrounding surfaces. As a result, the use of effective spacer fluids becomes essential when oil-based drilling fluids are employed [16–17]. Oil-based drilling fluids consist of oil as the continuous phase and water as the dispersed phase, combined with emulsifiers, wetting agents, and gelling agents. Various hydrocarbon liquids may be used as the oil phase, including diesel fuel, kerosene, fuel oil, selected crude oil, or mineral oil; however, in practice diesel or kerosene are most commonly used [12]. Such drilling fluids are characterized by high drilling rates, reduced torque and drag on the drill string, and a lower risk of differential sticking. This type of drilling fluid can also be used as a completion and workover fluid, as a spotting fluid for freeing stuck pipe, and as a packer or casing fluid. Oil-based drilling fluids are particularly effective when drilling reactive shale formations, such as “gumbo” shales.

The density of the drilling fluid can be adjusted within the range of approximately 7–22 lb/gal. Although these fluids are sensitive to temperature, they do not undergo dehydration as water-based drilling fluids do. They also do not have strict limitations on the concentration of drilled solids. The water phase should be maintained at a pH above 7, and the stability of the emulsion depends on the alkalinity of the system [18]. Oil-based drilling fluids are also commonly referred to as invert emulsion drilling fluids. In such systems, the dispersed phase typically consists of an aqueous solution containing various salts to maintain wellbore stability during drilling. Surfactants are used to ensure the stability of the emulsion.

The aqueous phase typically contains highly concentrated salts, such as calcium chloride or calcium hydroxide. When in contact with cement slurry, the salts present in the aqueous phase of the drilling fluid may accelerate the cement setting process. In contrast, emulsifiers may have the opposite effect, as they can adsorb onto the surface of cement particles and thereby prolong the hydration process [20]. The compatibility of invert emulsion drilling fluids with cement slurries may also depend on the composition of the cement system itself [21]. Therefore, analysis of these factors indicates that invert emulsion drilling fluids exhibit more complex and generally less effective compatibility with cement slurries compared with water-based drilling fluids [12].

Another advantage of oil-based drilling fluids is the lower friction within the wellbore. Therefore, they are often used in extended-reach wells, where friction becomes a critical parameter. In contrast to water-based fluids, significant deterioration of drill-

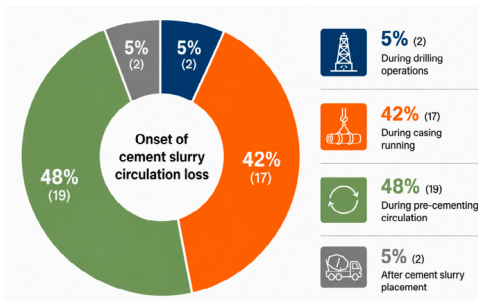


Figure 2. Onset of cement slurry circulation loss [10]

If cement slurries are incompatible with drilling fluids [11], contact between the cement slurry and the drilling fluid may lead to the formation of a highly viscous mass that prevents further displacement of fluids in the annular space. As a result, operational problems may occur, including accidents or incomplete cement slurry placement in the annulus up to the required height. To prevent such problems, preliminary flushing using intermediate fluids, commonly referred to as spacer fluids, is applied [12]. As intermediate fluids, chemical solutions that do not contain suspended solids may be used, as well as spacer fluids containing solid additives mixed to achieve different densities.

If drilling fluids were fully compatible with cement slurries, the use of spacer fluids could potentially be avoided [11]. Studies conducted by several authors in this area have reported positive results [13–15]. However, drilling fluids may be either water-based

ing fluid properties over time is typically not observed when oil-based systems are used. In addition, capillary pressure prevents the penetration of oil into water-wet formations [16].

In addition to the excellent filter-cake-forming properties of oil-based drilling fluids, when properly formulated their use can minimize the risk of disturbing the natural inflow conditions of productive formations.

Oil-based drilling fluids are particularly effective when drilling through formations such as highly reactive shales, where water wetting can cause significant operational difficulties. They also allow core samples to be obtained without contamination by drilling water. These fluids act as the liquid medium of the system, control viscosity, contribute to the development of initial and final gel strengths, provide gel structure and stability to prevent parti-

cle settling, and can serve as a weighting medium in the drilling fluid system [17].

Another challenge is poor displacement efficiency. For example, polymer-based drilling fluids are commonly used to reduce fluid loss; however, these fluids are more difficult to displace from the annular space compared with bentonite-based drilling fluids. Invert emulsion drilling fluids contain emulsifiers and surfactants that can adsorb onto the surfaces of minerals and form a coating over the entire surface. If poor displacement leads to various problems associated with inadequate cementing, the situation becomes even more complicated when invert emulsion drilling fluids are used, since the cement may not properly adhere to the casing surface [19]. Therefore, the study and development of effective spacer fluids for wells drilled with invert emulsion drilling fluids is of great importance and remains a highly relevant research topic.

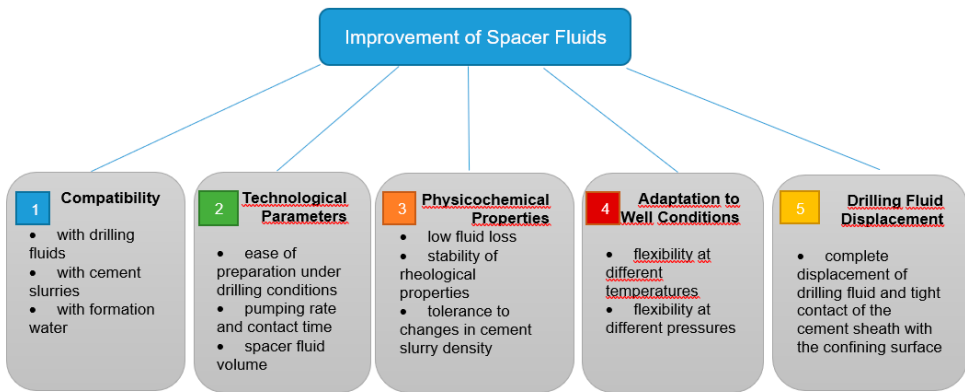


Figure 3. Main criteria for the improvement of spacer fluids

The authors of study [22] identified, in addition to compatibility and the degree of casing and wellbore cleaning, several key indicators of spacer fluid performance. These include the stability of rheological properties, pumping rate and contact time, and the volume of the spacer fluid.

Various approaches have been proposed for the development of effective spacer fluids. However, among these approaches, the investigation of the cleaning and filter-cake removal properties of developed spacer systems remains insufficiently studied. Therefore, the development of effective spacer fluids for cementing wells drilled with oil-based drilling fluids, based on studying the mechanisms of interaction between the hydrocarbon components of the drilling fluid and both the formation and casing surfaces, as well as investigating the cleaning and filter-cake removal capabilities of the developed spacer systems, represents a novel research direction.

However, reservoir contamination remains a significant concern. For example, the study of reservoir

permeability recovery after interaction with mixtures of technological fluids is very important during primary cementing. Primary cementing is the process of placing cement slurry in the annular space between the casing and the wellbore wall. After placement, the cement slurry hardens into a solid cement sheath that prevents migration of formation fluids and provides reliable zonal isolation. Therefore, primary cementing is a critically important stage in well construction, as there is typically only one opportunity to perform this operation successfully [23].

High-quality well cementing, particularly during well completion, is critically important, since in addition to ensuring reliable wellbore isolation it is also necessary to prevent contamination of the productive formation. Reservoir contamination refers to the sequential invasion of technological fluids such as drilling fluids, spacer fluids, and cement slurries into the formation. Many researchers indicate that drilling fluids are the primary type of technological fluid responsible for reservoir contamination and have the most significant negative impact

on the filtration and reservoir properties of productive formations [24]. However, it should also be noted that the fluid loss of cement slurries could be up to ten times greater than that of drilling fluids [25, 26]. The filtrate of cement slurry can penetrate into the productive formation to depths of up to 10 meters. Consequently, cement slurry filtrate can affect not only the efficiency of subsequent operations such as well perforation and well clean-up, but also the overall well productivity. For example, earlier studies conducted by N.Kh. Karimov and F.A. Agzamov on core samples demonstrated that the permeability recovery coefficient of the cores did not exceed 60% [25, 26].

Undoubtedly, the productive formation may also be damaged during secondary reservoir exposure due to the contaminating effects of filtrates from perforation fluids [24–27]. However, reducing the impact of cement slurry filtrate on reservoir contamination is also important for several reasons. The fluid loss of cement slurries is generally higher than that of drilling fluids, and the filtrate of cement slurry can significantly affect the permeability of the near-wellbore zone as well as the effectiveness of secondary reservoir exposure operations.

The main causes of reservoir impairment are considered to be the following [24, 28]:

- swelling of clay particles;
- formation of emulsions;
- high interfacial tension at the filtrate–formation fluid interface;
- chemical interactions between the filtrate and formation fluids, as well as between different filtrates.

The latter leads to pore plugging in reservoir rocks as a result of the supersaturation of formation water with salts originating from the filtrate [29], as well as to changes in rheological properties. Pore blockage may also occur due to the penetration of solid particles from the cement slurry into the pore space [29]. In addition, cement slurries may contain insoluble salts such as CaCO_3 and CaSO_4 . Cement slurries typically exhibit a higher pH compared with drilling fluids. Under such conditions, clay and other fine rock particles may detach from the formation matrix and migrate through the reservoir, potentially causing pore plugging [30]. This phenomenon may influence experimental results, which necessitates the use of core samples that have been pre-cleaned of clay particles. A review of the literature shows that many researchers have conducted experiments in this area [28–30]. However, the relevance and necessity of further investigation are increasing due to the fact that modern cement slurry formulations include a wide range of additives such as expanding agents, plasticizers, accelerators and retarders, fluid-loss reducers, defoamers, anti-settling additives for lightweight materials, fibers, and other chemical reagents that serve as regulators of technological properties [30]. Nevertheless, many developed cement slurry systems also exhibit undesirable effects that may lead to contamination of productive formations.

In field practice, various technologies are applied to reduce or prevent contamination of the near-wellbore zone of the reservoir, such as underbalanced drilling and the use of oil-based drilling fluids. However, underbalanced drilling is a relatively complex process to implement, and well cementing operations are still performed using conventional methods. The use of oil-based drilling fluids is considered a less damaging technology for reservoir protection; however, their high cost, increased operational risks, and other factors impose certain limitations on their application [28]. Therefore, it is necessary to take into account the composition and compatibility of technological fluids with formation water and the reservoir rock of productive formations.

Results

The analysis of the literature demonstrated that buffer fluids play a key role in ensuring an effective transition from drilling fluids to completion fluids during the exposure of productive formations.

Based on the above-mentioned materials, it can be concluded that the improvement of spacer fluids should be guided by several key criteria [12] (Fig. 3):

- compatibility of the spacer fluid with various drilling fluids;

- compatibility of the spacer fluid with different cement slurries;
- complete displacement of drilling fluids and ensuring tight contact between the cement sheath and the confining surface;
- tolerance to variations in cement slurry density;
- adaptability to different temperatures and pressures;
- ease of preparation under drilling conditions;
- low fluid loss;
- stability of rheological properties [22];
- pumping rate and contact time [22];
- spacer fluid volume [22].

The relevance of studying spacer fluids for wells drilled with invert emulsion drilling fluids and their relationship with reservoir contamination lies in the possibility of utilizing the anomalous behavior of dispersed systems to prevent filtrate penetration into productive formations. This involves identifying non-Newtonian and filtration anomalies of filtrates from drilling, spacer, and cementing fluids in porous media containing microscale channels, with the aim of limiting fluid loss and predicting contamination of the near-wellbore zone of productive formations. Such studies are based on investigating the mechanisms of interaction between filtrates of technological fluids, rock-forming minerals, and polymeric reagents, as well as examining the conditions of filtrate flow through pores of different sizes. In addition, predictive evaluation of the depth of filtrate penetration into rocks with different permeability characteristics is performed.

Conclusion

The conducted analysis of the literature demonstrated that one of the principal pathways for fluid leakage

along the wellbore is the formation of gaps between the cement sheath and the confining surfaces, which may subsequently lead to loss of zonal isolation and deterioration of well performance. In this regard, particular importance should be placed on proper wellbore conditioning and the effective displacement of drilling fluids prior to cementing.

It was established that, when evaluating the compatibility of process fluids, it is necessary to consider not only their macroscopic interactions but also the compatibility of their filtrates. The formation of insoluble precipitates and emulsions in the near-wellbore region can result in pore plugging and a reduction in the permeability of the productive formation. The analysis further showed that the onset of cement slurry losses is, in most cases, associated

with processes occurring during the pre-cementing circulation stage. This finding highlights the need for more rigorous control of drilling fluid properties and hydrodynamic conditions at this critical phase of well construction.

In addition, it was determined that, alongside fluid compatibility and the degree of wellbore and casing cleaning, the key indicators of spacer fluid performance include the stability of rheological properties, an optimized pumping rate, sufficient contact time, and a properly selected spacer fluid volume. Collectively, these factors play a decisive role in ensuring effective completion of productive formations while minimizing formation damage and preserving reservoir permeability.

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: Arman A. Kabdushev – manuscript drafting, critical revision of the intellectual content, and final editing of the manuscript; Farit A. Agzamov – scientific supervision, methodological review, and substantive revision of the manuscript; Dina A. Issayeva – data collection, statistical and comparative analysis, literature review, and development of the study concept; Abdulakhat A. Ismailov – formulation of the research methodology, interpretation of results, and conceptual design of the study.

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: Кабдушев А.А. – подготовка первоначального текста рукописи, критическая переработка научного содержания и окончательное редактирование статьи; Агзамов Ф.А. – научное руководство исследованием, методологическая экспертиза и содержательная корректировка рукописи; Исаева Д.А. – сбор исходных данных, проведение статистического и сравнительного анализа, обзор литературы и разработка концепции исследования; Исмаилов А.А. – разработка методологии исследования, интерпретация полученных результатов и концептуальное проектирование научной работы.

REFERENCES

1. kazenergy.com [интернет]. KAZENERGY. National Energy Report [cited 2026 Feb 02]. Available from: kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport21_ru_2.pdf.
2. Soroush M, Hosseini SA, Roostaei M, et al. Challenges and Potentials for Sand and Flow Control and Management in the Sandstone Oil Fields of Kazakhstan: A Literature Review. *SPE Drill & Compl.* 2021;36(01):208–231. doi: [10.2118/199247-PA](https://doi.org/10.2118/199247-PA).
3. Sultanov DR, Baimakhanov AE, Abiltaeva AZ, Baimakhanov YA. Investigation, diagnosis of the causes Of inter-column pressure in wells and their elimination. *Readings of A.I. Bulatov. Materials of IV International scientific and practical conference (on March 31, 2020). V. 3: Drilling of oil and gas wells.* Krasnodar: Publishing House – South; 2020. P:358–360.
4. Kabdushev AA, Bajmahanov AE, Agzamov FA, al. Monitoring and elimination of intercasing pressure. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):85–95. doi: [10.54859/kjogi108651](https://doi.org/10.54859/kjogi108651). (In Russ).
5. Kabdushev AA, Agzamov FA, Manapbayev BZ. Research and development of cements with differential properties for completing gas wells. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences.* 2023;4(460):97–108. doi: [10.32014/2023.2518-170X.315](https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.315). (In Russ).
6. Kabdushev AA, Agzamov FA, Manapbayev BZ. Styding the effect of reinforcement on the properties of plugging materials with expanding additives. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences.* 2023;2(458):108–117. doi: [10.32014/2023.2518-170X.285](https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.285). (In Russ).

7. Celia MA, Bachu S, Nordbotten JM, et al. Modeling critical leakage pathways in a risk assessment framework: Representation of abandoned wells. Fourth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL; 2005 May 2–5; Alexandria, Virginia, USA. Available from: www.researchgate.net/publication/228873206_Modeling_critical_leakage_pathways_in_a_risk_assessment_framework_Representation_of_abandoned_wells.
8. Yousef N, Olayiwola O, Guo B, Liu N. A comprehensive review on the loss of wellbore integrity due to cement failure and available remedial methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;207:109123. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109123](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109123).
9. Baltayeva M, Stamer K, Orlov M. Complex Micro-Containers (CMC) Transporting Compartmentalized Reaction Mixture for Self-Healing Cement. Middle East Oil, Gas and Geosciences Show; 2023 Feb 19–21; Manama, Bahrain. Available from: onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/23MEOS/23MEOS/D031S090R003/517461.
10. Therond E, Taoutaou S, James SG, et al. Understanding Lost Circulation While Cementing: Field Study and Laboratory Research. *SPE Drill & Compl*. 2018;33(01):77–86. doi: [10.2118/184673-PA](https://doi.org/10.2118/184673-PA).
11. Nelson EB, Guillot D. *Well Cementing*. 2nd edition. Schlumberger; 2006. 773 p.
12. Morris EF, Motley HR. Oil Base Spacer System for Use in Cementing Wells Containing Oil Base Drilling Muds. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME; 1973 Sept 30 – Oct 3; Las Vegas, Nevada, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/73FM/73FM/SPE-4610-MS/139305.
13. Wilson WN, Carpenter RB, Bradshaw RD. Conversion of Mud to Cement. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 1990 Sept 23–26; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/90SPE/All-90SPE/67843.
14. Nahm JJ, Romero RN, Javanmardi K, Wyant RE. Interfacial Sealing Properties of Slag Mix (Mud-to-Cement Conversion Technology): Laboratory and Field Evaluation. SPE/IADC Drilling Conference; 1995 Feb 28 – March 2; Amsterdam, Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/95DC/95DC/SPE-29407-MS/57923.
15. Daulton DJ, Bosworth SJ, Pumphrey B, et al. Field Experience with Application of Blast Furnace Slag to the Drilling and Cementing Program in the Stratton Field, South Texas. SPE Production Operations Symposium; 1995 Apr 2–4; Oklahoma City, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/95POS/95POS/SPE-29472-MS/58113.
16. oilfieldteam.com [Internet]. OilfieldTeam. Water-based vs. oil-based drilling fluids [cited 2026 Feb 08]. Available from: oilfieldteam.com/en/a/learning/Drilling-Fluids-050218.
17. Hindry HW. Characteristics and Application of an Oil-base Mud. *Trans*. 1941;142(01):70–75. doi: [10.2118/941070-G](https://doi.org/10.2118/941070-G).
18. Lyons WC, editor. *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineers*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company; 1996. 1090 p.
19. Brandl A, Doan AA, Alegria AE. Overcoming the Challenges During Cementing Spacer Design for Deep Deviated HPHT Wells Containing Heavy Oil Based Muds. ADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition; 2018 Aug 27–29; Bangkok, Thailand. Available from: onepetro.org/SPEAPDT/proceedings-abstract/18APDT/18APDT/D021S007R004/214333.
20. Harder C, Carpenter R, Wilson W, et al. Surfactant/Cement Blends Improve Plugging Operations in Oil-Base Muds // IADC/SPE Drilling Conference; 1992 Feb 18–21; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/92DC/92DC/SPE-23928-MS/54441.
21. Sweatman RE, Nahm JJ, Loeb DA, Porter DS. First High-Temperature Applications of Anti-Gas Migration Slag Cement and Settable Oil-Mud Removal Spacers in Deep South Texas Gas Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 1995 Oct 22–25; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/95SPE/95SPE/SPE-30512-MS/57633.
22. Tabatabaee Moradi SS, Nikolaev NI. Optimization of Cement Spacer System for Zonal Isolation in High-Pressure High-Temperature Wells. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition; 2014 Oct 14–16; Moscow, Russia. Available from: onepetro.org/SPERP/TC/proceedings-abstract/14ROGC/14ROGC/SPE-171282-MS/212060.
23. Nelson EB, Guillot DF. *Well cementing*. Texas: Schlumberger; 1990. 458 p.
24. Derkach SR, Berestova GI, Motylova TA. Use of surface-active reagents for stimulation of oil production at the original and secondary opening of layers. *Vestnik MGTU*. 2010;13(4/1):784–792. (In Russ).
25. Agzamov FA, Umrallyev BT, Komleva SF, Kondrashev OF. The anomalous behavior of filters of cement solutions in fine pores and capillars. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(3):88–100. doi: [10.54859/kjogi95637](https://doi.org/10.54859/kjogi95637).
26. Agzamov FA, Kondrashev OF, Komleva SF. Necessity of the reservoir properties accountability in the selection of agents and adjusters of drilling and cement fluids filtration characteristics. *Georesursy*. 2012;3(45):55–61. (In Russ).
27. *Kabdushev AA*. Features of formation damage occurrence during drilling and well cementing. Geological Exploration and Oil and Gas Engineering in the 21st Century: Technology, Science, Education. Proceedings of the Scientific Conference. Almaty; 2016. P:305–310. (In Russ).
28. Ishbaev RR, Zeigman YV. Diagnosis of impact technology of primary open reservoir and well cementing on the rocks filtration parameters of bottomhole formation zone. *Oil and Gas Business*. 2012;3:92–98. Available from: ogbus.ru/article/view/diagnostirovanie-vliyaniya-texnologij-pervichnogo-vskrytiya-pl.
29. Kuksov AK, Bulatov AI, Sitnikov MF, et al. O davlenii v zatrubnom prostranstve srvezhiny posle tsementirovaniya. *Oil Industry*. 1971;10:26–31. (In Russ).
30. Krilov Z, Romic L, Celap S, Cabrajac S. Permeability Damage Due to Precipitation of Insoluble Salts from Cement Slurry Filtrate. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry; 1993 March 2–5; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/93OCS/93OCS/55131.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. kazenergy.com [интернет]. KAZENERGY. Национальный энергетический доклад 2021 [дата обращения 02.02.2026]. Режим доступа: kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport21_ru_2.pdf.
2. *Soroush M, Hosseini S.A., Roostaeei M., et al.* Challenges and Potentials for Sand and Flow Control and Management in the Sandstone Oil Fields of Kazakhstan: A Literature Review // *SPE Drill & Compl*. 2021. Vol. 36, Issue 01. P. 208–231. doi: [10.2118/199247-PA](https://doi.org/10.2118/199247-PA).

3. Султанов Д.Р., Баймаханов А.Е., Абилтаева А.З., Баймаханов Е.А. Исследование, диагностика причин возникновения межколлоидного давления в скважинах и их ликвидация // Булатовские чтения : материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.). Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. С. 358–360.
4. Кабдушев А.А., Баймаханов А.Е., Агзамов Ф.А., и др. Мониторинг и ликвидация межколлоидных давлений // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Т. 5, №3. С. 85–95. doi: [10.54859/kjogi108651](https://doi.org/10.54859/kjogi108651).
5. Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Маналбаев Б.Д., и др. Исследование и разработка цементов с дифференциальными свойствами при заканчивании газовых скважин // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. 2023. №4(460). P. 97–108. doi: [10.32014/2023.2518-170X.315](https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.315).
6. Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Маналбаев Б.Д., и др. Изучение влияния армирования на свойства трубочных материалов с расширяющими добавками // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. 2023. №2(458). P. 108–117. doi: [10.32014/2023.2518-170X.285](https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.285).
7. Celia M.A., Bachu S., Nordbotten J.M., et al. Modeling critical leakage pathways in a risk assessment framework: Representation of abandoned wells // Fourth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL; May 2–5, 2005; Alexandria, Virginia, USA. Available from: www.researchgate.net/publication/228873206_Modeling_critical_leakage_pathways_in_a_risk_assessment_framework_Representation_of_abandoned_wells.
8. Yousuf N., Olaiyiwola O., Guo B., Liu N. A comprehensive review on the loss of wellbore integrity due to cement failure and available remedial methods // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 207. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109123](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109123).
9. Baltaeva M., Stamer K., Orlov M. Complex Micro-Containers (CMC) Transporting Compartmentalized Reaction Mixture for Self-Healing Cement // Middle East Oil, Gas and Geosciences Show; February 19–21, 2023; Manama, Bahrain. Available from: onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/23MEOS/23MEOS/D031S090R003/517461.
10. Therond E., Taoutou S., James S.G., et al. Understanding Lost Circulation While Cementing: Field Study and Laboratory Research // SPE Drill & Compl. 2018. Vol. 33, Issue 01. P. 77–86. doi: [10.2118/184673-PA](https://doi.org/10.2118/184673-PA).
11. Nelson E.B., Guillot D. Well Cementing, 2nd edition. Schlumberger, 2006. 773 p.
12. Morris E.F., Motley H.R. Oil Base Spacer System for Use in Cementing Wells Containing Oil Base Drilling Muds // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME; September 30 – October 3, 1973; Las Vegas, Nevada, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/73FM/73FM/SPE-4610-MS/139305.
13. Wilson W.N., Carpenter R.B., Bradshaw R.D. Conversion of Mud to Cement // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; September 23–26, 1990; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/90SPE/AII-90SPE/67843.
14. Nahm J.J., Romero R.N., Javanmardi K., Wyant R.E. Interfacial Sealing Properties of Slag Mix (Mud-to-Cement Conversion Technology): Laboratory and Field Evaluation // SPE/IADC Drilling Conference; February 28 – March 2, 1995; Amsterdam, Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/95DC/95DC/SPE-29407-MS/57923.
15. Daulton D.J., Bosworth S.J., Pumphrey B., et al. Field Experience with Application of Blast Furnace Slag to the Drilling and Cementing Program in the Stratton Field, South Texas // SPE Production Operations Symposium; April 2–4, 1995; Oklahoma City, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/95POS/95POS/SPE-29472-MS/58113.
16. oilfieldteam.com [интернет]. OilfieldTeam. Water-based vs. oil-based drilling fluids [дата обращения 18.02.2026]. Доступ по ссылке: oilfieldteam.com/en/a/learning/Drilling-Fluids-050218.
17. Hindry H.W. Characteristics and Application of an Oil-base Mud // Trans. 1941. Vol. 142, Issue 01. P. 70–75. doi: [10.2118/941070-G](https://doi.org/10.2118/941070-G).
18. Lyons W.C., editor. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineers. Houston, Texas : Gulf Publishing Company, 1996. 1090 p.
19. Brandl A., Doan A.A., Alegria A.E. Overcoming the Challenges During Cementing Spacer Design for Deep Deviated HPHT Wells Containing Heavy Oil Based Muds // ADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition; August 27–29, 2018; Bangkok, Thailand. Available from: onepetro.org/SPEAPDT/proceedings-abstract/18APDT/18APDT/D021S007R004/214333.
20. Harder C., Carpenter R., Wilson W., et al. Surfactant/Cement Blends Improve Plugging Operations in Oil-Base Muds // IADC/SPE Drilling Conference; February 18–21, 1992; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/92DC/92DC/SPE-23928-MS/54441.
21. Sweatman R.E., Nahm J.J., Loeb D.A., Porter D.S. First High-Temperature Applications of Anti-Gas Migration Slag Cement and Settable Oil-Mud Removal Spacers in Deep South Texas Gas Wells // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 22–25, 1995; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/95SPE/95SPE/SPE-30512-MS/57633.
22. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Optimization of Cement Spacer System for Zonal Isolation in High-Pressure High-Temperature Wells // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition; October 14–16, 2014; Moscow, Russia. Available from: onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/14ROGC/SPE-171282-MS/212060.
23. Nelson E.B., Guillot D.F. Well cementing. Texas : Schlumberger, 1990. 458 p.
24. Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылева Т.А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов // Вестник МГТУ. 2010. Т. 13, №4/1. С. 784–792.
25. Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т., Комлева С.Ф., Кондрашев О.Ф. Об аномальном поведении фильтратов цементных растворов в тонких порах и капиллярах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. Т. 2, №3. С. 88–100. doi: [10.54859/kjogi95637](https://doi.org/10.54859/kjogi95637).
26. Агзамов Ф.А., Кондрашев О.Ф., Комлева С.Ф. О необходимости учёта коллекторских свойств пласта при выборе реагентов регуляторов фильтрационных характеристик буровых и тампонажных растворов // Георесурсы. 2012. №3(45). С. 55–61.
27. Кабдушев А.А. Особенности возникновения кольматации при бурении и цементировании скважин // Материалы международной научно-практической конференции «Геологоразведочное и нефтегазовое дело в XXI веке: технологии, наука, образование». Алматы, 2016. С. 305–310.

28. *Ишбаев Р.Р., Зейгман Ю.В.* Диагностирование влияния технологий первичного вскрытия и тампонирования скважин на фильтрационные параметры пород призабойной зоны пласта // Нефтегазовое дело. 2012. №3. С. 92–98. Доступ по ссылке: <https://ogbus.ru/article/view/diagnostirovanie-vliyaniya-texnologij-pervichnogo-vskrytiya-pl>.
29. *Куксов А.К., Булатов А.И., Ситников М.Ф., и др.* О давлении в затрубном пространстве скважины после цементирования // Нефтяное хозяйство. 1971. № 10. С. 26–31.
30. *Krilov Z., Romic L., Celap S., Cabrajac S.* Permeability Damage Due to Precipitation of Insoluble Salts from Cement Slurry Filtrate // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry; March 2–5, 1993; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/93OCS/93OCS/55131.

AUTHORS' INFO**Arman A. Kabdushev**

PhD

ORCID [0000-0003-3579-9054](https://orcid.org/0000-0003-3579-9054)e-mail: arman-kz@mail.ru.**Farit A. Agzamov**

D. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0000-0001-5850-5261](https://orcid.org/0000-0001-5850-5261)e-mail: faritag@yandex.ru.***Dina A. Issayeva**ORCID [0009-0005-0384-0122](https://orcid.org/0009-0005-0384-0122)e-mail: isaevadina86@gmail.com.**Abdulakhat A. Ismailov**

Cand. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0000-0002-1957-5168](https://orcid.org/0000-0002-1957-5168)e-mail: a.ismailov@kbtu.kz.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Кабдушев Арман Арстангалиевич**

PhD

ORCID [0000-0003-3579-9054](https://orcid.org/0000-0003-3579-9054)e-mail: arman-kz@mail.ru.**Агзамов Фарит Акрамович**

докт. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0001-5850-5261](https://orcid.org/0000-0001-5850-5261)e-mail: faritag@yandex.ru.***Исаева Дина Абдуманаровна**ORCID [0009-0005-0384-0122](https://orcid.org/0009-0005-0384-0122)e-mail: isaevadina86@gmail.com.**Исмаилов Абдулахат Абдукаримович**

канд. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0002-1957-5168](https://orcid.org/0000-0002-1957-5168)e-mail: a.ismailov@kbtu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.276.6
МРНТИ 38.57.29

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999)

Получена: 15.05.2026.

Одобрена: 08.06.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Анализ эффективности применения поверхностно-активных веществ в методах увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов

Б.Г. Рахмет

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Традиционное водозаводнение нефтяных месторождений обеспечивает коэффициент извлечения нефти не более 35–40%, оставляя значительную долю запасов нефти в поровом пространстве коллектора, удерживаемой капиллярными силами. Применение химических методов увеличения нефтеотдачи, в частности, ASP-заводнения является перспективным направлением для объектов с высоковязкой нефтью, где традиционное водозаводнение характеризуется крайне неблагоприятным соотношением мобильностей вытесняющего агента и нефти.

Цель. Систематическая лабораторная оценка эффективности ASP-заводнения применительно к условиям продуктивных горизонтов месторождения X (Западный Казахстан) на основе реальных образцов керн с разработкой рекомендаций по оптимизации рецептуры химической оторочки.

Материалы и методы. При проведении исследования были применены такие методы, как входной контроль качества коммерческих образцов поверхностно-активных веществ, испытания на совместимость при определённой пластовой температуре в течение заданного времени, скрининг фазового поведения систем лаурилсульфат / гидроксид натрия с нефтью двух горизонтов, фильтрационные эксперименты на лабораторной установке PLS-200.

Результаты. ASP-заводнение с рецептурой 0,02% лаурилсульфата натрия + 0,6–0,8% NaOH + 2500–3000 ppm гидролизованного полиакриламида обеспечивает прирост коэффициента извлечения нефти 19,0–19,2% для мелового горизонта (итоговый коэффициент 68,5–68,9%) и 17,7% для юрского горизонта при концентрации гидролизованного полиакриламида 3000 ppm. Концентрация является решающим параметром: её несоответствие условию соотношения мобильностей ($\leq 1,0$) снижает прирост коэффициента почти вдвое.

Заключение. ASP-заводнение показало высокую эффективность для обоих горизонтов при правильно подобранных параметрах. Оптимальная рецептура обоснована как наилучшее соотношение прироста коэффициента извлечения нефти и стоимости реагентов.

Ключевые слова: *поверхностно-активные вещества, увеличение нефтеотдачи, ASP-заводнение, межфазное натяжение, коэффициент извлечения нефти, высоковязкая нефть, гидролизованный полиакриламид, фильтрационные исследования.*

Как цитировать:

Рахмет Б.Г. Анализ эффективности применения поверхностно-активных веществ в методах увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 27–35. DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999).

UDC 622.276.6
CSCSTI 38.57.29

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999)

Received: 15.05.2026.

Accepted: 08.06.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Analysis of the Effectiveness of Surfactant Application in Enhanced Oil Recovery Methods

Birzhan G. Rakhmet

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Conventional waterflooding typically achieves an oil recovery factor of no more than 35–40%, leaving a significant portion of the oil in place within the pore space of the reservoir rock, where it is retained by capillary forces. The application of chemical enhanced oil recovery methods, particularly Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) flooding, is a promising approach for high-viscosity oil reservoirs, where conventional waterflooding is characterized by a highly unfavorable mobility ratio between the displacing fluid and the oil.

Aim: Systematic laboratory evaluation of ASP flooding effectiveness for the productive horizons of Field X (Western Kazakhstan), based on real core samples from borehole K-2524, with the development of recommendations for optimising the chemical slug formulation.

Materials and Methods: The study employed methods such as incoming quality control of commercial surfactant samples, compatibility testing at a specified reservoir temperature over a defined period, phase behaviour screening of lauryl sulfate / sodium hydroxide systems with crude oil from two horizons, and filtration experiments conducted using the PLS-200 petrophysical laboratory setup.

Results: ASP flooding with 0.02% sodium dodecyl sulfate (SDS) + 0.6–0.8% NaOH + 2,500–3,000 ppm hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) achieved an incremental oil recovery factor of 19.0–19.2% for the Cretaceous chalk horizon (total RF of 68.5–68.9%) and 17.7% for the Jurassic horizon at 3,000 ppm HPAM. The HPAM concentration is a critical design parameter: deviation from the required mobility ratio condition ($M \leq 1.0$) reduces the incremental oil recovery by nearly half.

Conclusion: ASP flooding demonstrated high efficiency for both horizons when the formulation parameters were properly optimized. The optimal formulation (0.02% SDS + 0.8% NaOH + 2,500 ppm HPAM) is recommended as providing the best balance between incremental oil recovery factor and reagent cost.

Keywords: *surfactants; increased oil recovery; ASP flooding; interfacial tension; oil recovery factor; high-viscosity oil; hydrolyzed polyacrylamide; core flooding studies.*

To cite this article:

Rakhmet BG. Analysis of the Effectiveness of Surfactant Application in Enhanced Oil Recovery Methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):27–35. DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999).

ӨОЖ 622.276.6

ГТАХР 38.57.29

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999)

Қабылданды: 15.05.2026.

Мақұлданды: 08.06.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай қабаттарын мұнай беруді ұлғайту әдістерінде беттік белсенді заттарды қолдану тиімділігін талдау

Б.Г. Рақмет

Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Мұнай кен орындарын дәстүрлі су айдау әдісімен игеру кезінде мұнайды алу коэффициенті 35–40%-дан аспайды, ал мұнай қорының едәуір бөлігі коллектордың кеуекті кеңістігінде капиллярлық күштердің әсерінен ұсталып қалып қояды. Мұнай қайтарымын арттырудың химиялық әдістерін, атап айтқанда ASP-су айдау технологиясын қолдану жоғары тұтқыр мұнай кеніштері үшін перспективалы бағыт болып табылады, өйткені мұндай объектілерде дәстүрлі су айдау ығыстырушы агент пен мұнайдың қозғалғыштықтарының арақатынасының өте қолайсыз болуымен сипатталады.

Мақсаты. Химиялық жиектің рецептурасын оңтайландыру бойынша ұсынымдар әзірлей отырып, нақты керн үлгілерінің негізінде X кен орнының (Батыс Қазақстан) өнімді горизонттарының жағдайларына қатысты ASP-су айдау тиімділігін жүйелі зертханалық бағалау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу барысында беттік белсенді заттардың коммерциялық үлгілерінің сапасын кіріс бақылау, белгілі бір қабат температурасында берілген уақыт ішінде үйлесімділік сынақтары, екі көкжиектің мұнайымен натрий лаурил сульфаты / гидроксиді жүйелерінің фазалық мінез-құлқын скрининг, PLS-200 петрофизикалық зертханалық қондырғысында сүзу эксперименттері сияқты әдістер қолданылды.

Нәтижелері. Құрамында 0,02% натрий лаурилсульфаты, 0,6–0,8% NaOH және 2500–3000 ppm гидролизденген полиакриламид бар ASP-су айдау технологиясы борлы горизонт үшін мұнай алу коэффициентінің 19,0–19,2%-ға артуын қамтамасыз етеді (қорытынды мұнай алу коэффициенті – 68,5–68,9%), ал гидролизденген полиакриламид концентрациясы 3000 ppm болған жағдайда юра горизонты үшін бұл көрсеткіш 17,7%-ды құрайды. Концентрация шешуші параметр болып табылады: оның ұтқырлық коэффициентінің шартына сәйкес келмеуі ($\leq 1,0$) коэффициенттің өсуін екі есеге азайтады.

Қорытынды. ASP-су айдау технологиясы екі горизонт үшін де параметрлері дұрыс таңдалған жағдайда жоғары тиімділік көрсетті. Оңтайлы рецептура мұнай алу коэффициентінің артуы мен реагенттер құны арасындағы ең тиімді арақатынас ретінде негізделген.

Негізгі сөздер: беттік белсенді заттар, мұнай беруді арттыру, ASP-су айдау, фазааралық керілу, мұнай алу коэффициенті, тұтқырлығы жоғары мұнай, гидролизденген полиакриламид, сүзу зерттеулері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Рақмет Б.Г. Мұнай қабаттарын мұнай беруді ұлғайту әдістерінде беттік белсенді заттарды қолдану тиімділігін талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 27–35 б.

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999).

Введение

Снижение нефтеотдачи на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений является одной из наиболее острых проблем нефтегазовой отрасли. Коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) при традиционном водозаводнении, как правило, не превышает 35–40% от начальных геологических запасов [1–5], что означает значительный объём остаточной нефти, удерживаемой капиллярными силами в поровом пространстве коллектора. Применение поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) в рамках химических методов увеличения нефтеотдачи, или Chemical EOR (*англ.* Enhanced Oil Recovery) позволяет снижать межфазное натяжение (далее – МФН) на границе раздела нефть–вода до ультранизких значений и изменять смачиваемость породы, тем самым мобилизуя остаточную нефть [6, 7].

Особую актуальность данная проблема приобретает для месторождений Западного Казахстана с высоковязкими нефтями, где традиционное водозаводнение характеризуется крайне неблагоприятным соотношением мобильностей M ($M = \lambda_p / \lambda_o$, где λ_p – мобильность вытесняющего агента, λ_o – мобильность нефти). В подобных условиях щелочно-ПАВ-полимерное, или ASP (*англ.* Alkaline-Surfactant-Polymer), заводнение представляет собой наиболее перспективный вариант Chemical EOR [8, 9]: щёлочь генерирует природный ко-ПАВ из органических кислот нефти и подавляет адсорбцию синтетического ПАВ; ПАВ снижает МФН до ультранизких значений; полимер обеспечивает благоприятное соотношение мобильностей и выравнивание фронта закачки.

Цель настоящей работы – систематическая лабораторная оценка эффективности ASP-заводнения применительно к условиям пластов месторождения X (Западный Казахстан), включающая входной контроль реагентов, испытания совместимости при пластовой температуре, тесты фазового поведения и фильтрационные эксперименты на керновых моделях двух продуктивных горизонтов.

Материалы и методы

Месторождение X расположено в Западном Казахстане и включает два продуктивных горизонта, исследованных в настоящей работе. Меловой горизонт M-II залегает на глубине 258–261 м при пластовой температуре 19,7°C;

вязкость нефти составляет 407,4 МПа·с, что соответствует категории высоковязкой нефти. Юрский горизонт J-IV залегает на глубине 496–498 м при пластовой температуре 29,3°C; вязкость нефти – 66,1 МПа·с.

Все лабораторные исследования выполнены на образцах керна и флюидов из скважины K-2524 месторождения X. Для мелового горизонта M-II использованы насыпные (рекомбинированные) керновые модели из разрушенного керна, отобранного с глубин 258,75–260,65 м; для юрского горизонта J-IV – выбуренные цилиндрические плаги диаметром 38 мм, отобранные с глубин 496,8–497,25 м.

Скрининговое исследование охватывало шесть образцов ПАВ коммерческих марок, обозначенных как C-7, C-10, C-13, C-14, C-16 и C-18. Цель скрининга – на основании входного контроля качества и испытаний совместимости при пластовых условиях отобрать реагенты, пригодные для применения на месторождении X, а также определить оптимальный класс ПАВ для последующих фильтрационных экспериментов.

В качестве основного реагента для фильтрационных экспериментов на основании результатов скрининга использовался лаурилсульфат натрия, или SDS (*англ.* Sodium Dodecyl Sulphate), – анионный ПАВ класса алкилсульфатов. Выбор SDS как модельного соединения обоснован тем, что именно реагенты данного класса (алкилсульфаты) продемонстрировали наилучшую совместимость с пластовыми флюидами месторождения X при пластовой температуре 71,3°C. В качестве щелочного агента применялся едкий натр (NaOH технический, 96%); полимерный реагент – гидролизированный полиакриламид FloPaam 5205 VHM¹ при концентрации 2000, 2500 и 3000 ppm.

Все образцы прошли экстракцию на аппарате Сокслета² (смесь спиртобензола и толуола), сушку при 60–90°C, определение пористости (гелиевый порозиметр ULTRA-PORE 300³) и газопроницаемости (азот, прибор ULTRA-PERM 600⁴). Физические характеристики моделей приведены в табл. 1.

Входной контроль проводился по следующим показателям: внешний вид (ГОСТ 25336⁵); плотность при 20°C (ГОСТ 3900-85⁶); кинематическая вязкость при 20°C (ГОСТ 31391-2009⁷); температура застывания (ГОСТ 20287-91⁸, метод Б); кислотное число, мг KOH/г; pH 10%-го водного

¹ FloPaam 5205 VHM – это высокомолекулярный синтетический полимер (порошок или гранулы) на основе сополимера акриламида и акриламидо-третбутиловой сульфокислоты, выпускаемый французской компанией SNF, Франция.

² Экстрактор Сокслета (аппарат Сокслета) – прибор для непрерывной экстракции труднорастворимых твёрдых веществ из твёрдых материалов. Впервые предложен в 1879 г. немецким агрохимиком Францем фон Сокслетом.

³ Гелиевый порозиметр ULTRA-PORE 300 – это специализированная лабораторная установка, предназначенная для высокоточного измерения объёма пор, зёрен и определения открытой пористости образцов керна горных пород газовойметрическим методом. Производитель Core Lab, США.

⁴ ULTRA-PERM 600 – это высокоточный стационарный газовый пермеаметр UltraPerm Gas Permeameter, предназначенный для автоматического измерения коэффициента газопроницаемости образцов керна горных пород. Производитель Core Lab, США.

⁵ ГОСТ 25336-82 «Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры»

⁶ ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности»

⁷ ГОСТ 31391-2009 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости»

⁸ ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»

раствора. Полученные значения сравнивались с паспортными данными производителя. Образцы, не соответствующие паспортным данным, исключались из дальнейших испытаний, поскольку применение реагентов с неподтверждёнными характеристиками не позволяет корректно интерпретировать результаты лабораторных экспериментов.

Таблица 1. Стандартные физические свойства керновых моделей, скважина K-2524, месторождение X
Table 1. Standard Physical Properties of Core Models, Well K-2524, Field X

Параметр Parameter	Мод. 1 (Мел) Model 1 (Chalk)	Мод. 2 (Мел) Model 2 (Chalk)	Мод. 3 (Юра) Model 3 (Jurassic)	Мод. 4 (Юра) Model 4 (Jurassic)
Горизонт Horizon	M-II	M-II	J-IV	J-IV
Глубина, м Depth, m	258,75	260,65	496,8	497,25
Длина, см Length, cm	5,85	5,73	5,86	5,98
Поровый объём, см ³ Pore volume, cm ³	24,69	24,07	21,52	21,52
Пористость, % Porosity, %	36,76	36,85	32,26	33,68
Газопроницаемость по азоту, мД Nitrogen gas permeability, mD	1 460	1 300	92,3	127,7

Совместимость образцов ПАВ, прошедших входной контроль, с пластовой водой месторождения X оценивалась при двух температурах: 25°С (комнатная) и 71,3°С (пластовая). Рабочие водные растворы ПАВ смешивались с пробами промышленных вод и выдерживались 72 ч с визуальной оценкой и фотофиксацией через 0, 2, 5, 20, 24, 48 и 72 ч.

Растворы SDS/NaOH различных концентраций смешивались с нефтью горизонтов M-II и J-IV в соотношении 1:1 (по объёму) в запаянных пробирках и выдерживались 24 ч с визуальной оценкой фазового расслоения, осадкообразования и характера межфазной плёнки. Для мелового горизонта испытывались четыре рецептуры, для юрского – три рецептуры.

Эксперименты проводились на системе PLS-200⁹ с четырьмя гидростатическими кернодержателями при пластовой температуре каждого горизонта в следующей последовательности: (1) насыщение водой → определение абсолютной водопроницаемости; (2) вытеснение нефтью до начальной водонасыщенности; (3) водозаводнение до обводнённости 95–99%; (4) закачка щёлочи / ПАВ-отрочки (1,0–1,5 поровой объём); (5) за-

качка полимерного раствора гидролизованного полиакриламида (далее – ГПАА); (6) доводнение до стабилизации. Коэффициент вытеснения нефти рассчитан по формуле (1):

$$\beta = V_n / V_{нач.н} \times 100\% \quad (1)$$

где β – коэффициент вытеснения нефти, %; V_n – объём извлечённой нефти, см³; $V_{нач.н}$ – начальный объём нефти в образце, см³.

Фактор сопротивления R_f , а также остаточный фактор сопротивления R_{rf} рассчитаны по следующим формулам (2–3):

$$R_f = \lambda_v / \lambda_p \quad (2)$$

$$R_{rf} = \lambda_v, до / \lambda_v, после \quad (3)$$

где $\lambda_v, до$ – мобильность воды до закачки полимера, мД/(мПа·с); $\lambda_v, после$ – мобильность воды после закачки полимера, мД/(мПа·с); λ_p – мобильность полимерного раствора, мД/(мПа·с).

Результаты

Анализ пластовых вод месторождения X

Пробы пластовой воды отбирались с блочной кустовой насосной станцией (далее – БКНС) месторождения X в трёх кампаниях (апрель-июнь 2019 г.) и анализировались по катионно-анионному составу, pH, содержанию железа согласно ГОСТ 26449.1-85¹⁰ и ГОСТ 23268.11-78¹¹. Основные результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2. Физико-химические свойства пластовой воды месторождения X, апрель-июнь 2019 г.

Table 2. Physicochemical Properties of Formation Water, Field X, April–June 2019

Показатель Indicator	Апрель April	Май May	Июнь June
Плотность при 20°С, г/см ³ Density at 20°С, g/cm ³	1,0008	1,0009	1,0009
Общая минерализация, мг/л Total mineralization, mg/L	1 992	2 197	2 088
HCO ₃ ⁻ , мг/л / mg/l	98	183	171
SO ₄ ²⁻ , мг/л / mg/l	625	651	579
Cl ⁻ , мг/л / mg/l	662	713	713
Ca ²⁺ , мг/л / mg/l	200	281	261
Mg ²⁺ , мг/л / mg/l	146	170	158
Общая жёсткость, мг-экв/л Total hardness, meq/L	22	28	26
Fe ³⁺ , мг/л / mg/l	0,98	2,24	1,4
pH	6,95	7,52	7,38
Тип воды (по Сулину) ¹² Water type (Sulin classification)	Cl-Mg	Cl-Mg	Cl-Mg

⁹ Петрофизическая лабораторная система PLS-200 – специализированный лабораторный комплекс для физического моделирования процессов, происходящих в пласте, и проведения сложных исследований образцов горных пород. Производитель Petrolabs Tech Limited, Core Lab, США.

¹⁰ ГОСТ 26449.1-85 «Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод»

¹¹ ГОСТ 23268.11-78 «Воды минеральные питьевые лечебные, лечебно-столовые и природные столовые. Метод определения ионов железа»

¹² Классификация природных и подземных вод по В.А. Сулину базируется на их генезисе и химическом составе, отражая условия формирования. Она широко используется в гидрогеологии для оценки связи вод с осадочными породами и нефтегазовыми месторождениями.

Пластовые воды месторождения X относятся к хлоридно-магниевому типу по классификации Сулина, с минерализацией 1992–2197 мг/л и нейтральной реакцией среды (pH 6,95–7,52). Суммарное содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} (346–451 мг/л) не превышает критического порога осадкообразования для анионных ПАВ (~500 мг/л), что исключает необходимость предварительного умягчения закачиваемой воды и благоприятствует применению лаурилсульфата натрия.

Входной контроль качества реагентов

Из шести испытанных образцов ПАВ четыре – С-7, С-10, С-14 и С-16 – соответствовали паспорт-

ным данным производителя по всем контролируемым показателям. Два образца не прошли входной контроль:

1) Образец С-13: кислотное число составило 1,77 мг KOH/г при норме 90–120 мг KOH/г – фактический состав реагента не соответствует заявленному;

2) Образец С-18: динамическая вязкость при 25°C составила 2,54 мПа·с при норме ≥ 100 мПа·с, внешний вид – порошкообразная смесь вместо маслянистой жидкости.

Образцы С-13 и С-18 были исключены из всех последующих испытаний.

Таблица 3. Результаты входного контроля качества образцов ПАВ, прошедших контроль
Table 3. Results of Incoming Quality Control of Surfactant (SAA) Samples Passed Control

Образец Sample	Внешний вид Appearance	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	Вязкость, мПа·с Viscosity, mPa·s	Кислотное число, мг KOH/г Acid number, mg KOH/g	pH 10%-го раствора pH of 10% solution	Соответствие паспорту Compliance with specification
C-7	Однородная жидкость Homogeneous liquid	0,875	18,5	0,52	6,8	соответствует compliant
C-10	Бесцветная жидкость Colorless liquid	0,965	22,1	0,48	7	соответствует compliant
C-14	Белые хлопья White flakes	1,03	–	0,39	8,2	соответствует compliant
C-16	Светло-желтая жидкость Light yellow liquid	0,939	15,8	0,44	4,75	соответствует compliant

Таблица 4. Результаты испытаний на совместимость при 71,3°C (72 ч)
Table 4. Compatibility Test Results at 71.3°C (72 h)

Образец Sample	25°C / пластовая вода 25°C / Formation water	71,3°C / пластовая вода 71.3°C / Formation water	71,3°C / БКНС 71.3°C / BCPS	Итоговая оценка Final assessment
C-7	Мутность 0–5 ч, затем прозрачный Turbidity for 0–5 h, then transparent	Плёнка жёлтая, устойчивая Yellow film, stable	Плёнка фиолетовая Purple film	Непригоден при пластовой температуре Not suitable at reservoir temperature
C-10	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Совместим, рекомендован к применению Compatible, recommended for use
C-14	Прозрачный (к 20 ч) Transparent (20 h)	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Совместим, рекомендован к применению Compatible, recommended for use
C-16	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Совместим, рекомендован к применению Compatible, recommended for use

Результаты испытаний на совместимость

Испытания при 25°C и при пластовой температуре 71,3°C выявили принципиальное различие в поведении образцов. Образцы С-10, С-14 и С-16 оставались прозрачными без осадков в течение всего 72-часового периода наблюдения при обеих температурах как с пластовой водой, так и с водой БКНС.

Образец С-7 при 25°C в течение первых 5 ч имел молочный цвет, однако становился более прозрачным к 20-му часу. При 71,3°C образец С-7 образовывал устойчивую жёлтую плёнку на поверхности раствора в контакте с пластовой водой и фиолетовую плёнку в контакте с водой БКНС.

Пластовая температура (71,3°C) является решающим дифференцирующим фактором при отборе ПАВ по следующим причинам. Во-первых, с ростом температуры происходит смещение критической концентрации мицеллообразования (далее – ККМ) анионных ПАВ

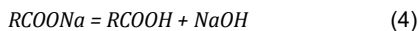
в сторону больших значений. Если рабочая концентрация реагента при 25°C превышает ККМ (обеспечивая мицеллярную солубилизацию нефти), то при 71,3°C та же концентрация может оказаться ниже ККМ – мицеллярные структуры разрушаются, молекулы ПАВ теряют поверхностную активность и образуют видимые плёнки и осадки. Во-вторых, при повышенной температуре ускоряется гидролиз лабильных функциональных групп молекул ПАВ с образованием поверхностно-неактивных продуктов деградации. Образец С-7 претерпевает именно такое изменение: стабильный при 25°C, он проявляет необратимую фазовую нестабильность при 71,3°C. Оценка совместимости при комнатной температуре является недостаточной для квалификации ПАВ-реагентов при разработке нефтяных месторождений с пластовой температурой выше 60°C.

Таким образом, для применения на месторождении X пригодны образцы С-10, С-14 и С-16 класса анионных ПАВ (алкилсульфаты и близкие

по структуре соединения). Именно принадлежность к данному классу и устойчивость при 71,3°C послужили обоснованием выбора SDS – широко применяемого модельного представителя алкилсульфатов – для проведения фильтрационных экспериментов. Тем самым результаты скрининга шести образцов непосредственно определили выбор реагента для ASP-систем: скрининг установил пригодный класс ПАВ, а SDS в качестве его стандартного представителя был использован для количественной оценки эффективности ASP-заводнения.

Тест фазового поведения раствора щёлочь/ПАВ-нефть

Снижение концентрации лаурилсульфата с 0,1% до 0,02% значительно уменьшает осадкообразование при контакте с нефтью обоих горизонтов. Для мелового горизонта наилучшие показатели – минимальный осадок, выраженное микроэмульсионное поведение на границе раздела – продемонстрировали составы 0,02% SDS + 0,8% NaOH и 0,02% SDS + 0,6% NaOH. Для юрского горизонта оптимальной признана рецептура 0,02% SDS + 0,6% NaOH. Низкая концентрация синтетического ПАВ обоснована следующим: NaOH реагирует с органическими кислотами нефти месторождения X (кислотное число ~0,5–1,0 мг KOH/г) по реакции (4), генерируя природное мыло *in situ*, которое выступает дополнительным ко-ПАВ и существенно снижает необходимую концентрацию синтетического реагента:



Результаты фильтрационных экспериментов

Фильтрационные эксперименты проводились на четырёх керновых моделях по схеме водозаводнение → ASP-воздействие. Результаты представлены в табл. 5.

Результаты и обсуждение

Полученные данные подтверждают превосходство комплексного ASP-воздействия. ПАВ мобилизует нефть, снижая МФН до ультранизких значений; полимер устраняет вязкостную нестабильность при мобильности [10–12] (M) $M \gg 1$ (значительно больше единицы), характерную для высоковязких нефтей месторождения X; щёлочь дополняет действие синтетического ПАВ природным мылом и снижает его адсорбционные потери.

Для юрского горизонта установлена принципиальная зависимость ДКИН от концентрации ГПАА: при 2000 ppm ДКИН = 9,3%, при 3000 ppm – 17,7% (увеличение почти вдвое). Это объясняется выполнением условия $M \leq 1,0$. Минимально необходимая вязкость полимерного

раствора, рассчитанная по формуле (5), составила 13,2 мПа·с.

$$\mu_{n,min} = (krw/kro) \cdot \mu_o \quad (5)$$

где $\mu_{n,min}$ – минимальная вязкость полимерного раствора, мПа·с; krw – относительная фазовая проницаемость по воде, д. ед.; kro – относительная фазовая проницаемость по нефти, д. ед.; μ_o – вязкость нефти при пластовых условиях, мПа·с.

Таблица 5. Результаты фильтрационных экспериментов (ASP-заводнение, месторождение X)

Table 5. Filtration Test Results (ASP Flooding, Field X)

Параметр Parameter	Мод. 1 (Мел) Model 1 (Chalk)	Мод. 2 (Мел) Model 2 (Chalk)	Мод. 3 (Юра) Model 3 (Jurassic)	Мод. 4 (Юра) Model 4 (Jurassic)
Рецептура SDS/ NaOH, % SDS/NaOH formulation, %	0,02/0,8	0,02/0,6	0,02/0,6	0,02/0,8
Концентрация ГПАА, ppm HPAM concentration, ppm	2 500	3 000	2 000	3 000
Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	407,4	407,4	66,1	66,1
КИН – водозаводнение, % Oil recovery factor (water flooding), %	49,9	49,3	51,2	50,7
КИН – ASP (итор), % Oil recovery factor (ASP, total), %	68,9	68,5	60,5	68,4
Прирост КИН (ΔКИН), % Incremental oil recovery factor (ΔORF), %	19,0	19,2	9,3	17,7
Фактор сопротивления Resistance factor	50,6	128,4	96,9	53,97
Остаточный фактор сопротивления Residual resistance factor	8,7	13,15	21,72	10,15

При 2000 ppm ГПАА $\mu_n \approx 12$ –15 мПа·с условие $M \leq 1$ выполняется лишь на пределе, фронт нестабилен. При 3000 ppm $\mu_n \approx 25$ –28 мПа·с условие $M < 1$ с запасом, формируется стабильный фронт вытеснения. Этот результат имеет принципиальное значение для проектирования ASP-заводнения на высоковязких объектах: концентрацию полимера необходимо рассчитывать, исходя из условия $M \leq 1,0$ при пластовых условиях.

Иерархия факторов по степени влияния на ДКИН в условиях месторождения X следующая:

1) концентрация полимера (условие $M \leq 1,0$) – наиболее критичный параметр для высоковязких нефтей;

2) термическая стабильность ПАВ при пластовой температуре определяет пригодность реагента для промышленного применения;

3) адсорбционные потери SDS на поверхности породы – не измеренные в данной работе, но критически важные для полевого дизайна;

4) соотношение NaOH/SDS влияет на интенсивность генерации природного ко-ПАВ из органических кислот нефти.

Заключение

Пластовые воды месторождения X (хлоридно-магниевого типа, минерализация 1992–2197 мг/л, pH 6,95–7,52) создают благоприятные условия для применения анионных ПАВ без предварительной водоподготовки: содержание $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ (346–451 мг/л) не превышает критического порога для алкилсульфатных реагентов.

Из шести образцов ПАВ входной контроль прошли четыре (С-7, С-10, С-14, С-16). Образцы С-13 и С-18 не соответствуют паспортным данным и исключены из дальнейших исследований. Испытания совместимости при 71,3°C показали, что образец С-7 образует необратимые плёнки при пластовой температуре. Для применения на месторождении X пригодны С-10, С-14 и С-16 класса анионных алкилсульфатов. Пластовая температура является решающим дифференцирующим фактором, что обусловлено смещением

ККМ и термическим гидролизом функциональных групп при $T > 60^\circ\text{C}$.

Результаты скрининга определили выбор SDS как модельного представителя алкилсульфатного класса для фильтрационных экспериментов. Тест фазового поведения подтвердил, что рецептуры 0,02% SDS + 0,6–0,8% NaOH обеспечивают минимальное осадкообразование при контакте с нефтью обоих горизонтов.

ASP-заводнение обеспечивает прирост КИН 19,0–19,2% для мелового горизонта (итоговый КИН 68,5–68,9%) и до 17,7% для юрского горизонта при 3000 ppm ГПАА. Высокие значения остаточного фактора сопротивления (8,7–21,72) подтверждают устойчивое снижение фазовой проницаемости по воде после закачки полимера.

Для юрского горизонта концентрация полимера является определяющим параметром: при концентрации 3000 ppm прирост КИН составляет 17,7%, при 2000 ppm – только 9,3%. Обязательное условие проектирования – $M \leq 1,0$.

Рекомендуется проведение опытно-промышленного испытания ASP-заводнения при разработке мелового горизонта месторождения X с параллельным проведением адсорбционных испытаний SDS на керне для полевого дизайна оторочки.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. 1st ed. Elsevier, 2010. 648 p.
2. Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. Recent Advances in Surfactant EOR // SPE Journal. 2011. Vol. 16, Issue 4. P. 889–907. doi: [10.2118/115386-PA](https://doi.org/10.2118/115386-PA).
3. Sheng J.J. A Comprehensive Review of Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) Flooding // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 9, Issue 4. P. 417–489. doi: [10.1002/apj.1824](https://doi.org/10.1002/apj.1824).
4. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series. Vol. 6. Richardson, TX : SPE, 1998. 545 p.
5. Lake L.W., Johns R., Rossen B., Pope G. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Richardson, TX : SPE, 2014. 496 p.
6. Abrams A. The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation // SPE Journal. 1975. Vol. 15, Issue 5. P. 437–447. doi: [10.2118/5050-PA](https://doi.org/10.2118/5050-PA).
7. Salager J.-L., Forgiarini A.M., Bullón J. How to Attain Ultralow Interfacial Tension and Three-Phase Behavior with Surfactant Formulation for Enhanced Oil Recovery: A Review. Part 1. Optimum Formulation for Simple Surfactant–Oil–Water Ternary Systems // Journal of Surfactants and Detergents 25th Anniversary Virtual Issue. 2013. Vol. 16, Issue 4. P. 449–472. doi: [10.1007/s11743-013-1470-4](https://doi.org/10.1007/s11743-013-1470-4).
8. Bryan J., Kantzas A. Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; November 11–14, 2007; Anaheim, California, U.S.A. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/07ATCE/Ail-07ATCE/SPE-110738-MS/143126.
9. Liu Sh., Li R.F., Miller C.A., Hirasaki G.J. Alkaline/Surfactant/Polymer Processes: Wide Range of Conditions for Good Recovery // SPE Journal. 2010. Vol. 15, Issue 02. P. 282–293. doi: [10.2118/113936-PA](https://doi.org/10.2118/113936-PA).
10. Stoll W.M., al Shureqi H., Finol J., et al. Alkaline/Surfactant/Polymer Flood: From the Laboratory to the Field // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011. Vol. 14, Issue 06. P. 702–712. doi: [10.2118/129164-PA](https://doi.org/10.2118/129164-PA).
11. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2015. Vol. 54, Issue 02. P. 116–126. doi: [10.2118/174541-PA](https://doi.org/10.2118/174541-PA).
12. Wang D., Cheng J., Yang Q., et al. Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 1–4, 2000; Dallas, Texas. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63227-MS/132143.

REFERENCES

1. Sheng JJ. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. 1st ed. Elsevier; 2010. 648 p.
2. Hirasaki GJ, Miller CA, Puerto M. Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Journal*. 2011;16(4):889–907. doi: [10.2118/115386-PA](https://doi.org/10.2118/115386-PA).
3. Sheng JJ. A Comprehensive Review of Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) Flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014;9(4):471–489. doi: [10.1002/apj.1824](https://doi.org/10.1002/apj.1824).
4. Green DW, Willhite GP. *Enhanced Oil Recovery*. SPE Textbook Series. Vol. 6. Richardson, TX: SPE; 1998. 545 p.
5. Lake LW, Johns R, Rossen B, Pope G. *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Richardson, TX: SPE; 2014. 496 p.
6. Abrams A. The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation. *SPE Journal*. 1975;15(5):437–447. doi: [10.2118/5050-PA](https://doi.org/10.2118/5050-PA).
7. Salager J-L, Forgiarini AM, Bullón J. How to Attain Ultralow Interfacial Tension and Three-Phase Behavior with Surfactant Formulation for Enhanced Oil Recovery: A Review. Part 1. Optimum Formulation for Simple Surfactant–Oil–Water Ternary Systems. *Journal of Surfactants and Detergents 25th Anniversary Virtual Issue*. 2013;16(4):449–472. doi: [10.1007/s11743-013-1470-4](https://doi.org/10.1007/s11743-013-1470-4).
8. Bryan J, Kantzas A. Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2007 Nov 11–14; Anaheim, California, U.S.A. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/07ATCE/AII-07ATCE/SPE-110738-MS/143126.
9. Liu S, Li RF, Miller CA, Hirasaki GJ. Alkaline/Surfactant/Polymer Processes: Wide Range of Conditions for Good Recovery. *SPE Journal*. 2010;15(2):282–293. doi: [10.2118/113936-PA](https://doi.org/10.2118/113936-PA).
10. Stoll WM, al Shureqi H, Finol J, et al. Alkaline/Surfactant/Polymer Flood: From the Laboratory to the Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2011;14(06):702–712. doi: [10.2118/129164-PA](https://doi.org/10.2118/129164-PA).
11. Sheng JJ, Leonhardt B, Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2015;54(02):116–126. doi: [10.2118/174541-PA](https://doi.org/10.2118/174541-PA).
12. Wang D, Cheng J, Yang Q, et al. Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 1–4, 2000; Dallas, Texas. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63227-MS/132143.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Рахмет Биржан ГабиденулыORCID [0009-0006-9394-7624](https://orcid.org/0009-0006-9394-7624)e-mail: birzhan.rakhmet01@gmail.com.

AUTHOR'S INFO

Birzhan G. RakhmetORCID [0009-0006-9394-7624](https://orcid.org/0009-0006-9394-7624)e-mail: birzhan.rakhmet01@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.692.4:620.193.152

МРНТИ 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935)

Получена: 04.11.2025.

Одобрена: 09.04.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Практическая реализация интегрированной системы коррозионного мониторинга на месторождениях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна с применением трёх независимых методов измерения

П.А. Калымова, С.Е. Тұрмағанбет, Ю.В. Чечина, С.Е. Байменов, А.Ж. Бердыев, Т.С. Джаксылыков, А.С. Марданов

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Проблема внутренней коррозии трубопроводов нефтегазовой отрасли остаётся одной из ключевых при обеспечении промышленной безопасности и надёжности эксплуатации. Традиционные методы контроля, такие как гравиметрический и электрохимический, позволяют оценивать усреднённые показатели, но не учитывают локальные очаги ускоренного износа и влияние эрозионного фактора. В этой связи актуальным направлением является внедрение комплексных систем коррозионного мониторинга с использованием нескольких независимых методов.

Цель. Целью исследования является апробация технологии «Система коррозионного мониторинга» в промысловых условиях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна с одновременным применением трёх методов: электрического сопротивления (далее – ЭС), ультразвуковой (далее – УЗ) толщинометрии и гравиметрического контроля (далее – ОСК).

Материалы и методы. Испытания проводились на коллекторах цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) месторождения А и установки подготовки нефти (далее – УПН) месторождения Б, эксплуатируемых в условиях транспорта газожидкостной смеси с абразивными включениями. Для мониторинга применялись стационарные системы ЭС и УЗ, а также образцы-свидетели. Регистрация сигналов основана на изменении физических параметров чувствительных элементов (сопротивление сенсора, время прохождения УЗ-волны или масса образца), что позволяет фиксировать динамику потери металла в реальном времени.

Результаты. На ЦППН «А» скорости коррозии составили больше 0,5 мм/г, на УПН «Б» – 0,2 мм/г. Сходимость ЭС и ОСК достигала 8,73% и 0,68%, что соответствует диапазону воспроизводимости ($\leq 10\%$). Анализ УЗ-метода, чувствительного к локальным зонам, недоступным для усреднённых методов, выявил неравномерность износа на сечение трубы: максимальная потеря наблюдалась в нижней зоне («б ч»), где накапливались вода и абразивные частицы, тогда как в боковых частях скорость износа была ниже.

Заключение. Совместное использование трёх методов обеспечивает комплексную оценку состояния трубопроводов – от средних скоростей коррозии до диагностики локальных очагов эрозионно-коррозионного износа. Практическая значимость работы заключается в возможности оптимизации дозировок ингибиторов, снижения риска аварий и повышения надёжности эксплуатации.

Ключевые слова: *коррозия, мониторинг, электрическое сопротивление, ультразвуковая толщинометрия, гравиметрический контроль, трубопровод.*

Как цитировать:

Калымова П.А., Тұрмағанбет С.Е., Чечина Ю.В., и др. Практическая реализация интегрированной системы коррозионного мониторинга на месторождениях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна с применением трёх независимых методов измерения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 36–47. DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935).

UDC 622.692.4:620.193.152

CSCSTI 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935)

Received: 04.11.2025.

Accepted: 09.04.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Practical Implementation of An Integrated Corrosion Monitoring System at The Fields of The South Turgay Turgay Oil and Gas Fields Three Independent Measurement Methods

Perizat A. Kalymova, Sagat Ye. Turmaganbet, Yuliya V. Chechina, Sanzhar Ye. Baimenov, Arslanbek Zh. Berdyev, Talgat S. Jaxylykov, Altynbek S. Mardanov

Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The problem of internal corrosion in oil and gas pipelines remains one of the key challenges in ensuring industrial safety and reliable operation. Conventional monitoring methods, such as gravimetric and electrochemical techniques, provide only average corrosion rates and do not account for localized areas of accelerated metal loss or the influence of erosion. Therefore, the implementation of integrated corrosion monitoring systems combining several independent measurement techniques is an important and timely direction.

Aim: The aim of this study is to evaluate the “Corrosion Monitoring System” technology under field conditions in the South Turgay Oil and Gas Basin employing three complementary methods simultaneously – Electrical Resistance (ER), Ultrasonic Thickness Measurement (UT), and Gravimetric Control (Coupon Testing).

Materials and methods: The trials were conducted on the collectors of the Oil Processing and Pumping Shop (OPPS) “A” and the Oil Treatment Plant (OTP) “B”, operating under gas-liquid multiphase flow conditions with abrasive inclusions. Monitoring was carried out using stationary electrical resistance (ER) and ultrasonic thickness (UT) systems, as well as witness coupons. Signal acquisition was based on changes in the physical parameters of the sensors (electrical resistance, ultrasonic wave travel time, or mass loss), allowing real-time assessment of metal loss dynamics.

Results: Corrosion rates were greater than 0.5 mm/year at CPPN “A” and reached 0.2 mm/year at UPN “B”. The agreement between ER and coupon testing reached 8.73% and 0.68%, respectively, which falls within the reproducibility range ($\leq 10\%$). Ultrasonic analysis revealed non-uniform wear across the pipe cross-section: the highest metal loss occurred in the lower section (“6 o’clock” position), where water and solid particles accumulated, while the side sections exhibited lower corrosion rates. This confirmed the sensitivity of the UT method to localized erosion–corrosion zones sensitive to localized areas not captured by averaged methods.

Conclusion: The combined use of three methods enables a comprehensive assessment of pipeline integrity – from overall corrosion rates to identification of local erosion–corrosion areas. The practical significance of this work lies in the potential to optimize inhibitor dosages, reduce the risk of pipeline failures, and improve operational reliability.

Keywords: *corrosion; monitoring; electrical resistance; ultrasonic thickness measurement; gravimetric control; pipeline integrity.*

To cite this article:

Kalymova PA, Turmaganbet SY, Chechina YV, et al. Practical Implementation of An Integrated Corrosion Monitoring System at The Fields of The South Turgay Oil and Gas Fields Using Three Independent Measurement Methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):36–47. DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935).

ӨОЖ 622.692.4:620.193.152

FTAХР 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935)

Қабылданды: 04.11.2025.

Мақұлданды: 09.04.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Үш тәуелсіз өлшеу әдісін қолдана отырып, Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің кен орындарында коррозиялық мониторингтің интеграцияланған жүйесін практикалық тұрғыда іске асыру

П.А. Қалымова, С.Е. Тұрмағанбет, Ю.В. Чечина, С.Е. Байменов, А.Ж. Бердыев, Т.С. Жақсылықов, А.С. Марданов

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Мұнай газ саласы құбырларының ішкі коррозия проблемасы өнеркәсіптік қауіпсіздік пен пайдалану сенімділігін қамтамасыз етудегі басты мәселелердің бірі болып қала береді. Гравиметриялық және электрлі химиялық сияқты дәстүрлі бақылау әдістері орташа көрсеткіштерді бағалауға мүмкіндік береді, бірақ жеделдетілген тозудың жергілікті ошақтарын және эрозия факторының әсерін ескермейді. Осыған байланысты бірнеше тәуелсіз әдістерді пайдалана отырып, коррозиялық мониторингтің кешенді жүйелерін енгізу өзекті бағыт болып табылады.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің өндірістік жағдайларында «Коррозиялық мониторинг жүйесі» технологиясын сынақтан өткізу болып табылады, ол бір мезгілде үш әдісті қолданады: электр кедергісі (бұдан әрі – ЭК), ультрадыбыстық (бұдан әрі – УД) қалыңдық өлшегіш және гравиметриялық бақылау (бұдан әрі – ОСК).

Материалдар мен әдістер. Сынақтар А кен орнының мұнайды дайындау және айдау цехының (бұдан әрі – МДАЦ) коллекторларында және абразивті қосындылары бар газ – сұйық қоспаны тасымалдау жағдайында пайдаланылатын Б кен орнының мұнайды дайындау қондырғысында (бұдан әрі – МДҚ) жүргізілді. Мониторинг үшін стационарлық ЭК және УД жүйелері, сондай-ақ куәгер-үлгілер қолданылды. Сигналдарды тіркеу сезімтал элементтердің физикалық параметрлерінің өзгеруіне негізделген (сенсордың кедергісі, УД толқынының өту уақыты немесе үлгінің массасы), бұл металды жоғалту динамикасын нақты уақытта түсіруге мүмкіндік береді.

Нәтижелері. МДАЦ-да А-ның коррозия жылдамдығы 0,5 мм/Г-ден жоғары, МДҚ-да «Б» 0,2 мм/Г құрады. ЭК және ОСК әдістерінің сәйкестігі 8,73% және 0,68%-ға жетті, бұл қайталанғыштық диапазонына ($\leq 10\%$) сәйкес келеді. Орташа әдістер үшін қол жетімді емес жергілікті аймақтарға сезімтал ультрадыбыстық әдісті талдау құбырдың көлденең қимасы бойынша тозудың біркелкі еместігін анықтады: ең жоғары жоғалу төменгі аймақта («6 сағат»), онда су мен абразивті бөлшектер жиналған, ал бүйір бөліктерде тозу жылдамдығы төмен болды.

Қорытынды. Үш әдісті бірлесіп қолдану құбырлардың жай-күйін кешенді бағалауды қамтамасыз етеді-коррозияның орташа жылдамдығынан бастап эрозиялық-коррозиялық тозудың жергілікті ошақтарын диагностикалауға дейін. Жұмыстың практикалық маңыздылығы ингибиторлардың дозаларын оңтайландыру, апаттар қаупін азайту және пайдалану сенімділігін арттыру мүмкіндігі болып табылады.

Негізгі сөздер: коррозия, мониторинг, электрлік кедергі, ультрадыбыстық қалыңдық өлшеу, гравиметриялық бақылау, құбыр.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қалымова П.А., Тұрмағанбет С.Е., Чечина Ю.В., және б. Үш тәуелсіз өлшеу әдісін қолдана отырып, Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің кен орындарында коррозиялық мониторингтің интеграцияланған жүйесін практикалық тұрғыда іске асыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 36–47 б. DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935).

Введение

Коррозия трубопроводов и оборудования нефтегазовой промышленности остаётся одной из наиболее значимых проблем, влияющих на надёжность и безопасность производственных объектов. По оценкам, ежегодные потери металла вследствие коррозионного износа достигают 10% от мирового производства стали [1]. Для Казахстана эта проблема особенно актуальна, т.к. на территории страны эксплуатируется более 15000 км газопроводов и около 8000 км нефтепроводов. Масштабные коррозионные повреждения несут не только экономические, но и экологические риски, проявляющиеся в утечках углеводородов и загрязнении окружающей среды. Несмотря на остроту проблемы, исследования в области мониторинга коррозии в реальных условиях отечественных месторождений остаются ограниченными.

Контроль внутренней коррозии осложнён недоступностью внутренних поверхностей трубопроводов при плановом обслуживании. С точки зрения термодинамики, процессы коррозии неизбежны, однако их развитие может быть замедлено посредством химических и технических методов защиты. Для этого в мировой практике широко применяются различные методы и датчики, регистрирующие как фоновые процессы, так и ускоренные формы разрушения металла [2]. Наиболее распространённым и традиционно используемым является гравиметрический метод, основанный на применении образцов-свидетелей. Его преимущества – простота и надёжность, что подтверждено практикой внедрения на объектах добычи и подготовки газа [2]. Однако метод фиксирует лишь усреднённые показатели за длительный период, что ограничивает его информативность.

В последние десятилетия получили развитие методы ЭС и линейной поляризационной сопротивляемости (далее – LPR, *англ.* Linear Polarization Resistance), позволяющие в режиме реального времени отслеживать изменение характеристик металлического элемента при воздействии агрессивной среды [3]. Применение комбинации различных методов обеспечивает более полное представление о динамике коррозионного износа. Мировая практика демонстрирует эффективность комплексных решений. Так, на объектах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения была внедрена система, включающая гравиметрию, ЭС-датчики, УЗ и физико-химический анализ флюидов. Результаты показали снижение скорости углекислотной коррозии после подачи ингибитора, что подтвердило эффективность интеграции мониторинга и методов химической защиты [4]. Однако исследования указывают, что отдельные методы не учитывают эрозионный фактор, искажая реальную картину процессов разрушения металла. Особое внимание уделяется коррозии при высоких парциальных давлениях CO_2 . В ачимовских отложениях зафиксированы скорости разрушения, превышающие проектные

значения (0,1 мм/г.), при которых ингибиторные технологии обеспечивают лишь частичное снижение агрессивности среды [5]. Это подтверждает необходимость внедрения систем непрерывного мониторинга, способных выявлять локальные очаги ускоренной коррозии.

Современные тенденции связаны с переходом от периодических инспекций к непрерывному контролю состояния оборудования. Если ранее преобладали ручные методы УЗ-контроля и радиографические исследования, то сегодня активно внедряются цифровые сенсорные системы, обеспечивающие высокочастотные и статистически достоверные данные [6].

Постоянно установленные УЗ-датчики позволяют фиксировать толщину стенок трубопроводов в реальном времени, исключая субъективный фактор оператора и увеличивая точность мониторинга [7].

Исследования подтверждают высокую чувствительность ЭС- и УЗ-датчиков при работе в газожидкостных потоках, однако комплексных апробаций этих методов именно в условиях Южно-Тургайского нефтегазового бассейна практически нет, что и определяет научную новизну данного исследования.

Таким образом, развитие технологий мониторинга коррозии характеризуется цифровизацией, интеграцией методов ЭС и УЗ, а также их связью с системами предиктивного управления. В условиях Казахстана подобные работы единичны. Настоящее исследование восполняет данный пробел и направлено на оценку эффективности комплексной технологии «Система коррозионного мониторинга» в промышленных условиях месторождений А и Б с одновременным применением двух независимых методов – ЭС и УЗ.

Материалы и методы

В качестве объектов опытно-промышленных испытаний технологии «Система коррозионного мониторинга» были выбраны участки промышленных трубопроводов месторождений А и Б:

- коллектор автоматизированной замерной установки (далее – АГЗУ-3) на ЦППН «А»;
- коллектор дожимной насосной станции «Север» УПН «Б».

Оба трубопровода эксплуатируются в условиях транспорта газожидкостной смеси, содержащей коррозионно-активные компоненты и абразивные частицы, что повышает риск развития эрозионно-коррозионных процессов.

Химический состав пластовых вод ЦППН «А» и УПН «Б» был определён на основе результатов лабораторных анализов и характеризуется значительной минерализацией и преобладанием хлорид-ионов. Для ЦППН «А» значения pH варьировались в диапазоне 5,1–8,7, при этом основным типом воды являлся хлоридно-кальциевый, в отдельных пробах зафиксированы гидрокарбонатно-натриевые воды. Концентрация хлорид-ионов достигала 120–145 г/дм³, общая минера-

лизация изменялась от 215 до 235 г/дм³, а общая жёсткость – от 550 до 700 мг-экв/дм³, что указывает на высокую ионную насыщенность среды.

Для УПН «Б» характерны схожие гидрохимические условия: значения pH находились преимущественно в диапазоне 6,4–7,5 при доминировании хлоридно-кальциевого типа воды по классификации Сулина. Концентрация хлорид-ионов составляла, как правило, 35–55 г/дм³, при общей минерализации порядка 58–88 г/дм³ и жёсткости 260–390 мг-экв/дм³. Наличие высокоминерализованных хлоридных вод с повышенным содержанием ионов кальция и магния формирует потенциально коррозионно-активную среду, что было учтено при интерпретации результатов коррозионного мониторинга и анализе скорости утонения металла трубопроводов.

Фоновая скорость коррозии до начала испытаний составила больше 0,1 мм/г, что превышает нормативные значения для подобных объектов и подтверждает необходимость комплексного контроля. Выбор именно коллекторов «А» и «Б» обусловлен различиями в их гидродинамических режимах, что позволило не только исследовать применимость различных методов мониторинга, но и оценить влияние эрозионного фактора на скорость деградации металла.

На обоих объектах были установлены системы ЭС и УЗ, а также образцы-свидетели для ОСК. Программа мониторинга включала:

- регистрацию фоновой скорости коррозии;
- оценку эффективности постоянного дозирования ингибитора;
- серию испытаний с варьированием дозировок реагента;
- сопоставление результатов трёх независимых методов контроля.

Применение данной методики позволило выполнить комплексную оценку динамики коррозионного износа и определить возможности ин-

теграции ЭС и УЗ методов для оптимизации антикоррозионной защиты трубопроводных систем.

С физической точки зрения, процесс коррозионного износа трубопроводов может быть описан через изменение толщины стенки ($h(t)$) во времени в соответствии с выражением (1):

$$h(t) = h_0 - \int_0^t v_{corr}(\tau) d\tau \quad (1)$$

где h_0 – начальная толщина стенки, мм; v_{corr} – скорость коррозии, определяемая методами ЭС, УЗ и ОСК, мм/г; τ – переменная интегрирования, год; t – время эксплуатации, г.

При условии квазистационарного режима данное выражение упрощается до линейной зависимости (2):

$$h(t) = h_0 - v_{corr} \cdot t \quad (2)$$

Таким образом, непрерывная регистрация скорости коррозии позволяет количественно описывать динамику утонения металла и формирует физически обоснованную основу для последующей оценки остаточного ресурса трубопроводов. В рамках настоящей работы указанный подход рассматривается как предпосылка для развития предиктивных методов управления коррозионными рисками без реализации полноценных прогнозных алгоритмов.

Результаты и обсуждение

ЦППН «А»

Мониторинг методом ЭС

Согласно данным системы ЭС, средняя скорость коррозии коллектора АГЗУ-3 ЦППН «А» составила 0,6677 мм/г. При этом непрерывная регистрация (рис. 1) выявила колебания скорости износа, обусловленные влиянием эрозион-

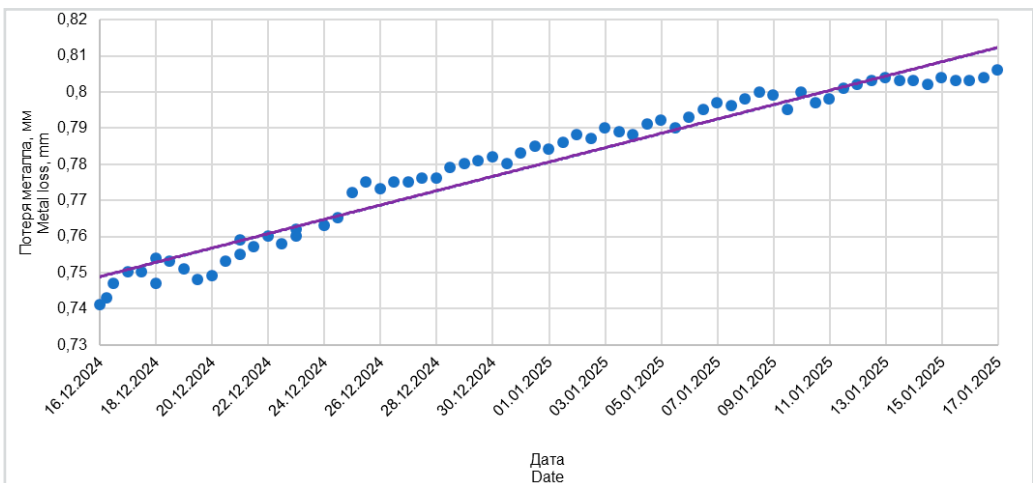


Рисунок 1. Тренд потери металла ЭС-системы на ЦППН «А»
Figure 1. Metal Loss Trend of the ER System at OPPS "A"

Таблица 1. Данные по потере металла в месте установки УЗ-датчиков на ЦППН «А»
Table 1. Metal loss data at the UT sensor installation locations at OPSS “A”

№ датчика Sensor No.	Начальная толщина (19.12.2024 г.), мм Initial Thickness (19.12.2024), mm	Конечная толщина (18.01.2025 г.), мм Final Thickness (18.01.2025), mm	Утонение металла, мм Metal Loss, mm
УЗ-1 (№2632), «5 ч» UT-1 (No. 2632), “5 o'clock”	9,091	9,086	0,005
УЗ-2 (№2515), «6 ч» UT-1 (No. 2632), “6 o'clock”	9,065	9,055	0,01
УЗ-3 (№2509), «7 ч» UT-1 (No. 2632), “7 o'clock”	9,373	9,369	0,004

ного фактора в газожидкостном потоке. Сигнал формируется за счёт изменения электрического сопротивления чувствительного элемента: при потере металла его сечение уменьшается, что фиксируется системой в виде тренда скорости коррозии. Эти данные демонстрируют ключевое преимущество ЭС-метода – возможность фиксировать динамику коррозионного процесса в реальном времени, что недоступно при традиционных периодических способах контроля.

Мониторинг методом УЗ

Для дополнительного контроля применялась система УЗ с тремя стационарными УЗ-датчиками,

установленными в позициях «5 ч», «6 ч» и «7 ч», с частотой измерений 4 раза в сутки. Результаты показали существенные различия в скорости потери металла по зонам трубы (табл. 1). На позиции «6 ч» зафиксированы максимальные скорости коррозии, что связано с направлением потока и эрозийным износом нижней части трубы, где концентрируются твёрдые частицы и водная фаза. Тренды изменения скорости коррозии по каждому датчику приведены на рис. 2–4. УЗ-система продемонстрировала высокую чувствительность к локальным условиям эксплуатации.

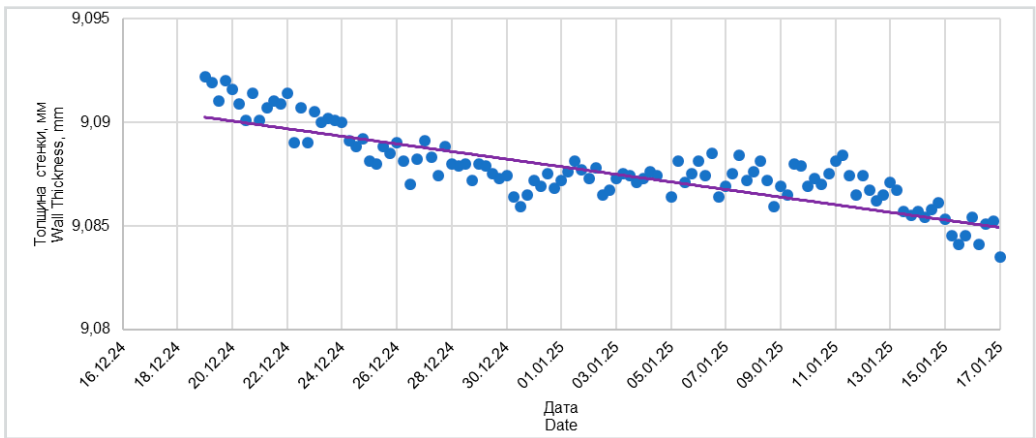


Рисунок 2. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-1 на ЦППН «А»
Figure 2. Metal Loss Trend Based on UT-1 Sensor Data at OPSS “A”

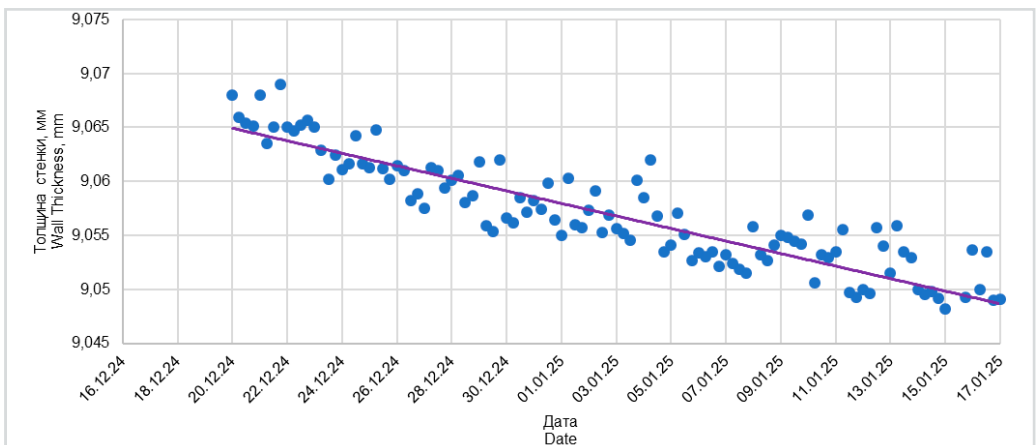


Рисунок 3. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-2 на ЦППН «А»
Figure 3. Metal Loss Trend Based on UT-2 Sensor Data at OPSS “A”

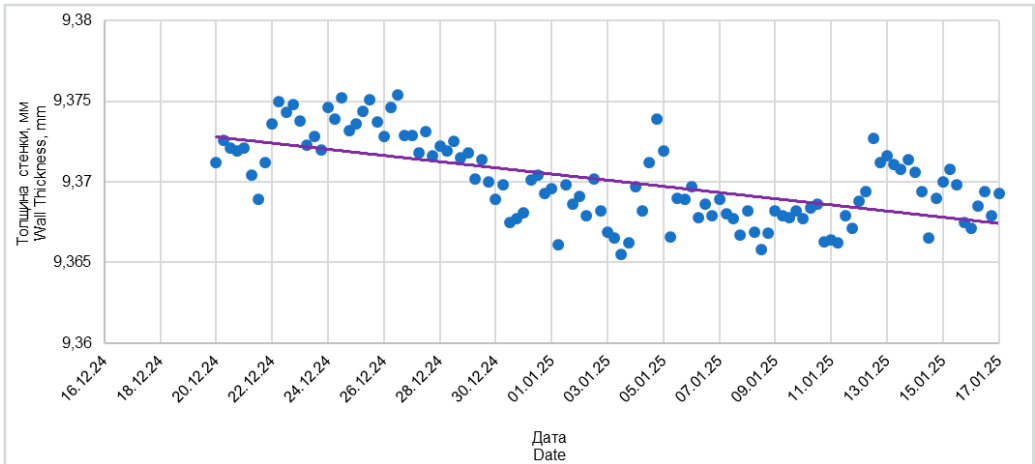


Рисунок 4. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-3 на ЦППН «А»
Figure 4. Metal Loss Trend Based on UT-3 Sensor Data at OPPS “A”

Мониторинг методом ОСК

ОСК проводился с использованием образцов-свидетелей, экспонированных в течение 32 сут. Анализ потери массы показал среднюю скорость коррозии 0,7260 мм/г. (табл. 2). Это значение сопоставимо с результатами

ЭС-системы (0,6677 мм/г.); расхождение между ОСК и ЭС-методами составило 8,73%, что укладывается в диапазон воспроизводимости ($\leq 10\%$). Внешний вид образцов до и после экспозиции представлен на рис. 5.



Рисунок 5. Внешний вид ОСК до и после установки на ЦППН «А»

Figure 5. Appearance of corrosion coupons before and after installation at OPPS “A”
 а) до испытания / before testing; б) после испытания / after testing

Таблица 2. Расчётная скорость фоновой коррозии, зафиксированная на ОСК на ЦППН «А»
Table 2. Calculated baseline corrosion rate determined by coupon testing at OPPS “A”

Параметр Parameter	Номер образца ОСК / Corrosion Coupon No.	
	№ 171	№ 172
Начальная масса, г / Initial mass, g	10,9910	10,9317
Масса образца после экспозиции, г / Mass after exposure, g	9,8466	9,9777
Потеря массы, г / Mass loss, g	1,1444	0,9540
Площадь образца, мм ² / Sample area, mm ²	2097,1	2097,1
Время экспозиции, дней / Exposure time, days	32	32
Плотность материала образца, г/см ³ / Sample material density, g/cm ³	7,86	7,86
Средняя скорость коррозии, мм/г. / Average corrosion rate, mm/g	0,7260	

По результатам мониторинга на ЦППН «А» средняя скорость коррозии, определённая методом ЭС, составила 0,6677 мм/г, тогда как по данным ОСК – 0,7260 мм/г. Расхождение между двумя методами достигло 8,73%, что соответствует диапазону воспроизводимости ($\leq 10\%$) и подтверждает воспроизводимость результатов. УЗ-контроль позволил дополнительно оценить локальное состояние стенки трубопровода: измеренная толщина составила 9,086 мм, тогда как при ручном контроле получено значение 9,34 мм.

УПН «Б»

На коллекторе УПН «Б» средняя скорость коррозии по данным ЭС-метода составила 0,2607 мм/г. (рис. 6). Полученные результаты свидетельствуют о значительном влиянии эксплуатационных параметров на интенсивность коррозионных процессов и подтверждают необходимость их учёта при разработке программ антикоррозионной защиты.

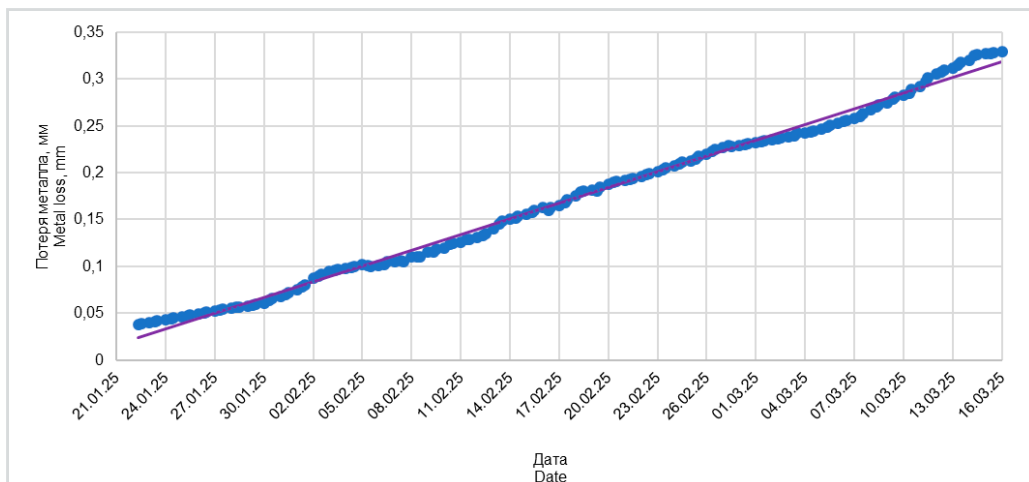


Рисунок 6. Тренд потери металла ЭС-системы на УПН «Б»
Figure 6. Metal Loss Trend of the ER System at UPH "B"

По данным УЗ-системы (табл. 3) установлена выраженная неоднородность коррозионного износа по сечению трубопровода, при этом наибольшие значения наблюдаются в нижней зоне («6 ч»). В верхней и боковой частях трубы («3 ч» и «9 ч») коррозия развивалась значительно медленнее. Тренды по каждому датчику (рис. 7–9)

подтверждают локальный характер эрозивно-коррозионного износа. В отличие от методов ЭС и ОСК, УЗ-мониторинг позволяет выявлять критические зоны ускоренного разрушения металла, что имеет практическое значение при разработке программ антикоррозионной защиты.

Таблица 3. Данные по потере металла в месте установки УЗ-датчиков на УПН «Б»
Table 3. Metal loss data at the UT sensor installation locations at UPH "B"

№ датчика Sensor No.	Начальная толщина (21.01.2025 г.), мм Initial thickness (21.01.2025), mm	Конечная толщина (18.03.2025 г.), мм Final thickness (18.03.2025), mm	Утонение металла, мм Metal thinning, mm
УЗ-1 (№2632), «3 ч» UT-1 (No. 2632), "3 o'clock"	6,723	6,671	0,052
УЗ-2 (№2515), «6 ч» UT-2 (No. 2515), "6 o'clock"	6,704	6,651	0,053
УЗ-3 (№2509), «9 ч» UT-3 (No. 2509), "9 o'clock"	6,418	6,401	0,017

Таблица 4. Расчётная скорость фоновой коррозии, зафиксированная на ОСК на УПН «Б»
Table 4. Calculated baseline corrosion rate determined by coupon testing at UPH "B"

Параметр Parameter	Номер образца ОСК / ...Corrosion Coupon No.	
	№ 164	№ 169
Начальная масса, г / Initial mass, g	11,0764	10,9769
Масса образца после экспозиции, г / Mass after exposure, g	10,4661	10,2591
Потеря массы, г / Mass loss, g	0,6103	0,7178
Площадь образца, мм ² / Coupon area, mm ²	2097,1	2097,1
Время экспозиции, дней / Exposure time, days	56	56
Плотность материала образца, г/см ³ / Coupon material density, g/cm ³	7,86	7,86
Средняя скорость коррозии, мм/г. / Average corrosion rate, mm/year	0,2626	

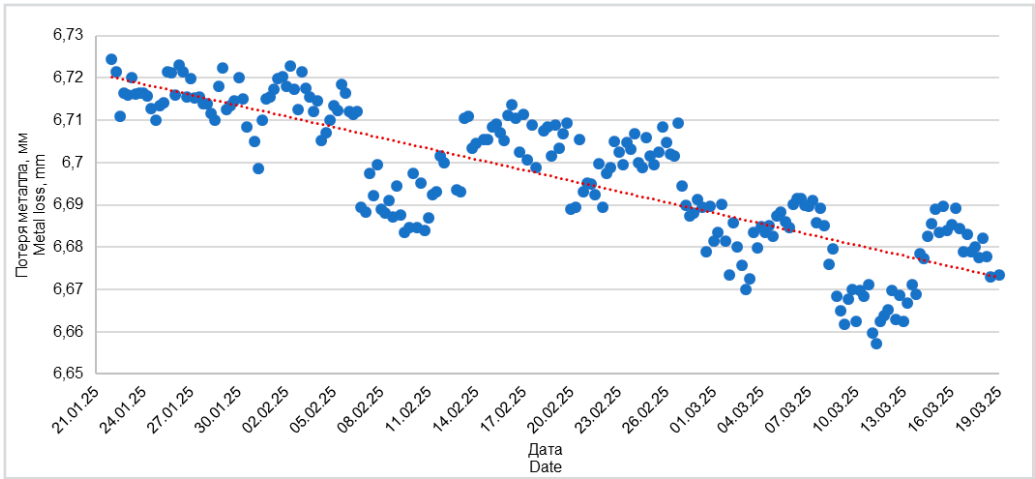


Рисунок 7. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-1 на УПН «Б»
Figure 7. Metal Loss Trend Based on UT-1 Sensor Data at OTP “B”

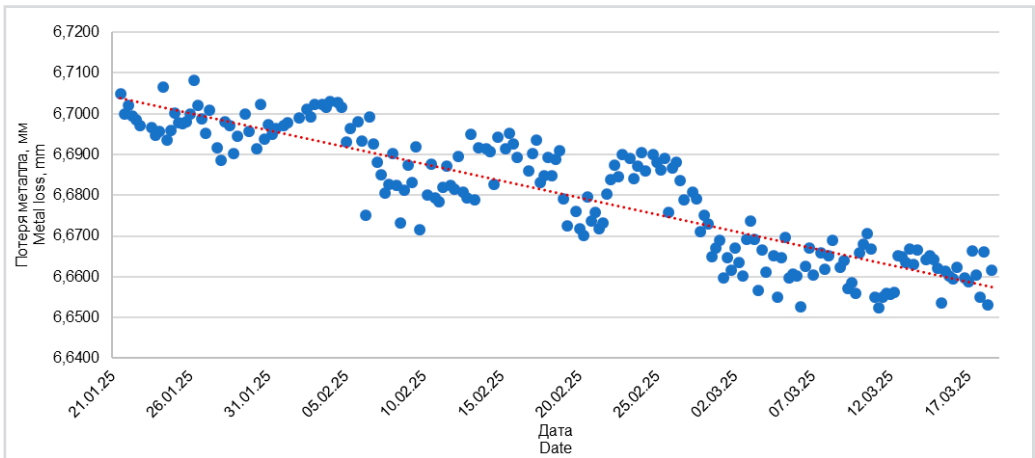


Рисунок 8. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-2 на УПН «Б»
Figure 8. Metal Loss Trend Based on UT-2 Sensor Data at OTP “B”

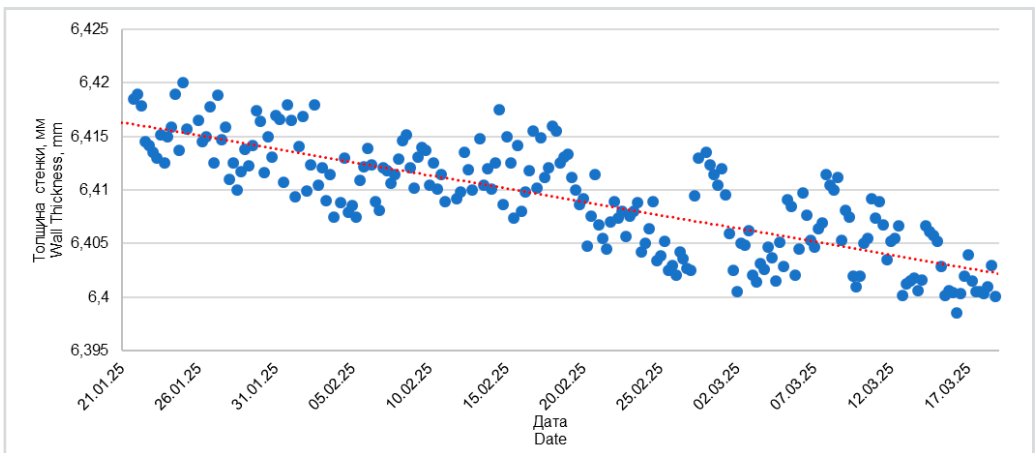


Рисунок 9. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-3 на УПН «Б»
Figure 9. Metal Loss Trend Based on UT-3 Sensor Data at OTP “B”

ОСК-метод подтвердил данные электрического сопротивления: средняя скорость коррозии по образцам-свидетелям составила 0,2626 мм/г. (табл. 4). Визуальное состояние купонов до и после экспозиции отражено на рис. 10 и демонстрирует характер поверхностного износа.



а) б)
Рисунок 10. Внешний вид ОСК до и после установки на УПН «Б»
Figure 10. Corrosion coupons before and after installation at OTR «B»

а) до испытания / before testing; б) после испытания / after testing

На УПН «Б» зафиксирована высокая сходимость результатов: средняя скорость коррозии по данным метода электрического сопротивления составила 0,2607 мм/г., по гравиметрическому методу – 0,2626 мм/г. Разница между ними не превысила 0,68% (табл. 5). УЗ-система позволила выявить неравномерный характер износа: максимальная потеря металла зафиксирована в нижней части трубы («6 ч»), где происходит накопление водной фазы и абразивных частиц, тогда как в боковых зонах («3 ч» и «9 ч») толщина стенки снижалась менее интенсивно. УЗ-монито-

ринг обеспечивает более детальную диагностику за счёт возможности непрерывного контроля распределения износа по сечению трубы и выявления локальных зон ускоренной коррозии, недоступных усреднённым методам (ЭС и ОСК). Таким образом, совмещение ЭС и УЗ-методов обеспечивает комплексную оценку состояния трубопровода: от усреднённых значений скорости коррозии до выявления локальных очагов износа. Это создаёт основу для корректировки дозирования ингибиторов и снижения риска аварийных отказов.

Таблица 5. Результаты ОПИ на ЦППН «А» и УПН «Б»
Table 5. Results of pilot industrial trials at OTRP «A» and OTR «B»

Метод проведения испытания Test method	ЦППН «А» / OPSP «A»		УПН «Б» / OTR «B»	
	скорость коррозии, мм/г. corrosion rate, mm/year	разница между показаниями, % difference between readings, %	скорость коррозии, мм/г. corrosion rate, mm/year	разница между показаниями, % difference between readings, %
ЭС система ER system	0,6677	8,73	0,2607	0,68
Гравиметрический метод Gravimetric method	0,7260		0,2626	

Заключение

Впервые в условиях Южно-Тургайского нефтегазового бассейна проведены опытно-промышленные испытания технологии «Система коррозионного мониторинга» с одновременным применением методов ЭС, УЗ и ОСК.

На ЦППН «А» зафиксированы скорости коррозии 0,6677–0,7260 мм/г., тогда как на УПН «Б» – всего 0,2607–0,2625 мм/г.

Разница результатов ЭС и ОСК составила 8,73% на ЦППН «А» и 0,68% на УПН «Б»,

что укладывается в диапазон воспроизводимости ($\leq 10\%$) и подтверждает достоверность измерений. Вместе с тем данные УЗ-контроля показали, что метод обладает большей чувствительностью к локальным зонам: например, на позиции «6 ч» фиксировалась максимальная потеря металла из-за накопления водной фазы и твёрдых частиц, тогда как в других зонах толщина стенки снижалась значительно медленнее. УЗ-мониторинг позволяет детально отслеживать неравномерность

износа по сечению трубы и выявлять очаги ускоренной коррозии.

Полученные результаты подтверждают, что только их совместное использование обеспечивает всестороннюю оценку – от усреднённых значений скорости коррозии до локальных проявлений эрозионного износа.

Мировая практика внедрения систем непрерывного коррозионного мониторинга показывает, что их основное назначение связано прежде всего с повышением промышленной и экологической безопасности за счёт раннего выявления локальных зон ускоренного коррозионного и эрозионно-коррозионного износа и предотвращения аварийных отказов трубопроводных систем. Одновременно такие системы демонстрируют экономическую эффективность: переход от пе-

риодических инспекций к непрерывному контролю позволяет снизить внеплановые простои и затраты на аварийные ремонты, увеличить межремонтные интервалы и продлить ресурс трубопроводов. Таким образом, интегрированный коррозионный мониторинг следует рассматривать как элемент обеспечения надёжной и устойчивой эксплуатации нефтегазовых объектов, где экономический эффект является следствием повышения уровня безопасности.

Внедрение комплексного мониторинга позволяет оптимизировать дозировки ингибиторов, учитывать эрозионный фактор, снизить вероятность аварийных отказов и продлить срок службы трубопроводных систем, что имеет важное значение для устойчивого развития нефтегазовой отрасли страны.

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: Калымова П.А. – сбор и анализ данных, проведение исследования, написание статьи; Тұрмағанбет С.Е., Бердыев А.Ж. – концепция работы, корректировка направления при проведении исследования; Чечина Ю.В. – анализ полученных результатов, участие в обсуждении и формулировке выводов; Байменов С.Е. – редактирование рукописи, предоставление консультаций; Джаксылыков Т.С. – формирование методики, проверка результатов; Марданов А.С. – контроль за выполнением работы.

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: Perizat A. Kalymova – collecting and analyzing data, conducting the study, writing the article; Sagat Y. Turmaganbet, Arslanbek Zh. Berdyev – conceptualization of the study, adjusting the direction when conducting the study; Yuliya V. Chechina – analysis of the obtained results, participation in the discussion and formulation of conclusion; Sanzhar Ye. Baimenov – manuscript editing, providing consultations; Talgat S. Jaksylykov – methodology development, verification of results; Altynbek S. Mardanov – supervision of the study implementation.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Mazraeh A.A., Alnaimi F.B.I.* Multi-diameter Pipeline Inspection Gauge for Long Distance Industrial Application // International Journal of Scientific and Engineering Research. 2015. Vol. 6, № 2. P. 646–650. doi: [10.14299/ijser.2015.02.004](https://doi.org/10.14299/ijser.2015.02.004).
2. *Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В.* Коррозия и защита от коррозии. Москва : Физматлит, 2006. 376 с.
3. *Монахов А.Н., Кузнецов А.К., Монахова М.А.* Опыт применения датчиков коррозии в системах коррозионного мониторинга // Экспозиция. Нефть. Газ. 2015. №2(41). С. 46–49.
4. *Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Кобычев В.Ф., и др.* Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Экспозиция. Нефть. Газ. 2018. №5(65). С. 63–67.
5. *Печерский М.С.* Оценка коррозионных условий и решений по защите трубопроводов от внутренней коррозии // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2023. №5. С. 31–39. doi: [10.26730/1999-4125-2023-5-31-39](https://doi.org/10.26730/1999-4125-2023-5-31-39).
6. *Barshinger J.N., Pellegrino B.A.* Monitoring Asset Integrity Using Installed Ultrasonic Sensors. Houston : NACE International, 2015. 25 p.
7. *Barshinger J.N., Lynch S., Nugent M.* Deployment of Cellular-Based Ultrasonic Corrosion Measurement System for Refining & Petro-Chemical Plant Applications // CORROSION Conference; March 26–30, 2017; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onpetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR17/CORR17/NACE-2017-8925/125272.

REFERENCES

1. Mazraeh AA, Alnaimi FBI. Multi-diameter Pipeline Inspection Gauge for Long Distance Industrial Application. *International Journal of Scientific and Engineering Research*. 2015;6(2):646–650. doi: [10.14299/ijser.2015.02.004](https://doi.org/10.14299/ijser.2015.02.004).
2. Semenova IV, Florianovich GM, Khoroshilov AV. *Korroziya i zashchita ot korroziy*. Moscow: Fizmatlit; 2006. 376 p. (In Russ).
3. Monakhov AN, Kuznetsov AK, Monakhova MA. Experience of using corrosion sensors in corrosion monitoring systems. *Expozitsiya. Neft'. Gaz*. 2015;2(41):46–49. (In Russ).
4. Koryakin AY, Dikamov DV, Kobychev VF, et al. Development of a corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field. *Expozitsiya. Neft'. Gaz*. 2018;5(65):63–67. (In Russ).
5. Pecherskiy MS. The evaluation of corrosive conditions and protection solutions pipelines from internal corrosion. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2023;5:31–39. doi: [10.26730/1999-4125-2023-5-31-39](https://doi.org/10.26730/1999-4125-2023-5-31-39).
6. Barshinger JN, Pellegrino BA. Monitoring Asset Integrity Using Installed Ultrasonic Sensors. Houston: NACE International; 2015. 25 p.
7. Barshinger JN, Lynch S, Nugent M. Deployment of Cellular-Based Ultrasonic Corrosion Measurement System for Refining & Petro-Chemical Plant Applications. CORROSION Conference; 2017 March 26–30; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR17/CORR17/NACE-2017-8925/125272.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Калымова Перизат Асқарқызы

ORCID [0009-0006-2187-1739](https://orcid.org/0009-0006-2187-1739)

e-mail: p.kalymova@kmge.kz.

Тұрмағанбет Сағат Ерланұлы

ORCID [0009-0004-5209-2127](https://orcid.org/0009-0004-5209-2127)

e-mail: s.turmaganbet@kmge.kz.

Чечина Юлия Валерьевна

ORCID [0009-0006-2654-5561](https://orcid.org/0009-0006-2654-5561)

e-mail: y.chechina@kmge.kz.

Байменов Санжар Ержанұлы

ORCID [0009-0004-7165-4180](https://orcid.org/0009-0004-7165-4180)

e-mail: s.baimenov@kmge.kz.

Бердыев Арсланбек Жарылгасынович

ORCID [0009-0000-3521-0700](https://orcid.org/0009-0000-3521-0700)

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

Джаксылыков Талгат Сайнович

ORCID [0000-0002-1530-3974](https://orcid.org/0000-0002-1530-3974)

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы

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

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

AUTHORS' INFO

*Perizat A. Kalyмова

ORCID [0009-0006-2187-1739](https://orcid.org/0009-0006-2187-1739)

e-mail: p.kalymova@kmge.kz.

Sagat Ye. Turmaganbet

ORCID [0009-0004-5209-2127](https://orcid.org/0009-0004-5209-2127)

e-mail: s.turmaganbet@kmge.kz.

Yuliya V. Chechina

ORCID [0009-0006-2654-5561](https://orcid.org/0009-0006-2654-5561)

e-mail: y.chechina@kmge.kz.

Sanzhar Ye. Baimenov

ORCID [0009-0004-7165-4180](https://orcid.org/0009-0004-7165-4180)

e-mail: s.baimenov@kmge.kz.

Arslanbek Zh. Berdyev

ORCID [0009-0000-3521-0700](https://orcid.org/0009-0000-3521-0700)

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

Talgat S. Jaxylykov

ORCID [0000-0002-1530-3974](https://orcid.org/0000-0002-1530-3974)

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Altynbek S. Mardanov

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

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

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 62.5

CSCSTI 20.53.15

DOI: [10.54859/kjogi108887](https://doi.org/10.54859/kjogi108887)

Received: 30.06.2025.

Accepted: 07.04.2026.

Published: 30.06.2026.

Review article

Using Big Data and Analytics for Forecasting and Productivity Enhancement in the Oil and Gas Industry

Aigerim B. Seitimbetova, Alevtina S. Shulgina-Tarashchuk, Aizhan S. Smailova

Karaganda Buketov University, Karaganda, Kazakhstan

ABSTRACT

Amid the digital transformation of the global economy, Big Data analytics and advanced analytics technologies are becoming key tools for enhancing business efficiency and sustainability. Their application is particularly relevant in the capital-intensive and high-risk oil and gas industry, where data-driven decision-making offers significant competitive advantages.

This study examines the opportunities and benefits of implementing Big Data and analytical solutions across various stages of the oil and gas production cycle – from geological exploration and drilling to processing and transportation. The study presents the main data sources and types characteristic of the industry, as well as modern analytical methods, including descriptive, predictive, prescriptive, and real-time analytics. Special attention is given to machine learning and artificial intelligence algorithms used for predicting equipment failures, optimizing drilling parameters, and modeling reservoir behavior.

Based on the analysis of case studies from leading international companies such as BP, Equinor, Gazprom Neft, and others, it is shown how digital tools can improve decision-making accuracy, reduce operational costs, and minimize technological risks. The study also examines the key challenges hindering the widespread adoption of Big Data in the sector, including a shortage of qualified personnel, integration difficulties between legacy and modern systems, cybersecurity concerns, and the high cost of digital transformation.

The analysis leads to the conclusion that data and analytics constitute strategic assets for the future development of the oil and gas industry. Digital technologies open up new horizons in forecasting, management, and sustainable production, paving the way for next-generation intelligent oil and gas enterprises.

Keywords: *Big Data; analytics; oil and gas industry; forecasting; productivity; digitalization.*

To cite this article:

Seitimbetova AB, Shulgina-Tarashchuk AS, Smailova AS. Using Big Data and Analytics for Forecasting and Productivity Enhancement in the Oil and Gas Industry. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):48–58. DOI: [10.54859/kjogi108887](https://doi.org/10.54859/kjogi108887).

УДК 62.5
МРНТИ 20.53.15

DOI: [10.54859/kjogi108887](https://doi.org/10.54859/kjogi108887)

Получена: 30.06.2025.

Одобрена: 07.04.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Научный обзор

Использование Big Data и аналитики для прогнозирования и повышения производительности в нефтегазовой отрасли

А.Б. Сейтимбетова, А.С. Шульгина-Таращук, А.С. Смаилова

Карагандинский университет им. академика Е.А. Букетова, г. Караганда, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В условиях цифровой трансформации мировой экономики технологии анализа больших данных (Big Data) и интеллектуальной аналитики становятся ключевыми инструментами для повышения эффективности и устойчивости бизнеса. Особенно актуальным их применение является в капиталоемкой и высокорисковой нефтегазовой отрасли, где решения, основанные на данных, способны обеспечить значительные конкурентные преимущества.

Настоящая статья посвящена исследованию возможностей и преимуществ внедрения Big Data и аналитических решений на различных этапах нефтегазового производственного цикла – от геологоразведки и бурения до переработки и транспортировки. Представлены основные источники и типы данных, характерные для отрасли, а также современные методы аналитики: описательный, прогностический, предписывающий и оперативный. Отдельное внимание уделено алгоритмам машинного обучения и искусственного интеллекта, применяемым для предсказания отказов оборудования, оптимизации параметров бурения и моделирования поведения залежей.

На основе анализа кейсов ведущих международных компаний, таких как BP, Equinor, Газпром нефть и др., показано, как цифровые инструменты позволяют повысить точность принятия решений, сократить издержки и минимизировать техногенные риски. Также рассматриваются ключевые вызовы, сдерживающие масштабное внедрение Big Data в отрасли: нехватка квалифицированных кадров, сложности интеграции старых и новых систем, вопросы кибербезопасности и высокая стоимость цифровизации.

В результате анализа формируется вывод о стратегической значимости данных и аналитики как об основном ресурсе будущего развития нефтегазовой промышленности. Цифровые технологии открывают новые горизонты в области прогнозирования, управления и устойчивого производства, формируя интеллектуальные нефтегазовые предприятия нового поколения.

Ключевые слова: Big Data, аналитика, нефтегазовая промышленность, прогнозирование, производительность, цифровизация.

Как цитировать:

Сейтимбетова А.Б., Шульгина-Таращук А.С., Смаилова А.С. Использование Big Data и аналитики для прогнозирования и повышения производительности в нефтегазовой отрасли // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 48–58. DOI: [10.54859/kjogi108887](https://doi.org/10.54859/kjogi108887).

ӨОЖ 62.5

ҒТАХР 20.53.15

DOI: [10.54859/kjogi108887](https://doi.org/10.54859/kjogi108887)

Қабылданды: 30.06.2025.

Мақұлданды: 07.04.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Ғылыми шолу

Мұнай-газ саласындағы өнімділікті болжау және жақсарту үшін Big Data пен аналитиканы пайдалану

А.Б. Сейтімбетова, А.С. Шульгина-Тарашук, А.С. Смайылова

Академик Е.А. Бөкетов атындағы Қарағанды университеті, Қарағанды қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Әлемдік экономиканың цифрлық трансформациясы жағдайында үлкен деректерді талдау (Big Data) және интеллектуалды аналитика технологиялары бизнестің тиімділігі мен тұрақтылығын арттырудың негізгі құралдарына айналууда. Бұл әсіресе капиталды көп қажет ететін және тәуекелі жоғары мұнай-газ саласында өзекті, өйткені деректерге негізделген шешімдер айтарлықтай бәсекелестік артықшылықтарды қамтамасыз ете алады.

Бұл мақала геологиялық барлау мен бұрғылаудан бастап өңдеу мен тасымалдауға дейінгі мұнай – газ өндірістік циклінің әртүрлі кезеңдерінде Big Data және аналитикалық шешімдерді енгізудің мүмкіндіктері мен артықшылықтарын зерттеуге арналған. Салаға тән деректердің негізгі көздері мен түрлері, сондай-ақ аналитиканың заманауи әдістері ұсынылған: сипаттамалық, болжамдық, нұсқамалық және жедел. Жабдықтың істен шығуын болжау, бұрғылау параметрлерін оңтайландыру және кен орындарының мінез-құлқын модельдеу үшін қолданылатын машиналық оқыту және жасанды интеллект алгоритмдеріне ерекше назар аударылады.

BP, Equinor, «Газпром нефть» және т. б. сияқты жетекші халықаралық компаниялардың жағдайларын талдау негізінде цифрлық құралдардың шешім қабылдау дәлдігін жақсартуға, шығындарды азайтуға және техногендік тәуекелдерді азайтуға қалай мүмкіндік беретіні көрсетілген. Сондай-ақ, салада Big Data-ның ауқымды енгізілуін тежейтін негізгі сын-қатерлер қарастырылууда: білікті кадрлардың жетіспеушілігі, ескі және жаңа жүйелерді интеграциялаудың күрделілігі, киберқауіпсіздік мәселелері және цифрландырудың қымбаттылығы.

Талдау нәтижесінде мұнай газ өнеркәсібінің болашақ дамуының негізгі ресурсы ретінде деректер мен талдаудың стратегиялық маңыздылығы туралы қорытынды жасалады. Цифрлық технологиялар болжау, басқару және тұрақты өндіріс саласында жаңа горизонттарды аша отырып, жаңа буынның интеллектуалды мұнай-газ кәсіпорындарын қалыптастыруға жол ашады.

Негізгі сөздер: Big Data, талдау, мұнай-газ өнеркәсібі, болжау, өнімділік, цифрландыру.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтімбетова Ә.Б., Шульгина-Тарашук А.С., Смайылова А.С. Мұнай-газ саласындағы өнімділікті болжау және жақсарту үшін Big Data пен аналитиканы пайдалану // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2, 48–58 б. DOI: [10.54859/kjogi108887](https://doi.org/10.54859/kjogi108887).

Introduction

In the context of the modern global economy, the oil and gas industry continues to play a key role in meeting the energy needs of industry, transportation, and the population. At the same time, it faces a number of serious challenges: the depletion of easily accessible hydrocarbon reserves, growing demands for environmental sustainability, the need to reduce operational costs, and the increasing pressure to improve extraction efficiency. To remain competitive and ensure sustainable development, oil and gas companies must seek new approaches to managing production processes, resources, and risks.

One of the most promising areas of industry transformation is the adoption of Big Data and data analytics technologies.

These tools enable companies to collect, process, and analyze massive volumes of information coming from various sources—drilling rigs, wells, sensors, satellites, production systems, and more. The data may include both structured information (e.g., sensor readings) and unstructured data (e.g., video footage, text-based reports, geophysical maps).

The use of advanced analytics, including machine learning and artificial intelligence (AI), allows companies not only to retrospectively analyze production processes but also to forecast reservoir behavior, determine optimal drilling parameters, detect equipment failure risks, and improve the accuracy of managerial decision-making. The implementation of Big Data in the oil and gas sector contributes to more precise reservoir modeling, reduced downtime, process automation, and improved technical and economic performance indicators.

Moreover, the development of the Industrial Internet of Things (IIoT), cloud computing, and digital twins is shaping a new digital environment in which data becomes a strategic asset. These technologies enable companies to shift from reactive to predictive and prescriptive management strategies, thereby achieving high productivity while reducing costs and environmental impact.

Thus, the use of Big Data and analytical technologies represents an integral component of the digital transformation of the oil and gas industry.

The aim of this article is to explore current capabilities and future prospects for applying Big Data and analytics to enhance forecasting and boost productivity. It will also analyze concrete examples of successful technology integration in practice.

The specific objective of this article is to examine the theoretical foundations and practical applications of Big Data and analytics in the oil and gas industry, with a focus on forecasting and productivity improvement tasks. In addition, a small-scale case study using data analysis and machine learning methods will be conducted to illustrate practical implementation [1].

Literature review

The application of Big Data and analytics in the oil and gas industry is increasingly being explored both internationally and within Kazakhstan's scientific community. A number of publications in the Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan demonstrate progress in integrating digital solutions, machine learning algorithms, and intelligent analytics into key stages of extraction, monitoring, and geological exploration.

In the study by Zhenis, et al. [2], the authors examine the architecture of modern bottomhole pressure monitoring systems using machine learning algorithms. Particular attention is paid to real-time streaming processing of telemetry data from wells, the use of predictive analytics models, and the integration of Big Data infrastructures (Lambda and Kappa architectures). This research highlights the potential of intelligent well operation management in real time.

The article "Analysis of the well productivity decline in the Kashagan field" by Khassanov B.K. and Serniyazov Z.M. [3] analyzes the causes of declining well productivity, particularly scale formation. The authors link pressure and temperature data to model production dynamics, which aligns with the principles of predictive analytics.

Kolbikova E.S. [4] presents the application of machine learning methods in seismic and geophysical data analysis. Clustering of lithofacies types helps to model geological structures more accurately and predict reservoir properties more reliably.

The study by Bisikenov, et al. [5], demonstrates how tools for analyzing and interpreting PVT data and geochemical-geophysical measurements improve reserve estimation, which is essential for developing accurate mathematical models for production forecasting.

These studies show that Big Data analytics is used not only for monitoring extraction processes but also plays a critical role in exploration, planning, maintenance, and the development of digital models. Despite the diversity of topics, all these publications share a common idea: managing processes not after problems occur, but proactively, based on data. This approach helps reduce equipment downtime, increase production volumes, utilize resources more efficiently, and operate more sustainably.

Materials and methods

Big Data refers to a set of technologies and methodologies for processing and analyzing extremely large, diverse, and rapidly growing datasets that traditional systems cannot efficiently handle. The key characteristics of Big Data are Volume, Velocity, Variety, Veracity, and Value.

Data analytics encompasses methods and tools used to extract meaningful insights from data, enabling informed and data-driven decision-making. In the oil and gas industry, analytics involves

statistical analysis, modeling, machine learning, and artificial intelligence (AI).

Core technologies include: Hadoop and Spark: frameworks for distributed processing of large-scale data, SQL and NoSQL database management systems: for storing and accessing data, Internet of Things (IoT): sensors and devices that collect real-time operational data, cloud platforms (AWS, Azure, Google Cloud): for scalable data infrastructure, machine Learning (ML) and Artificial Intelligence (AI): for forecasting, automation, and optimization.

Data Collection and Integration. In the oil and gas sector, data is gathered from a wide range of sources, including sensors on drilling rigs, wells, and pipelines, geolocation data, climate variables, operational records, and maintenance logs. IoT devices and SCADA systems enable real-time data acquisition, forming the foundation for timely analytics and operational control.

Production Analysis and Forecasting. The processing and analysis of Big Data enable the identification of patterns in extraction processes, optimization of equipment usage, forecasting of production output, and prediction of potential failures or accidents.

Process Optimization. Analytics contributes to cost reduction by forecasting equipment condition, optimizing maintenance schedules, improving planning quality, and minimizing downtime. The implementation of intelligent control systems enhances both productivity and safety.

Data Description. To illustrate practical applications, a simulated dataset representing oil production metrics from multiple wells over several years is used. The dataset includes parameters such as date, production volume, pressure, and temperature.

Data Analysis Methods in the Oil and Gas Industry. To leverage Big Data effectively, the oil and gas industry applies a wide array of analytical methods. These can be categorized based on their objectives and the types of data being analyzed, ranging from descriptive and diagnostic analytics to predictive and prescriptive approaches [6].

Time Series Analysis

Oil and gas data often exhibit a temporal structure – parameters such as production volume, pressure, and temperature are measured periodically over time. Time series analysis allows companies to:

- Identify trends, such as increases or decreases in oil production over time;
- Detect seasonal fluctuations and cycles, for example, the impact of climatic conditions on production;
- Assess the effects of events, such as equipment maintenance or failures, on production metrics.
- Examples of time series methods include:
 - moving Average – used to smooth data and reveal underlying trends;
 - autocorrelation – evaluates the relationship between data points at different time intervals;
 - Arima models (AutoRegressive Integrated Moving Average) – a statistical method for modeling and forecasting time series data.

```

main.py
1 import pandas as pd
2 from scipy.stats import pearsonr
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 #Example data:** month, volume of water injection (m³), volume of oil production (tons)
5 data = {
6     "Month": ["Jan", "Feb", "Mar", "Apr", "May", "Jun"],
7     "Water_Injection": [12000, 13500, 15000, 14000, 16000, 15500],
8     "Oil_Production": [5000, 5400, 5800, 5600, 6000, 5900]
9 }
10 # Create DataFrame
11 df = pd.DataFrame(data)
12 # Calculating the Pearson correlation coefficient
13 corr_coef, p_value = pearsonr(df["Water_Injection"], df["Oil_Production"])
14 print("Pearson correlation coefficient:", round(corr_coef, 4))
15 print("P-value:", round(p_value, 4))
16 # Visualization
17 plt.scatter(df["Water_Injection"], df["Oil_Production"], color='green')
18 plt.title("Correlation between Water Injection and Oil Production")
19 plt.xlabel("Water Injection (m³)")
20 plt.ylabel("Oil Production (tons)")
21 plt.grid(True)
22 plt.tight_layout()
23 plt.show()

```

Figure 1. Program

Correlation Analysis. Correlation analysis helps identify relationships between various production and operational parameters, such as:

- the relationship between pressure and production volume;
- the impact of temperature on raw material quality;
- the link between equipment condition and the frequency of unplanned shutdowns.

Common methods include:

- Pearson correlation coefficient – measures linear relationships between two variables;
- spearman's rank correlation coefficient – assesses monotonic relationships that may not be linear.

Results

The results of correlation analysis help determine which factors most significantly affect productivity and operational efficiency [7].

Next, we consider a Python-based example for calculating the Pearson correlation coefficient in the oil production industry. The program analyzes the re-

lationship between the volume of water injection and oil production at a field (Fig. 1):

This program loads monthly data, calculates the Pearson correlation coefficient (using Pearson from scipy.stats module), displays the result (correlation value and p-value), and also generates a dependency plot (Fig. 2):

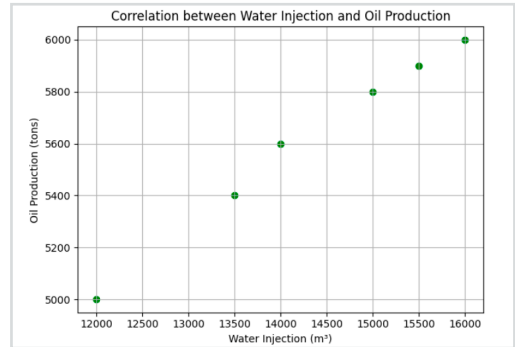


Figure 2. Plot

```

main.py
1 import pandas as pd
2 from sklearn.linear_model import LinearRegression
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D
5 # Sample data: water injection volume (m³), reservoir pressure (bar), oil production (tons)
6 data = {
7     "Water_Injection": [12000, 13000, 15000, 14000, 16000, 15500],
8     "Reservoir_Pressure": [230, 240, 250, 245, 260, 255],
9     "Oil_Production": [5000, 5300, 5800, 5600, 6100, 6000]
10 }
11 # Create a DataFrame
12 df = pd.DataFrame(data)
13 # Define independent variables (features) and dependent variable (target)
14 X = df[["Water_Injection", "Reservoir_Pressure"]]
15 y = df["Oil_Production"]
16 # Create and fit the linear regression model
17 model = LinearRegression()
18 model.fit(X, y)
19 # Predict oil production based on input features
20 df["Predicted_Production"] = model.predict(X)
21 # Output regression coefficients
22 print("Intercept:", model.intercept_)
23 print("Coefficients:", dict(zip(X.columns, model.coef_)))
24 # 3D visualization of actual vs. predicted oil production
25 fig = plt.figure()
26 ax = fig.add_subplot(111, projection='3d')
27 ax.scatter(df["Water_Injection"], df["Reservoir_Pressure"], df["Oil_Production"],
28           c='blue', label="Actual Production")
29 ax.scatter(df["Water_Injection"], df["Reservoir_Pressure"], df["Predicted_Production"],
30           c='red', label="Predicted Production")
31 # Set axis labels and title
32 ax.set_xlabel("Water Injection (m³)")
33 ax.set_ylabel("Reservoir Pressure (bar)")
34 ax.set_zlabel("Oil Production (tons)")
    
```

Figure 3. Multiple Linear Regression in Python

The graph presents a scatter plot where the horizontal axis (X) represents the volume of water injection, and the vertical axis (Y) represents the volume of oil production. Each point on the chart corresponds to a specific month from the dataset. The points lie very close to a straight line that slopes upward as water injection increases. This provides a visual confirmation of a strong positive linear correlation, as indicated by the Pearson correlation coefficient. The chart title, "Correlation between Water Injection and Oil Production", along with the axis labels, helps to clearly interpret what is being displayed.

Thus, the output of the code demonstrates a very strong and statistically significant positive linear relationship between water injection volume and oil production volume in the provided data, which is clearly illustrated in the scatter plot.

Regression Analysis

Regression is a method used to model the relationship between a dependent variable and one or more independent variables. In the oil and gas sector, regression analysis is often used to:

- forecast production volumes based on technical and operational parameters;
- evaluate the impact of drilling process changes on oil quality.

Types of regression include:

- linear regression - for modeling simple linear relationships;
- multiple regression - incorporates several influencing factors simultaneously;
- polynomial regression - used to capture more complex, nonlinear relationships.

Here is a Python program for regression analysis in the oil and gas industry. In this case, the model captures the relationship between oil production volume and two factors: water injection volume and reservoir pressure. The program demonstrates the use of multiple linear regression (Fig. 3).

The program also generates a 3D plot showing both the actual data points and the predicted values, and prints the regression coefficients, which help evaluate the contribution of each parameter (Fig. 4):

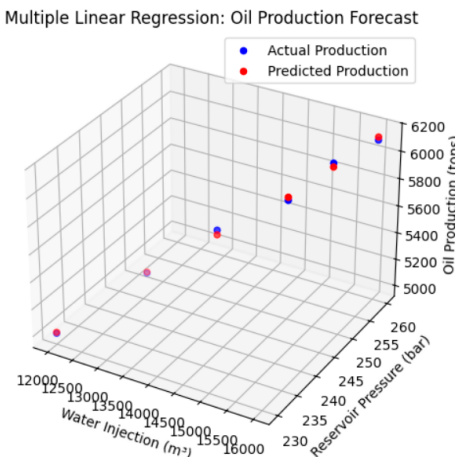


Figure 4. Plot of Multiple Linear Regression

Machine Learning. Machine learning methods are widely used for analyzing large datasets and uncovering complex patterns. These algorithms can be trained on historical data to make predictions or perform classifications.

Key approaches include:

- supervised learning: linear models, decision trees, random forests, and gradient boosting algorithms-used for both regression and classification tasks;
 - neural networks: applied for modeling complex relationships and time series data;
 - unsupervised learning: clustering methods (e.g., k-means) for grouping wells or processes with similar characteristics;
 - principal Component Analysis (PCA) is used for dimensionality reduction, enabling data visualization and the identification of key influencing factors.
- Machine learning enables the automatic detection of patterns, prediction of equipment failures, optimization of operational modes, and overall cost reduction [8].

Failure Analysis and Predictive Maintenance

By leveraging operational data such as vibration, temperature, and pressure, data analytics and machine learning models can identify early indicators of potential equipment failures. This allows for proactive maintenance planning, preventing unplanned downtime and accidents.

Data Visualization

Visualization is an essential component of Big Data analysis. Tools such as graphs, heat maps, and interactive dashboards support the following:

- intuitive understanding of complex data;
- quick identification of anomalies and trends;
- decision-making support across all levels of management [9].

Application Example. The following section (Fig. 5) presents a program that uses a linear regression model to analyze production dynamics and forecast oil output for the coming months. The program visualizes both the original data and the generated forecast. This solution can be adapted to real-world datasets from oil companies, such as daily/monthly production volumes, well parameters, and more.

The program outputs the forecasted production volumes for each of the upcoming months to the console, with a precision of two decimal places.

Thus, the program builds a simple linear regression model that captures the relationship between monthly oil production volume and time, and uses this model to forecast future values.

- Blue dots: These represent the actual oil production volumes for each of the 12 months. They illustrate how production levels varied from month to month;
- Green line: This is the fitted linear regression model. It represents the best-fit line that describes the relationship between production volume

```

main.py
1 import numpy as np
2 import pandas as pd
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 from sklearn.linear_model import LinearRegression
5 # Пример данных: месяц и объем добычи (в тыс. тонн)
6 data = {
7     "Месяц": np.arange(1, 13), # 12 месяцев
8     "Добыча": [350, 360, 355, 370, 375, 380, 385, 395, 400, 405, 410, 415]
9 }
10 df = pd.DataFrame(data)
11 # Подготовка данных для модели
12 X = df["Месяц"].values.reshape(-1, 1)
13 y = df["Добыча"].values
14 # Обучение модели
15 model = LinearRegression()
16 model.fit(X, y)
17 # Прогноз на следующие 3 месяца
18 future_months = np.array([13, 14, 15]).reshape(-1, 1)
19 future_prediction = model.predict(future_months)
20 # Визуализация
21 plt.scatter(X, y, color='blue', label='Фактические данные')
22 plt.plot(X, model.predict(X), color='green', label='Модель')
23 plt.plot(future_months, future_prediction, 'r--', label='Прогноз')
24 plt.title("Прогноз добычи нефти")
25 plt.xlabel("Месяц")
26 plt.ylabel("Объем добычи (тыс. тонн)")
27 plt.legend()
28 plt.grid(True)
29 plt.show()
30
31 # Вывод прогнозов
32 for month, value in zip(future_months.flatten(), future_prediction):
33     print(f"Прогноз на месяц {month}: {value:.2f} тыс. тонн")
    
```

Figure 5. Oil production forecasting program

and month based on the given data. The line clearly reflects an overall upward trend in the dataset;

- Red dashed line with circles: This line displays the forecasted oil production volumes for the next three months (the 13th, 14th, and 15th months). The red circles mark the predicted values for each of these months, and the dashed line connects them, showing the projected trend in production according to the model;
- Title: “Oil Production Forecast” – Indicates the subject of the graph;
- Axis labels: “Month” and “Production Volume (thousand tons)” – Clarify the content of the horizontal and vertical axes, respectively. The horizontal axis represents the month number, while the vertical axis shows the production volume in thousands of tons;
- Legend – Explains the visual elements on the graph, specifying which components correspond to “Actual Data”, “Model”, and “Forecast”;

- Grid – Added to enhance readability and make it easier to interpret values along the axes (Fig. 6).

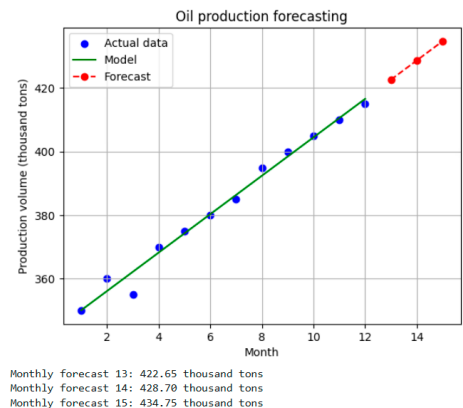


Figure 6. Oil production forecast

This 3D plot visualizes data based on month and production volume. To create a three-dimensional representation, the Z-axis corresponds to the index of each data point.

It is important to note that the Z-axis in this context does not represent any physical or statistically meaningful variable related to production or time.

The plot illustrates the spatial distribution of the data points in a three-dimensional space; however, the relationship between month and production volume is still best observed on the XY-plane (Fig. 7).

3D Визуализация данных (Месяц, Добыча, Индекс)

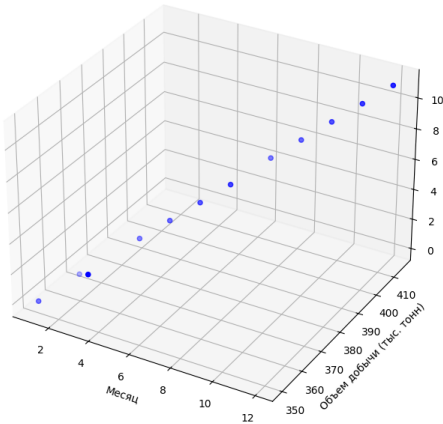


Figure 7. 3D data visualization (Month, Production, Index)

Overall, the chart clearly demonstrates how linear regression is used to model trends in the data and extrapolate them to generate forecasts for future periods.

Conclusion

In the context of increasingly complex extraction processes, stricter environmental regulations, and the growing need for cost optimization, the oil and gas industry is undergoing a large-scale digital transformation. One of its key components is the implementation of Big Data and analytics technologies, which enable the extraction of valuable insights

from massive volumes of heterogeneous and high-frequency data.

An analysis of existing scientific and practical developments reveals that the use of intelligent analytics in the oil and gas sector covers several critically important areas:

- Forecasting oil and gas production using machine learning models and time series analysis;
 - Optimization of equipment performance and predictive maintenance, aimed at reducing the risk of failures and unplanned downtime;
 - Interpretation of geophysical and seismic data through clustering methods, neural networks, and regression analysis;
 - Enhancing field development efficiency through EOR (Enhanced Oil Recovery) technology screening, supported by databases and proxy models;
 - Digital modeling and the creation of digital twins, enabling more accurate simulation of development scenarios and more informed decision-making [10].
- Research by Kazakhstani scientists highlights the active development of solutions tailored to the local characteristics of oil fields. For example, the application of Lambda and Kappa architectures for bottomhole pressure monitoring, neural network methods for core sample analysis, and the deployment of platforms such as ABAI demonstrate the intellectual potential of natural science and industry.

It is important to emphasize that the successful implementation of Big Data analytics requires not only technical solutions but also a cultural shift in decision-making practices within oil and gas companies. This includes building competencies in data analysis, fostering integration between IT and operational departments, and ensuring a reliable digital infrastructure.

In conclusion, Big Data and analytics are becoming indispensable tools for improving efficiency, safety, and sustainable development in the oil and gas industry. Companies that invest today in intelligent systems and digital platforms will gain a strategic advantage tomorrow—through cost reduction, increased productivity, and more agile business models. In the long term, such approaches contribute not only to commercial success but also to the creation of a smarter, greener, and more adaptive energy future.

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: Aigerim B. Seitimbetova – manuscript prepara-

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

tion and editing; Alevtina S. Shulgina – analysis of the results; Aizhan S. Smailova – data collection and preparation.

и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Сейтимбетова А.Б. – формирование и редактирование рукописи; Шулгина-Тарашук А.С. – анализ полученных результатов; Смаилова А.С. – сбор и подготовка данных.

REFERENCES

1. Nguyen TN, Gosine RG, Warriar P. A Systematic Review of Big Data Analytics for Oil and Gas Industry 4.0. *IEEE Access*. 2020;8:61183–61201. doi: [10.1109/ACCESS.2020.2979678](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2979678).
2. Zhenis DK, Kasenov AK, Ibrayev AY, Shayakhmet KN. A review of machine learning techniques for bottomhole pressure monitoring in production wells. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):61–72. doi: [10.54859/kjogi108797](https://doi.org/10.54859/kjogi108797).
3. Khassanov BK, Serniyazov ZM. Analysis of the well productivity decline in the Kashagan field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(2):28–33. doi: [10.54859/kjogi95647](https://doi.org/10.54859/kjogi95647).
4. Kolbikova ES. Lithofacial analysis and possibilities for prediction of properties on geophysical research and seismic exploration data by methods of machine learning. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2021;3(4):32–37. doi: [10.54859/kjogi99690](https://doi.org/10.54859/kjogi99690).
5. Dukessova NK, Kunzharikova KM, Bissikenova LM, Bektas GZ. PVT Data Evaluation and Geochemical Fingerprinting: Approaches and Results. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):79–89. doi: [10.54859/kjogi108768](https://doi.org/10.54859/kjogi108768).
6. Alrabeh M, Abuzaid A. New Artificial Intelligence and Big Data Analytics Process to Enhance Non Metallic Pipe Deployments in Digital Oil Fields Using Workflows for Disparate Data Sets. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2020 Nov 9–12; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/20ADIP/20ADIP/D041S114R003/452660.
7. Giunta G, Bernasconi G, Giro RA, Cesari S. Digital Transformation of Historical Data for Advanced Predictive Maintenance // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2020 Nov 9–12; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/20ADIP/20ADIP/D011S019R002/452657.
8. Sletcha B, Vivas C, Saleh FK, et al. Digital Oilfield: Review of Real time Data flow Architecture for Upstream Oil and Gas Rigs // SPE International Conf. and Exhibition on Formation Damage Control; 2020 Feb 19–21; Lafayette, USA. Available from: onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/20FD/20FD/D021S013R005/446223.
9. Mahzari P, Emambakhsh M, Temizel C, Jones AP. Oil production forecasting using deep learning for shale oil wells under variable gas oil and water oil ratios. *Petroleum Science and Technology*. 2021;39(3):445–468. doi: [10.1080/10916466.2021.2001526](https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2001526).
10. Gupta I, Samandarli O, Burks A, et al. Autoregressive and Machine Learning Driven Production Forecasting – Midland Basin Case Study // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference; 2021 July; Houston, USA. Available from: chooser.crossref.org/?doi=10.15530%2Furtec-2021-5184.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Nguyen T.N., Gosine R.G., Warriar P.* A Systematic Review of Big Data Analytics for Oil and Gas Industry 4.0 // *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 61183–61201. doi: [10.1109/ACCESS.2020.2979678](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2979678).
2. *Женис Д.К., Касенов А.К., Ибраев А.Е., Шаяхмет КН.* Машинное обучение в системах мониторинга забойного давления в эксплуатационных скважинах: обзор // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2025. Т. 7, №2. С. 61–72. doi: [10.54859/kjogi108797](https://doi.org/10.54859/kjogi108797).
3. *Хасанов Б.К., Серниязов Ж.М.* Анализ снижения продуктивности скважин месторождения Кашаган // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2020. Т. 2, №2. С. 28–33. doi: [10.54859/kjogi95647](https://doi.org/10.54859/kjogi95647).
4. *Колбикова Е.С.* Литофациальный анализ и возможности прогнозирования свойств по данным геофизических исследований и сейсморазведки методами машинного обучения // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2021. Т. 3, №4. С. 32–37. doi: [10.54859/kjogi99690](https://doi.org/10.54859/kjogi99690).
5. *Дукессова Н.К., Кунзхарикова К.М., Биссикенова Л.М., Бектас Г.Ж.* Оценка данных PVT и геохимический фингерпринтинг: подходы и результаты // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2025. Т. 7, №1. С. 79–89. doi: [10.54859/kjogi108768](https://doi.org/10.54859/kjogi108768).
6. *Alrabeh M., Abuzaid A.* New Artificial Intelligence and Big Data Analytics Process to Enhance Non Metallic Pipe Deployments in Digital Oil Fields Using Workflows for Disparate Data Sets // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 9–12, 2020; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/20ADIP/20ADIP/D041S114R003/452660.
7. *Giunta G., Bernasconi G., Giro R.A., Cesari S.* Digital Transformation of Historical Data for Advanced Predictive Maintenance // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 9–12, 2020; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/20ADIP/20ADIP/D011S019R002/452657.
8. *Sletcha B., Vivas C., Saleh F.K., et al.* Digital Oilfield: Review of Real time Data flow Architecture for Upstream Oil and Gas Rigs // SPE International Conf. and Exhibition on Formation Damage Control; February 19–21, 2020; Lafayette, USA. Available from: onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/20FD/20FD/D021S013R005/446223.
9. *Mahzari P., Emambakhsh M., Temizel C., Jones A.P.* Oil production forecasting using deep learning for shale oil wells under variable gas oil and water oil ratios // *Petroleum Science and Technology*. 2021. Vol. 39, Issue 3. P. 445–468. doi: [10.1080/10916466.2021.2001526](https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2001526).
10. *Gupta I., Samandarli O., Burks A., et al.* Autoregressive and Machine Learning Driven Production Forecasting – Midland Basin Case Study // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference; July 2021; Houston, USA. Available from: chooser.crossref.org/?doi=10.15530%2Furtec-2021-5184.

AUTHORS' INFO***Aigerim B. Seitimbetova**ORCID [0009-0000-8755-7992](https://orcid.org/0009-0000-8755-7992)e-mail: sab.buketov.2022@gmail.com.**Alevtina S. Shulgina-Tarashchuk**ORCID [0009-0000-4759-9389](https://orcid.org/0009-0000-4759-9389)e-mail: alevtinash79@mail.ru.**Aizhan S. Smailova**ORCID [0000-0003-2936-0336](https://orcid.org/0000-0003-2936-0336)e-mail: smailova.buketov@gmail.com.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Сейтимбетова Айгерим Байдуллаевна**ORCID [0009-0000-8755-7992](https://orcid.org/0009-0000-8755-7992)e-mail: sab.buketov.2022@gmail.com.**Шульгина-Тарашчук Алевтина Сергеевна**ORCID [0009-0000-4759-9389](https://orcid.org/0009-0000-4759-9389)e-mail: alevtinash79@mail.ru.**Смаилова Айжан Сагиндыковна**ORCID [0000-0003-2936-0336](https://orcid.org/0000-0003-2936-0336)e-mail: smailova.buketov@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 004.8:550.8:622.24

МРНТИ 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108909](https://doi.org/10.54859/kjogi108909)

Получена: 28.03.2025.

Одобрена: 15.05.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли: тренд или необходимость?

А.И. Аяганова¹, Д.Ж. Курмангалиев², А.Ш. Абилгазиева¹, Н.К. Дукесова²

¹Атырауский университет нефти и газа им. Сафу Утебаева, г. Атырау, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В последние десятилетия технологии искусственного интеллекта (далее – ИИ) стремительно внедряются в нефтегазовую отрасль, охватывая ключевые этапы геологоразведки, интерпретации геофизических данных, моделирования пластов и разработки месторождений. Современные методы анализа больших данных, машинного обучения и интеллектуальные системы управления позволяют повысить точность интерпретации геолого-геофизических и каротажных данных, снизить уровень неопределённости при принятии инженерных решений, минимизировать производственные риски и оптимизировать процессы разведки и добычи углеводородов.

Цель. В статье рассмотрены современные направления применения ИИ в нефтегазовой индустрии с акцентом на задачи автоматизированной интерпретации данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС), классификации литологического состава пород, реконструкции каротажных кривых и цифровизации геологоразведочных процессов. Проведён анализ мирового опыта внедрения технологий ИИ в области каротажа, обработки и интерпретации геолого-геофизической информации, а также рассмотрены интегрированные программные решения и цифровые платформы ведущих международных нефтесервисных и нефтегазовых компаний.

Материалы и методы. Особое внимание уделено практическому опыту применения методов машинного обучения в ТОО «КМГ Инжиниринг» для автоматизированной классификации литологии по данным ГИС. В рамках исследования были протестированы различные алгоритмы машинного обучения, включая Logistic Regression, Random Forest, XGBoost и другие алгоритмы машинного обучения, на основе данных более 100 скважин. Рассмотрены особенности подготовки и очистки данных, формирования обучающих и тестовых выборок, а также проблемы, связанные с неполнотой, неоднородностью и низким качеством исторических геолого-геофизических данных.

Результаты. Результаты исследования показали, что применение ансамблевых методов и алгоритмов градиентного бустинга позволяет достигать высокой точности классификации литологических типов и эффективно автоматизировать процессы интерпретации каротажных данных. Наилучшие результаты были получены при использовании алгоритма Random Forest, продемонстрировавшего высокую устойчивость и качество прогнозирования в условиях реальных производственных данных. Отдельно рассмотрены вопросы интеграции обученных моделей в корпоративные информационные системы для оперативного прогнозирования литологии и поддержки принятия геолого-технических решений.

Заключение. Сделан вывод о том, что внедрение технологий искусственного интеллекта является одним из ключевых направлений цифровой трансформации нефтегазовой отрасли Казахстана. Использование ИИ позволяет повысить эффективность геологоразведочных работ, ускорить обработку и интерпретацию данных, повысить коэффициент извлечения углеводородов и снизить затраты на разработку месторождений в условиях возрастающей сложности геологического строения и ухудшения качества ресурсной базы.

Ключевые слова: искусственный интеллект, машинное обучение, нефтегазовая отрасль, геофизические исследования скважин, геофизические исследования скважин, каротаж, литология, Random Forest, XGBoost, автоматизированная интерпретация, цифровизация, геологоразведка, нейронные сети, анализ данных, классификация пород.

Как цитировать:

Аяганова А.И., Курмангалиев Д.Ж., Абилгазиева А.Ш., Дукесова Н.К. Применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли: тренд или необходимость? // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 59–73. DOI: [10.54859/kjogi108909](https://doi.org/10.54859/kjogi108909).

UDC 004.8:550.8:622.24

CSCSTI 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108909](https://doi.org/10.54859/kjogi108909)

Received: 28.03.2025.

Accepted: 15.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Application of Artificial Intelligence in the Oil and Gas Industry: Trend or Necessity?

Anar I. Ayaganova¹, Darkhan Zh. Kurmangaliyev², Aliya Sh. Abilgazyieva¹,
Nadezhda K. Dukessova²

¹Atyrau Oil and Gas University, Atyrau, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: In recent decades, artificial intelligence technologies (hereinafter – AI) have been rapidly integrated into the oil and gas industry, covering key stages of geological exploration, geophysical data interpretation, reservoir modeling, and field development. Modern methods of big data analysis, machine learning, and intelligent control systems make it possible to improve the accuracy of interpreting geological, geophysical, and well logging data, reduce uncertainty in engineering decision-making, minimize operational risks, and optimize hydrocarbon exploration and production processes.

Aim: This article examines contemporary areas of AI application in the oil and gas industry, with a particular focus on the tasks of automated interpretation of well logging data (hereinafter – WL), classification of lithological rock composition, reconstruction of logging curves, and digitalization of geological exploration processes. An analysis of global experience in implementing AI technologies in the field of well logging, processing and interpretation of geological and geophysical information is conducted, and integrated software solutions and digital platforms of leading international oilfield service and oil and gas companies are also reviewed.

Materials and Methods: Particular attention is given to the practical experience of applying machine learning methods at KMG Engineering LLP for automated lithology classification based on well logging data. Within the framework of the study, various machine learning algorithms, including Logistic Regression, Random Forest, XGBoost, and other machine learning algorithms, were tested using data from more than 100 wells. The study also considers the specifics of data preparation and cleaning, the formation of training and test datasets, as well as issues related to incompleteness, heterogeneity, and the low quality of historical geological and geophysical data.

Results: The results of the study demonstrated that the application of ensemble methods and gradient boosting algorithms makes it possible to achieve high accuracy in lithological type classification and effectively automate the interpretation of well logging data. The best results were obtained using the Random Forest algorithm, which demonstrated high robustness and predictive performance under real production data conditions. Particular attention is also given to the integration of trained models into corporate information systems for operational lithology prediction and support of geological and technical decision-making.

Conclusion: It is concluded that the implementation of artificial intelligence technologies represents one of the key directions of digital transformation in the oil and gas industry of Kazakhstan. The use of AI makes it possible to improve the efficiency of geological exploration activities, accelerate data processing and interpretation, increase hydrocarbon recovery factors, and reduce field development costs under conditions of increasing geological complexity and declining resource base quality.

Keywords: artificial intelligence; machine learning; oil and gas industry; well logging; well logging; logging; lithology; Random Forest; XGBoost; automated interpretation; digitalization; geological exploration; neural networks; data analysis; rock classification.

To cite this article:

Ayaganova AI, Kurmangaliyev DZ, Abilgazyieva AS, Dukessova NK. Application of Artificial Intelligence in the Oil and Gas Industry: Trend or Necessity? *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):59–73. DOI: [10.54859/kjogi108909](https://doi.org/10.54859/kjogi108909).

ӨОЖ 004.8:550.8:622.24

ГТАХР 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108909](https://doi.org/10.54859/kjogi108909)

Қабылданды: 28.03.2025.

Мақұлданды: 15.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай-газ саласында жасанды интеллектті қолдану: тренд пе, әлде қажеттілік пе?

А.І. Аяғанова¹, Д.Ж. Құрманғалиев², Ә.Ш. Әбілғазиева¹, Н.Қ. Дукесова²

¹Сафи Әтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Соңғы онжылдықтарда жасанды интеллект (бұдан әрі – ЖИ) технологиялары геологиялық барлаудың, геофизикалық деректерді интерпретациялаудың, қабаттарды модельдеудің және кен орындарын игерудің негізгі кезеңдерін қамти отырып, мұнай-газ саласына тез енгізілуде. Үлкен деректерді талдаудың заманауи әдістері, машиналық оқыту және интеллектуалды басқару жүйелері геологиялық-геофизикалық және каротаждық деректерді түсіндірудің дәлдігін арттыруға, инженерлік шешімдер қабылдаудағы белгісіздік деңгейін төмендетуге, өндірістік тәуекелдерді азайтуға және көмірсутектерді барлау және өндіру процестерін оңтайландыруға мүмкіндік береді.

Мақсаты. Мақалада ұңғымаларды геофизикалық зерттеу деректерін (бұдан әрі – ҰГЗ) автоматтандырылған түсіндіру, жыныстардың литологиялық құрамын жіктеу, каротаждық қисықтарды қайта құру және геологиялық барлау процестерін цифрландыру міндеттеріне баса назар аударатын отырып, мұнай-газ индустриясында АИ қолданудың заманауи бағыттары қарастырылған. Геологиялық-геофизикалық ақпаратты каротаждау, өңдеу және түсіндіру саласында ЖИ технологияларын енгізудің әлемдік тәжірибесіне талдау жүргізілді, сондай-ақ жетекші халықаралық мұнай сервистік және мұнай-газ компанияларының интеграцияланған бағдарламалық шешімдері мен цифрлық платформалары қаралды.

Материалдар мен әдістер. ҰГЗ деректері бойынша литологияны автоматтандырылған жіктеу үшін «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС-де машиналық оқыту әдістерін қолданудың тәжірибелік тәжірибесіне ерекше назар аударылды. Зерттеу барысында 100-ден астам ұңғымалардың деректері негізінде әртүрлі машиналық оқыту алгоритмдері, соның ішінде Logistic Regression, Random Forest, XGBoost және басқа машиналық оқыту алгоритмдері сыналды. Деректерді дайындау және тазарту, оқыту және тестілеу үлгілерін қалыптастыру ерекшеліктері, сондай-ақ тарихи геологиялық-геофизикалық деректердің толық подготовкисіздігі, гетерогенділігі және сапасының төмендігімен байланысты проблемалар қарастырылады.

Нәтижелері. Зерттеу нәтижелері ансамбльдік әдістер мен градиентті күшейту алгоритмдерін қолдану литологиялық типтерді жіктеудің жоғары дәлдігіне қол жеткізуге және картаж деректерін түсіндіру процестерін тиімді автоматтандыруға мүмкіндік беретінін көрсетті. Ең жақсы нәтижелер нақты өндіріс деректері жағдайында жоғары тұрақтылық пен болжау сапасын көрсететін Random Forest алгоритмін пайдалану арқылы алынды. Литологияны жедел болжау және геологиялық-техникалық шешімдерді қабылдауды қолдау үшін оқытылған модельдерді корпоративтік ақпараттық жүйелерге интеграциялау мәселелері жеке қаралды.

Қорытынды. Жасанды интеллект технологияларын енгізу Қазақстанның мұнай-газ саласын цифрлық трансформациялаудың негізгі бағыттарының бірі болып табылады деген қорытынды жасалды. ЖИ пайдалану геологиялық барлау жұмыстарының тиімділігін арттыруға, деректерді өңдеуді және түсіндіруді жеделдетуге, көмірсутектерді алу коэффициентін арттыруға және геологиялық құрылымның күрделене түсуі мен ресурстық базаның сапасының нашарлауы жағдайында кен орындарын игеру шығындарын азайтуға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: жасанды интеллект, машиналық оқыту, мұнай-газ саласы, ұңғымаларды геофизикалық зерттеу, ҰГЗ, каротаж, литология, Random Forest, XGBoost, автоматтандырылған интерпретация, цифрландыру, геологиялық барлау, нейрондық желілер, деректерді талдау, жыныстарды жіктеу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Аяғанова А.І., Құрманғалиев Д.Ж., Әбілғазиева Ә.Ш., Дукесова Н.Қ. Мұнай-газ саласында жасанды интеллектті қолдану: тренд пе, әлде қажеттілік пе? // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2, 59–73 б. DOI: [10.54859/kjogi108909](https://doi.org/10.54859/kjogi108909).

Введение

Нефтегазовая отрасль в современных условиях сталкивается с целым рядом серьезных вызовов: истощением традиционных месторождений, необходимостью разработки трудноизвлекаемых и труднодоступных залежей, а также высокой неопределенностью геологических данных. В этих условиях применение технологий ИИ перестаёт быть просто отраслевым трендом и становится объективной необходимостью, позволяющей повышать эффективность и рентабельность как разведочных, так и добычных работ.

За последние десять лет распространённость ИИ в нефтегазовой сфере, особенно в области геологии и геофизики, значительно возросла. Это обусловлено тем, что объёмы поступающих данных – геолого-геофизических, данных по разработке и добыче, технологических параметров – ежегодно растут в геометрической прогрессии. Обработка столь масштабных массивов информации традиционными методами требует значительных временных и кадровых ресурсов, что сдерживает оперативность принятия решений и увеличивает издержки. Именно поэтому во всём мире активно внедряются решения на базе ИИ и глубоких нейронных сетей, способные автоматизировать анализ и интерпретацию данных, сокращать сроки получения результатов, повышать точность прогнозов и снижать уровень неопределённости при принятии геолого-технических решений.

Таким образом, интеграция технологий ИИ в ключевые производственные процессы нефтегазовой отрасли уже сегодня выступает одним из важнейших инструментов повышения управляемости и эффективности разработки месторождений в условиях возрастающих технологических и экономических требований.

ИИ в каротаже

В процессе геологоразведки и разработки месторождений накапливается колоссальный объём информации, включая результаты ГИС, зачастую по всей глубине интервалов исследования с шагом 10 см и по множеству кривых: гамма-каротаж (далее – ГК или GR, *англ.* Gamma Ray), потенциал самопроизвольной поляризации (далее – ПС), нейтронный каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж, боковой каротаж (далее – БК) и другие методы. Перед ИИ ставится одна из ключевых задач – прогнозирование литологического состава пород по данным каротажа.

Для реализации данной задачи в обучающие выборки систем ИИ включаются данные о свойствах пород и их классификационные признаки (литологические названия и характеристики). На сегодняшний день существует широкий

спектр алгоритмов ИИ, применяемых в специализированном геологическом анализе. Необходимые исходные данные для обучения таких моделей либо уже имеются в распоряжении компаний, либо могут быть получены в рамках текущих исследований.

Отдельное направление применения ИИ связано с восполнением недостающих данных по старым скважинам. Как известно, исторически часть скважин исследовалась ограниченным комплексом методов, что не позволяет в полной мере охарактеризовать геологический разрез. В подобных случаях технологии ИИ используются для восстановления и прогнозирования отсутствующих каротажных кривых и параметров на основе имеющихся данных, что позволяет повысить информативность существующего фонда скважин.

Одним из новых и перспективных направлений внедрения ИИ в геологии является автоматизированное описание кернового материала. С применением технологий компьютерного зрения и глубокого обучения стало возможным проводить первичный анализ фотографий керна с целью оперативного получения информации о текстуре, цвете, трещиноватости и других параметрах пород. Это позволяет существенно ускорить процесс обработки кернового материала и повысить его объективность за счёт минимизации влияния человеческого фактора.

Из-за неоднородности пластов, сложности объектов разведки и разнообразных условий проведения работ необходимо разрабатывать новые методы измерений и сбора данных, в частности, методы передачи параметров из скважины. Внедрение ИИ позволяет повысить точность, эффективность и безопасность работ.

Литературный обзор

Одним из ключевых направлений использования ИИ является интерпретация данных каротажа и сейсморазведки. Согласно исследованиям [1], глубокие нейросети, в частности, свёрточные (CNN, *англ.* Convolutional Neural Network – свёрточная нейронная сеть) и рекуррентные сети (RNN, *англ.* Recurrent Neural Network – рекуррентная нейронная сеть), успешно применяются для автоматической классификации геофизических аномалий и идентификации разломов в сейсмических данных [2]. Отмечается, что модели машинного обучения позволяют повышать точность анализа геологических характеристик, сокращая время обработки информации.

Применение алгоритмов сегментации изображений, таких как U-Net¹, позволяет автоматически выделять границы геологических объектов [3]. Однако, как указывают авторы, отсутствие размеченных данных остается ключе-

¹ U-Net — это CNN, созданная для семантической сегментации изображений. Она классифицирует изображение попиксельно, создавая точную маску объектов.

вой проблемой, ограничивающей дальнейшее развитие данной технологии.

ИИ также активно применяется в прогнозировании параметров пластов, таких как пористость, проницаемость и насыщенность [2]. В ранних работах использовались традиционные методы машинного обучения, включая метод опорных векторов (SVM, *англ.* Support Vector Machine) и линейную регрессию. В современных исследованиях отмечается рост применения глубоких нейросетей (BP (*англ.* Backpropagation – обратное распространение ошибки), LSTM (*англ.* Long Short-Term Memory – долгая краткосрочная память), случайных лесов (Random Forest) и градиентного бустинга (GBDT, *англ.* Gradient Boosting Decision Tree), что значительно повышает точность прогнозов [4].

Материалы и методы

В рамках настоящего исследования рассмотрены методы применения технологий искусственного интеллекта и машинного обучения для автоматизированной интерпретации данных ГИС и классификации литологического состава пород. Исследование основано на анализе фактических данных по нефтегазовым месторождениям Казахстана и включает как теоретический обзор современных подходов, так и практическое тестирование алгоритмов машинного обучения на реальных производственных данных.

В качестве исходных данных использовались результаты геофизических исследований скважин, представленные в формате LAS-файлов (*англ.* Log ASCII² Standard)³. В исследовании были включены данные более 100 скважин, содержащие стандартные каротажные параметры: ГК (GR), потенциал собственной поляризации (SP, *англ.* Spontaneous / Self-Potential), калвернометрию (CALI, *сокр. от англ.* Caliper Logging), удельное сопротивление пород (LLS, *англ.* Lateral Logging Sonde), а также глубинные привязки (DEPT, *от англ.* Depth – глубина) с шагом дискретизации 10 см. Дополнительно использовались результаты керновых исследований по 20 скважинам, применённые для сопоставления и валидации литологических классов.

На этапе подготовки данных выполнялись процедуры предварительной обработки, включающие объединение разрозненных источников информации, очистку данных от пропусков и аномальных значений, стандартизацию структуры данных и формирование единого массива для последующего анализа. Значительное внимание уделялось контролю качества исходной информации, поскольку наличие неполных и неоднородных данных является одной из основных проблем при внедрении ИИ в задачи геологораз-

ведки. В процессе обработки из исходного массива были исключены строки с отсутствующими значениями по ключевым параметрам, необходимым для обучения моделей.

Для повышения эффективности классификации использовались как исходные каротажные кривые, так и производные признаки, включая первую и вторую производные отдельных параметров, а также синтетические признаки, сформированные путём математических преобразований исходных данных. В качестве целевой переменной использовались литологические классы, сформированные по результатам интерпретации ГИС и анализа керна.

В исследовании были рассмотрены два варианта классификации пород: детализированная 10-классовая модель и укрупнённая 5-классовая схема, включающая основные типы литологии – песчаники, алевролиты и глинистые породы. Формирование обучающей и тестовой выборок осуществлялось с сохранением пропорций классов. Для предотвращения статистических перекосов разделение данных выполнялось не по отдельным записям, а по скважинам, что позволило исключить попадание данных одной и той же скважины одновременно в обучающую и тестовую выборки. Соотношение обучающей и тестовой выборок составило 70% и 30% соответственно.

Для построения и оценки моделей были протестированы различные алгоритмы машинного обучения, включая Logistic Regression (логистическая регрессия), Decision Tree (дерево решений), Random Forest, XGBoost (градиентный бустинг), LightGBM (метод градиентной бустинговой сборки) и другие методы классификации. В качестве основного критерия оценки качества использовались метрики Accuracy Score (метрика правильности), F1 Macro Score и F1 Weighted Score (метрики качества классификации). Дополнительно анализировались матрицы ошибок, показатели точности по отдельным классам и устойчивость моделей к вариативности входных данных.

Обучение и тестирование моделей проводились с применением методов перекрёстной проверки, позволяющих снизить риск переобучения и повысить обобщающую способность алгоритмов. Наилучшие результаты были получены при использовании ансамблевых методов, в частности, алгоритма Random Forest, продемонстрировавшего высокую точность классификации и устойчивость при работе с неполными и неоднородными геолого-геофизическими данными.

Практическая реализация исследования включала интеграцию обученной модели в ин-

² LAS – это формат файла для хранения информации о скважинном каротаже.

³ ASCII (*англ.* American Standard Code for Information Interchange – американский стандарт кодов для обмена информацией) – стандарт кодирования букв латинского алфавита, цифр, некоторых специальных знаков и управляющих символов, принятый в 1963 г. Американской ассоциацией стандартов как основной способ представления текстовых данных в электронных вычислительных машинах.

формационную систему ТОО «КМГ Инжиниринг» для оперативного прогнозирования литологии по данным каротажа. Разработанное решение обеспечивает автоматическую классификацию литологических интервалов и визуализацию результатов в виде цветокодированных колонок, сопоставимых с экспертной интерпретацией специалистов.

Сбор и обработка данных

Зарубежные компании уже коммерциализировали решения для сбора данных и удалённого каротажа. Например, компания Schlumberger разработала Центр удалённого каротажа (Remote Logging Center), интеллектуальный тестер формации (Intelligent Formation Tester) и программное обеспечение (далее – ПО) Techlog для интеллектуальной обработки и интерпретации данных [5]. Платформа iStar⁴ от Halliburton⁵ интегрирует автоматизацию, машинное обучение и ИИ для оценки запасов, что способствует более быстрому бурению и последовательной разработке месторождений [6]. В Китае нефтяные компании и научно-исследовательские институты ведут разработки в области сетевых наземных объектов, интеллектуальных лебедок, удалённого каротажа и начали применять первые результаты на практике. Также ведутся исследования по созданию интеллектуальных скважинных роботов [7].

В мире активно развиваются удалённые каротажные центры, позволяющие проводить дистанционные операции и экспертный анализ геолого-геофизических данных [5].

Автоматизированная интерпретация данных

Каротажные данные отличаются большим объёмом и разнородностью, что затрудняет интерпретацию и приводит к множественности решений и неопределённости. Это делает процесс выделения продуктивных зон более сложным. В связи с этим остро стоит необходимость применения технологий ИИ для повышения эффективности и точности интерпретации.

Применение ИИ в интерпретации каротажа охватывает автоматическую коррекцию глубины, автоматическое формирование отчётов, интеллектуальную стратификацию, реконструкцию кривых, идентификацию литологии, интерпретацию изображений каротажа, оценку параметров пластов, прогнозирование потенциала нефти и газа, предсказание скорости поперечной волны, идентификацию трещин и их заполнителей.

Реконструкция каротажных кривых основана на методах глубокого обучения, корреляционного анализа и других алгоритмах,

что позволяет восстанавливать некорректные или пропущенные данные. Применяются такие алгоритмы, как нейросети, алгоритмы ансамблевого обучения и кластеризации. Например, метод реконструкции каротажных кривых с использованием RNN и сети LSTM оказался более точным, чем традиционные методы [7].

Литологическая интерпретация возможна двумя способами:

1) Анализ образцов керн, включая фотошлифов, СТ (*англ.* Computed Tomography – компьютерная томография) и SEM (*англ.* Scanning Electron Microscope – сканирующий электронный микроскоп) изображения. Современные программные пакеты, например, Avizo⁶, могут автоматически определять литологию, но требуют значительных взаимодействий с оператором;

2) Определение литологии на основе каротажных кривых с использованием методов машинного обучения. Например, модель, построенная с использованием Boosting Tree, Decision Tree и Support Vector Machine, достигла точности более 80% при сравнении с результатами шлам-анализа.

При интерпретации изображений каротажа данные преобразуются в визуальные изображения с использованием цветовой калибровки. Современные исследования сочетают глубокое обучение с обработкой изображений для автоматического распознавания геологических структур. Например, алгоритмы U-Net позволяют автоматически выделять границы геологических объектов, что значительно упрощает процесс интерпретации. Однако недостаток размеченных данных ограничивает дальнейшее развитие этих технологий [8].

ИИ уже применяется для оценки параметров пластов, таких как пористость, проницаемость и насыщенность. Первые исследования использовали традиционные алгоритмы машинного обучения, такие как Support Vector Machine и линейную регрессию. Сегодня все больше учёных применяют BP, LSTM, Random Forest и GBDT для повышения точности расчётов [9].

В рамках практической деятельности в области интерпретации скважинных данных авторами настоящей статьи проводились работы по применению методов ИИ для решения задач, связанных с анализом и классификацией данных ГИС. На основании накопленного опыта можно выделить ряд ключевых положений и практических особенностей.

Любое построение корректной предсказательной модели с использованием ИИ начинается с тщательной оценки качества и структуры исходных данных. В первую очередь, как показывает практика, основным препятствием для успешно-

⁴ iStar – интеллектуальная платформа для бурения и каротажа скважин

⁵ Halliburton – американская транснациональная нефтесервисная компания

⁶ Avizo – это программный пакет для 3D-визуализации, обработки и анализа научных и промышленных данных. Он позволяет превращать сложные многомерные изображения (от микроскопии до компьютерной томографии) в количественные результаты и наглядные модели. Производитель Thermo Fisher Scientific, США.

го внедрения ИИ в задачи прогнозирования литологического состава пород по данным каротажа является отсутствие единой актуальной базы данных, а также неструктурированный характер хранения большого объема материалов с наличием ошибочных и неполных данных.

Данные хранятся разрозненно: результаты исследований зачастую представлены в отдельных таблицах с различной структурой, оформлением и форматом заполнения. Реальная практика показала, что для полноценного применения алгоритмов ИИ необходимо привести все данные к единому формату и объединить их в единый массив, пригодный для последующей обработки.

Основной задачей ГИС является выделение продуктивных зон в геологическом разрезе, в частности, определение таких параметров, как пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, газонасыщенность и состав флюида. Особое значение имеют задачи, связанные с моделированием, поскольку литология напрямую влияет на построение гидродинамических моделей и определяет границы гидродинамических блоков, критически важных для эффективной разработки месторождения.

На практике анализ керна для определения состава породы требует значительных затрат времени и ресурсов, особенно с учётом необходимости бурения большого количества скважин. В этой связи были реализованы проекты по разработке и обучению моделей ИИ, способных определять состав породы по данным ГИС, без необходимости отбора керна.

Характеристики нефтяных скважин измеряются различными петрофизическими приборами. В рамках работы активно применялись такие параметры, как SP, CALI, GR, LLS и DEPT в качестве входных данных для построения моделей классификации.

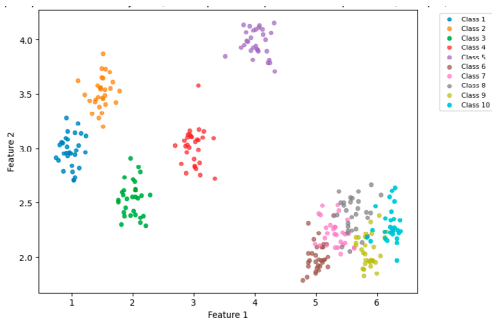


Рисунок 1. Пример 10-классовой обучающей выборки

Figure 1. Example of a 10-class training dataset

В 2020 г. в рамках совместного проекта специалистов ТОО «КМГ Инжиниринг» впервые на практике были протестированы и опробованы алгоритмы машинного обучения для классификации состава пород по данным месторождений АО НК «КазМунайГаз». На основании этого опыта

было установлено, что классические нейронные сети не обеспечивают достаточного качества классификации и не подходят для практического применения в задачах геологоразведки в текущих условиях.

На этапе тестирования выявились ключевые особенности разбиения данных: в первоначальных экспериментах разбиение осуществлялось по записям, а не по скважинам, что приводило к статистическим перекосам. Например, данные по одной скважине могли одновременно находиться как в обучающей, так и в тестовой выборке, что искажало итоговые метрики качества. В результате точность модели на тестовой выборке опускалась до 30%. В дальнейшем было принято решение о разбиении данных строго по скважинам, несмотря на уменьшение объема тестовой выборки.

В рамках этого же проекта была разработана и обучена модель классификатора на 10 пород. Для построения модели использовались два набора данных:

- данные по керну (20 скважин с 9 породами);
- данные по интерпретации ГИС (100 скважин с 10 породами).

После предварительной очистки от пропусков по шести основным признакам (SP, CALI, GR, LLS, DEPT) в выборке осталось 98 скважин. Очистка данных предполагала полное исключение записей с отсутствующими кривыми по любому из параметров. Шаг дискретизации по глубине составлял 10 см. В результате было сформировано около 450 тысяч строк по ГИС, из которых 115 тысяч строк содержали метки литологии и использовались для обучения и валидации модели.

Из опыта следует, что CALI, GR, LLS, SP и DEPT выступают ключевыми переменными для построения рабочей модели классификации литологии. При этом наилучшие результаты были достигнуты при применении методов градиентного бустинга и ансамблевых моделей, а также с использованием более сложных архитектур глубоких нейронных сетей для обработки больших массивов данных.

Полученный опыт подтвердил, что несмотря на существующие ограничения и сложности, применение технологий ИИ в интерпретации скважинных данных ГИС в реальных условиях Казахстана является перспективным направлением, требующим дальнейшего развития и тиражирования на уровне производственных структур.

По результатам анализа данных по 20 скважинам, для которых осуществлялся отбор керна, была выполнена попытка выделения литологии и последующего использования полученных данных в качестве обучающей выборки для построения модели ИИ. В рамках данного этапа работы по керновому материалу было классифицировано 9 пород, отражающих различия в литологическом составе пород.

Однако практика показала, что обучение модели исключительно на данных керна не обе-

спечивает необходимой точности и устойчивости результатов из-за ограниченного объёма выборки и недостаточного количества представленных образцов по каждому из классов. В связи с этим для дальнейшего обучения и повышения каче-

ства модели было принято решение использовать расширенную выборку, основанную на данных ГИС, которые включали те же интервальные характеристики, что и керн.

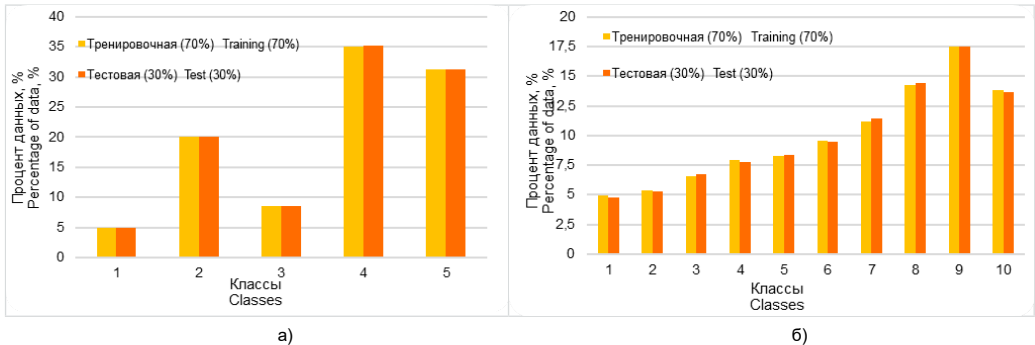


Рисунок 2. 5- и 10-классовые модели
Figure 2. 5-class and 10-class models

а) 5-классовый вариант / 5-class version; б) 10-классовый вариант / 10-class version

В результате была сформирована 10-классовая обучающая выборка по данным ГИС, отражающая выделенные ранее породы. На рис. 1 продемонстрирован пример такой выборки, где визуально видно, что часть пород хорошо разделяется по литологическим признакам, тогда как для других классов наблюдается частичное пересечение характеристик. Это указывает на необходимость дальнейшего уточнения методов предобработки и подбора оптимальных алгоритмов для повышения точности классификации.

Объединение выделенных по ГИС пород в породы по керну представляет собой самостоятельную задачу, обусловленную тем, что каждая порода по керновым данным является сложной структурой, состоящей из ряда взаимопересекающихся пород, расположенных в определённой последовательности.

В качестве примера приведено преобразование 10-классовой классификации пород в 5-классовую классификацию пород:

1. Класс 1 (песчаник крупнозернистый) соответствует 1-му классу пород.
2. Класс 2 (песчаник мелкозернистый) объединяет 2-й, 3-й и 4-й классы пород.
3. Класс 3 (алевролит) представлен 5-м классом пород.
4. Класс 4 (глинистый алевролит) включает 6-й, 7-й и 8-й классы пород.
5. Класс 5 (глина) объединяет 9-й и 10-й классы пород.

В обоих вариантах классификации разделение исходного набора данных на обучающую и валидационную выборки сохраняло исходные пропорции классов и не выявило значимого дисбаланса данных, в связи с чем применение методов балансировки выборки (таких как upscaling

или downscaling) не предполагается. Соотношение тренировочной и тестовой выборок принято равным 70% и 30% соответственно.

Гистограммы для 5-классового и 10-классового вариантов представлены на рис. 2. Такой формат графического представления позволяет легко сравнить распределение данных по классам для тренировочной и тестовой выборок.

Для решения задачи автоматической классификации литологии на основе геофизических данных использованы два набора данных, представленных в формате LAS-файлов:

1. Набор 1: 20 скважин, данные основаны на результатах исследований керна (целевой признак – 9 классов).

2. Набор 2: 100 скважин, данные основаны на интерпретации ГИС, целевой признак – 10 классов.

В качестве признаков использовались стандартные параметры ГИС: SP, LLS, GR, CALI, DEPT (глубина с шагом 10 см).

Для повышения устойчивости модели и учёта геологической специфики было выполнено укрупнение исходных 10 классов до 5 обобщённых классов, ранее описанных выше.

Проведённые предварительные эксперименты показали, что обучение моделей на наборе 1 (по данным керна) не обеспечивает приемлемого качества классификации, выраженного через метрику «сходимость» (максимальное значение в диапазоне 0,55–0,60). В связи с этим в дальнейших расчётах использовался исключительно набор 2, основанный на данных интерпретаций ГИС, позволяющий получить более стабильные и воспроизводимые результаты.

Ключевая задача проекта заключалась в разработке моделей именно для данных, осно-

ванных на ГИС, что позволяет масштабировать методику на полный фонд скважин. Для обеспечения качества итоговых моделей необходимо предусмотреть доступ к достаточному объёму данных керновых исследований для валидации и контроля обученных моделей (рис. 3).

В процессе подготовки исходных данных для построения моделей было загружено 100 скважин, что соответствует общему объёму в 1900000 строк. При этом значительная часть данных содержала пропуски различной природы. По результатам анализа установлено, что:

- полностью пустыми оказались около 452 тысячи строк (~25% от общего объёма);
- в 925 тысячах строк были неполные данные по ГИС-кривым;

– остаток после удаления пустых строк составил около 452 тысячи строк.

Из оставшихся данных только 115 тысяч строк (примерно 8% от исходного объёма) содержат полный набор необходимых признаков и могут быть использованы для обучения и валидации моделей. Остальные 337 тысяч строк допустимо использовать лишь для прогнозных расчётов без последующей проверки качества.

Статистика по признакам показала следующие средние проценты пропусков:

- целевая переменная – около 94%;
- CALI – около 33%;
- GR – около 26%;
- SP – около 75%;
- LLS – около 43%.

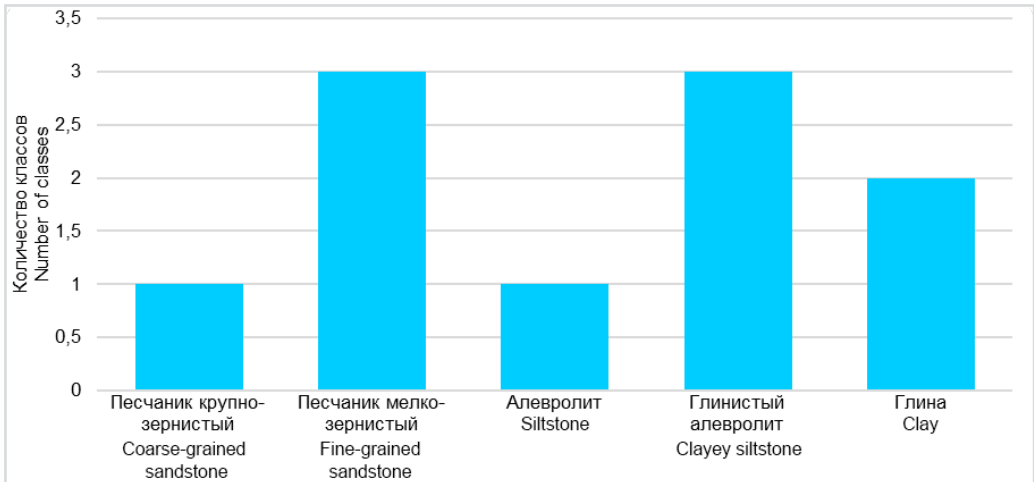


Рисунок 3. Группировка классов
Figure 3. Class grouping

Таким образом, изначально большой объём сырых данных значительно сокращается после обработки и удаления пропусков, что необходимо учитывать при построении и тестировании моделей машинного обучения.

Данные были разделены на обучающую и тестовую выборки. Тестовая выборка использовалась для проведения перекрёстной проверки с целью подбора оптимальных параметров модели. При этом данные теста применялись исключительно для оценки обобщающей способности модели и не использовались в процессе обучения.

В задачах контролируемого процесса обучения часто возникают проблемы смещения и дисперсии модели. Перекрёстная проверка позволяет сбалансировать эти характеристики, снижая переобучение и повышая устойчивость модели к особенностям конкретного набора данных.

В рамках исследования были протестированы следующие алгоритмы машинного обучения (табл. 1–2):

- Logistic Regression – использовалась в качестве базовой (vanilla) модели для целей

сравнения. Является простым и быстрым алгоритмом, эффективно выявляющим линейные зависимости;

- Random Forest – мощный ансамблевый метод, хорошо работающий на различных типах данных. Однако обученные модели могут занимать значительный объём памяти;

- XGBoost – адаптивный градиентный бустинг, демонстрирующий высокую эффективность и скорость среди моделей своего класса. Отличается хорошим балансом между точностью и вычислительной сложностью.

Согласно результатам экспериментов, наилучшие показатели качества продемонстрировали модели Random Forest и XGBoost. При этом XGBoost обучается существенно дольше, но генерирует более компактную модель: например, модель Random Forest занимала около 18 ГБ памяти.

Для задачи ранжирования скважин была выбрана обученная модель на основе Random Forest с параметрами: число деревьев – 250 ед.;

- максимальная глубина деревьев – 45 ед.;

Таблица 1. Сравнительная таблица рассматриваемых алгоритмов (10-классовая)
Table 1. Comparative table of the considered algorithms (10-class)

Показатели / Metrics	Logistic Regression	Random Forest	XG-Boost
Точность Accuracy Score	0,23	0,81	0,81
Среднее F1 Macro Score	0,17	0,81	0,81
Средневзвешенное F1 Weighted Score	0,19	0,81	0,81
Размер модели Model Size	0,02 mb	2 321 mb	609 mb
Скорость Predict Speed (s)	0,01	4,3	129,7

• размер модели – 619 Мб для выборки с 5 классами и 2321 Мб для выборки с 10 классами;

• точность модели (метрика качества на тестовой выборке) составила 0,9 и 0,8 соответственно.

В качестве признаков использовались как исходные геофизические кривые, так и производные признаки, такие как первая и вторая производные кривой SP, а также синтетические признаки, полученные с помощью арифметических операций над исходными данными.

В дополнение к Random Forest и XGBoost были протестированы также алгоритмы LightGBM, Decision Tree, Linear Regression и др. По итогам сравнения наилучшие результаты показал алгоритм Random Forest, достигнув значения метрики качества 0,9.

В рамках данного исследования в качестве оптимального решения для поставленной задачи был выбран алгоритм Random Forest, продемонстрировавший наилучшее соотношение точности и вычислительной эффективности. Хотя алгоритм XGBoost показал аналогичные метрики качества, предпочтение было отдано Random Forest с учётом вышеописанного.

С учётом минимального целевого порога точности (точность > 0,85), была выбрана модель классификации с разделением на 5 классов. Такой подход обеспечил требуемый уровень обобщающей способности при сохранении интерпретируемости результатов.

Следует подчеркнуть, что представленные решения по выбору количества классов, алгоритма и его параметров не следует рассматривать как универсальные для более масштабных или разнородных наборов данных. Проведённый анализ ориентирован исключительно на демонстрацию предсказательной способности моделей в рамках данного проекта, ограниченного выборкой из 100 скважин.

Оценка производительности модели Random Forest на тестовой выборке показала высокий уровень точности (0,9) при использовании 5-классовой схемы классификации, что под-

Таблица 2. Сравнительная таблица рассматриваемых алгоритмов (5-классовая)
Table 2. Comparative table of the considered algorithms (5-class)

Показатели / Metrics	Logistic Regression	Random Forest	XG-Boost
Точность Accuracy Score	0,49	0,90	0,90
Среднее F1 Macro Score	0,34	0,88	0,88
Средневзвешенное F1 Weighted Score	0,46	0,90	0,90
Размер модели Model Size	0,02 mb	619 mb	134 mb
Скорость Predict Speed (s)	0,01	1,7	40,0

тверждает её применимость для ранжирования объектов в рассматриваемом контексте.

Для более детального анализа качества классификации были рассчитаны показатели точности по каждому классу как для модели Random Forest, так и для логистической регрессии (табл. 3). Средняя точность модели Random Forest составила 0,90, что значительно превышает соответствующий показатель логистической регрессии – 0,63.

Таблица 3. Сравнение двух моделей
Table 3. Comparison of two models

Параметры сравнения Comparison Parameters	Точность / Accuracy	
	Random Forest	Logistic Regression
Средняя Average	0,90	0,63
Точность по классу №1 Accuracy class No. 1	0,92	0,55
Точность по классу №2 Accuracy class No. 2	0,92	0,78
Точность по классу №3 Accuracy class No. 3	0,75	0,61
Точность по классу №4 Accuracy class No. 4	0,89	0,66
Точность по классу №5 Accuracy class No. 5	0,93	0,57

Разбивка по классам показала, что модель Random Forest демонстрирует устойчиво высокую точность для большинства категорий. Так, для классов №1, №2 и №5 точность составила 0,92, 0,92 и 0,93 соответственно. Несколько ниже точность наблюдается для класса №3 (0,75), что, вероятно, связано с его внутренней неоднородностью или ограниченным числом объектов в выборке. Тем не менее и в этом случае Random Forest превосходит логистическую регрессию, точность которой по данному классу составляет 0,61.

По всем пяти классам модель Random Forest обеспечивает стабильное и высокое качество классификации, тогда как логистическая регрессия демонстрирует более выраженную вариативность и менее удовлетворительные результаты – от 0,55 до 0,78.

Таким образом, сравнение точности по классам подтверждает преимущество алгоритма Random Forest в рассматриваемой задаче классификации скважин по выделенным категориям.

На рис. 4 представлены распределения точности для моделей Random Forest и логистической регрессии. График демонстрирует распределение точности моделей Random Forest и логистической регрессии.

Синяя кривая и столбцы – Random Forest: точность сконцентрирована в диапазоне 0,93–0,99, что свидетельствует о высокой стабильности и качестве модели. Оранжевая кривая и столбцы – Logistic Regression: точность распределена шире и смещена к более низким

значениям (около 0,49), что указывает на худшую предсказательную способность.

Анализ матриц ошибок показывает, что каждая из рассмотренных моделей демонстрирует различное поведение при классификации отдельных литологических классов. В целом, наибольшая точность достигается при распознавании песчаника, алевролита и глин, в то время как другие классы определяются менее уверенно.

Особенно стоит отметить, что глины стабильно показывают наивысшие значения F1-метрики при использовании как контролируемых, так и неконтролируемых алгоритмов. Это преимущество объясняется более широкой представленностью глин в разрезе, что обеспечивает лучшее обучение моделей на этом классе.

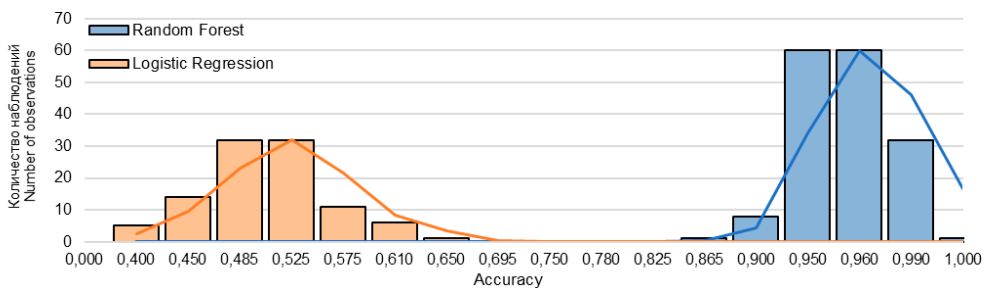


Рисунок 4. Сравнение двух моделей
Figure 4. Comparison of two models

На рис. 5 представлена визуализация результатов классификации фаций, полученных в результате применения обученной модели машинного обучения. Колонки с первой по пятую отражают входные каротажные параметры, используемые при обучении модели: ГК, БК, коэффициент водонасыщенности, ПС и нормализованный ПС соответственно. Эти параметры представляют собой основную информацию о литологическом разрезе скважины и служат входными признаками для алгоритма классификации.

Шестая колонка содержит прогнозные данные по фациям, полученные с помощью обученной модели. В седьмой колонке приведены эталонные данные, полученные по результатам интерпретации профильными специалистами. Восьмая колонка отображает фации в виде цветовой шкалы (от 1 до 5), где каждому классу соответствует определённый цвет, что облегчает визуальное сопоставление между прогнозом и экспертной интерпретацией.

Сравнительный анализ показывает высокую степень сходимости между результатами, полученными моделью, и экспертной интерпретацией, включая как тонкослоистые, так и более протяжённые литологические интервалы. Коэффициент сходимости между модельной классификацией и экспертной разметкой на данной

скважине приближается к 1, что свидетельствует о высокой точности и надёжности применённого подхода.

Таким образом, использование алгоритмов машинного обучения демонстрирует высокую эффективность в автоматизированной интерпретации фаций на основе стандартных каротажных данных и может служить надёжным инструментом в геологоразведочной практике.

На текущий момент данная модель внедрена в информационную систему (далее – ИС) ТОО «КМГ Инжиниринг», предназначенную для оперативного прогнозирования литологии по каротажным данным (используется 4 и 6 кривых). Скважинные данные загружаются в ИС. Далее обученная модель классифицирует каждый метр разреза, присваивая ему один из заранее определённых литологических типов. Результаты выводятся в виде цветочкодируемых колонок, сопоставимых с ручной интерпретацией специалистов, что позволяет оперативно корректировать стратиграфические модели и уточнять границы пластов (рис. 6).

ИС обеспечивает визуализацию всех этапов – от исходных каротажных кривых до прогнозируемых литологий – в едином окне. Это позволяет быстро оценивать изменения фациальной обстановки.

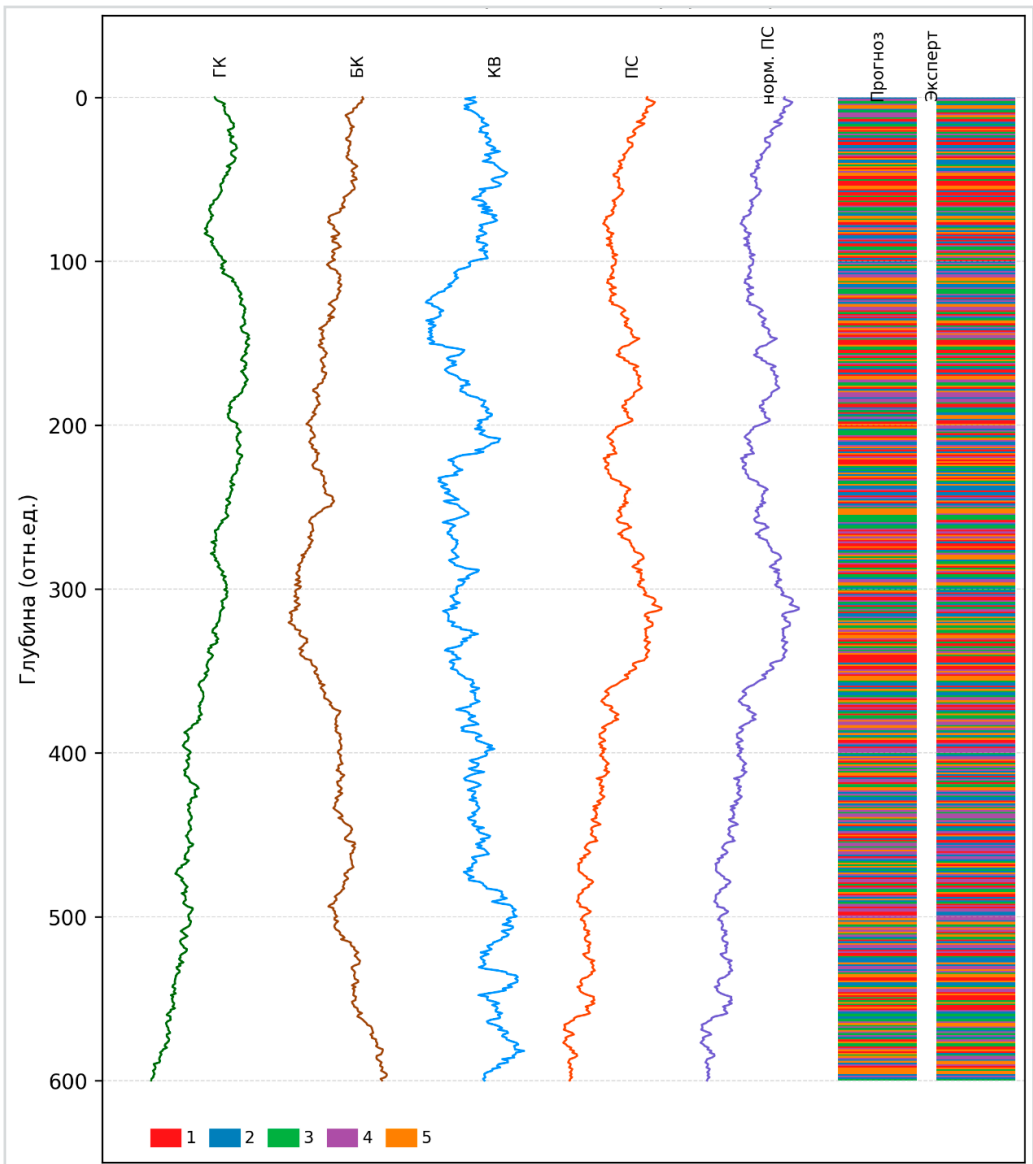


Рисунок 5. Использование обученной модели по сравнению с человеком
Figure 5. Application of the trained model in comparison with human interpretation

Подобные подходы уже реализуются в интегрированном ПО в разных компаниях (Dream Cloud⁷ и CIFLog⁸).

Таким образом, использование машинного обучения в сочетании с современными информационными системами позволяет повысить точность и скорость интерпретации каротажных данных, снизить зависимость от субъективного фактора и обеспечить постоянное улучшение прогностических моделей за счёт накопления новой информации.

Интегрированные программные решения

Крупнейшие мировые компании, такие как Schlumberger, разрабатывают интегрированные программные комплексы. Например, DELFI – это платформа для когнитивной разведки и разработки месторождений, включающая обработку и интерпретацию данных, стандартизацию, очистку и анализ. ПО Techlog позволяет анализировать каротажные данные с помощью интеллектуальных алгоритмов.

⁷ Dream Cloud Collaboration Platform – промышленная облачная платформа CNPC для цифровой трансформации и совместной работы нефтегазовых предприятий.

⁸ CIFLog – это программная платформа для обработки и интерпретации данных ГИС, разработанная CNPC.

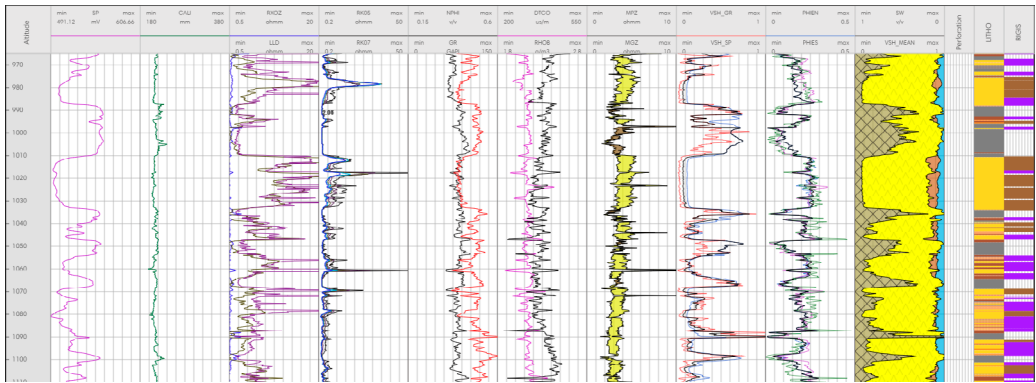


Рисунок 6. Использование внедренных моделей в ИС
Figure 6. Application of implemented models in information systems

В Китае разрабатываются собственные платформы, такие как Dream Cloud Collaboration Platform от CNPC⁹, LEAD¹⁰ и CIFlog. Развиваются технологии ИИ для моделирования пластов, интерпретации каротажа и геонавигации при бурении горизонтальных скважин [6].

Оборудование для геофизической разведки

Исследования в области ИИ и геофизической разведки стремительно развиваются по всему миру. Геофизическая разведка исторически является одной из первых отраслей, где использовались цифровые технологии, включая высокопроизводительные вычисления, трехмерную визуализацию и компьютерные сети.

ИИ применяется в оборудовании для геофизической разведки, включая вибросейсморазведку, беспилотники и сейсмическую аппаратуру.

Интеллектуальная вибросейсморазведка позволяет адаптировать параметры работы (мощность, диапазон частот, время сканирования и фазу) в зависимости от условий на поверхности и глубинных геологических характеристик, повышая безопасность и снижая нагрузку на окружающую среду.

Беспилотники используются для сбора геофизических данных, детальной топографической съёмки, оценки рисков, мониторинга узловых точек, восстановления данных, доставки оборудования и спасательных операций.

Современные сейсмические системы включают проводные (G3i¹¹) и беспроводные (OBN (англ. Ocean Bottom Node – донный сейсмичес-

кий узел), Hawk¹², eSeis¹³) решения. Технологии OBN позволяют преодолевать ограничения, связанные с шумами, плохой проходимостью местности и узким диапазоном наблюдений.

Заключение

Для Казахстана, обладающего крупными нефтегазовыми месторождениями, такими как Тенгиз, Кашаган и Карачаганак, внедрение ИИ в разведку и разработку – это не просто тренд, а реальная необходимость. Мы сталкиваемся с серьезными вызовами: сложные геологические условия, высокая неоднородность пластов, возрастающие затраты на добычу и необходимость более рационального использования ресурсов.

ИИ уже помогает нашей нефтегазовой отрасли решать эти задачи. Автоматизированный анализ геологоразведочных данных, прогнозирование продуктивности скважин и моделирование пластов на основе машинного обучения позволяют нам повышать эффективность работы. Казахстанские компании начинают активно использовать технологии цифровых двойников, интеллектуального управления добычей и автоматизированной интерпретации сейсмических данных [10–12].

Наша страна уверенно движется в сторону цифровизации нефтегазовой отрасли. В условиях глобальной конкуренции и требований устойчивого развития нам необходимо активнее внедрять ИИ, чтобы повышать коэффициент извлечения нефти, снижать издержки и минимизировать экологическое воздействие. ИИ – это не просто инструмент, а один из ключей к будущему нашей энергетики.

⁹ CNPC (англ. China National Petroleum Corporation) – Китайская национальная нефтегазовая корпорация.

¹⁰ LEAD (англ. Log Evaluation & Application Desktop) – интегрированное ПО для каротажной обработки и интерпретации, разработанное CNPC.

¹¹ G3i – это системы сбора и регистрации данных, разработанная INOVA.

¹² Hawk – это мультифункциональный инструмент наземной сеймики, автономная нодальная система.

¹³ eSeis – беспроводная сейсморазведочная система, разработанная дочерней структурой CNPC.

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: Аяганова А.И. – разработка структуры статьи, анализ результатов исследования, подготовка рукописи; Курмангалиев Д.Ж. – сбор и обработка данных, разработка и тестирование моделей машинного обучения; Абилгазиева А.Ш. – проведение литературного обзора, сравнительный анализ научных источников; Дукесова Н.К. – валидация результатов исследования, научное редактирование и финальная проверка рукописи.

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: Anar I. Ayaganova – development of the article structure, analysis of the research results, and preparation of the manuscript; Darkhan Zh. Kurmangaliyev – data collection and processing, development and testing of machine learning models; Aliya Sh. Abilgazyeva – conducting the literature review and comparative analysis of scientific sources; Nadezhda K. Dukessova – validation of the research results, scientific editing, and final revision of the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Alaudah Y., Alfarraj M., AlRegib G. Machine learning for characterization of subsurface geology from seismic images // *Journal of Applied Geophysics*. 2019. Vol. 164. P. 225–239. doi: [10.1016/j.jappgeo.2019.02.005](https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.02.005).
2. Qi J., Zhang B., Lyu B. Seismic attribute selection for machine-learning-based facies analysis // *Geophysics*. 2020. Vol. 85, N 2. P. 017–035. doi: [10.1190/geo2019-0223.1](https://doi.org/10.1190/geo2019-0223.1).
3. Ронкин М.В., Акимова Е.Н., Мислов В.Е., Решетников К.И. Обзор применения глубоких нейронных сетей и параллельных архитектур в задачах фрагментации горных пород // *Вестник ЮУГУ. Серия «Вычислительная математика и информатика»*. 2023. Т. 12, №4. С. 5–54. doi: [10.14529/cmse230401](https://doi.org/10.14529/cmse230401).
4. slb.com [интернет]. SLB. Techlog Wellbore Software Platform [дата обращения 12.02.2025]. Доступ по ссылке: www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/techlog
5. slb.com [интернет]. SLB. Remote Operations and Digital Logging Solutions [дата обращения 12.02.2025]. Доступ по ссылке: www.slb.com
6. neftegaz.ru [интернет]. ИА Neftegaz.RU. Halliburton представила интеллектуальную цифровую платформу для бурения и каротажа скважин [дата обращения 12.02.2025]. Доступ по ссылке: neftegaz.ru/news/Oborudovanie/701778-halliburton-predstavila-intellektualnyuyu-tsifrovuyu-plattformu-diya-bureniya-i-karotazha-skvazhin/?ysclid=m8vzcjbz7594922150.
7. Kaur H., Pham N., Fomel S., et al. A deep learning framework for seismic facies classification // *Interpretation*. 2022. Vol. 11, N 4. P. 1–47. doi: [10.1190/int-2022-0048.1](https://doi.org/10.1190/int-2022-0048.1).
8. Абдуллина К.М., Спивак А.И. Применение нейронной сети архитектуры U-NET для задачи локализации нарушений целостности цифровых изображений // *Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики*. 2020. Т. 20, №3. С. 425–431. doi: [10.17586/2226-1494-2020-20-3-425-431](https://doi.org/10.17586/2226-1494-2020-20-3-425-431).
9. Волков С.С., Курочкин И.И. Применение глубоких нейронных сетей, основанных на LSTM, для решения задач классификации // *Международная научно-техническая конференция «Перспективные информационные технологии»*; 24–27 Май, 2021; Самара, Россия. Режим доступа: repo.ssau.ru/jspui/handle/123456789/2911.
10. kmg.kz [интернет]. АО НК «КазМунайГаз». Интеллектуальные месторождения. Кейсы КМГ [дата обращения 25.02.2025]. Доступ по ссылке: www.kmg.kz/ru/press-center/articles/intellectual-fields-cases/.
11. tengizchevroil.com [интернет]. ТШО. В Тенгизшевройл рассказали, как используется искусственный интеллект [дата обращения 25.02.2025]. Доступ по ссылке: www.tengizchevroil.com/ru/tco-news/detail/2024/04/06/how-artificial-intelligence-is-used-in-tengizchevroil.
12. forbes.kz [интернет]. Forbes Kazakhstan. «Каспий нефть»: цифровизация месторождения и социальная ответственность бизнеса [дата обращения 25.02.2025]. Доступ по ссылке: forbes.kz/articles/kaspiy_neft_tsifrovizatsiya_mestorojdeniya_zabota_o_kdrah_i_regione.

REFERENCES

1. Alaudah Y, Alfarraj M, AlRegib G. Machine learning for characterization of subsurface geology from seismic images. *Journal of Applied Geophysics*. 2019;164:225–239. doi: [10.1016/j.jappgeo.2019.02.005](https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.02.005).
2. Qi J, Zhang B, Lyu B. Seismic attribute selection for machine-learning-based facies analysis. *Geophysics*. 2020;85(2):017–035. doi: [10.1190/geo2019-0223.1](https://doi.org/10.1190/geo2019-0223.1).

3. Ronkin MV, Akimova EN, Misilov VE, Reshetnikov KI. Review on Application of Deep Neural Networks and Parallel Architectures for Rock Fragmentation Problems. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Computational Mathematics and Software Engineering*. 2023;12(4):5–54. doi: [10.14529/cmse230401](https://doi.org/10.14529/cmse230401). (In Russ).
4. slb.com [Internet]. SLB. Techlog Wellbore Software Platform [cited 2025 Feb 12]. Available from: www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/techlog
5. slb.com [Internet]. SLB. Remote Operations and Digital Logging Solutions [[cited 2025 Feb 12]. Available from: www.slb.com
6. neftegaz.ru [Internet]. Neftegaz.RU. Halliburton unveils Intelligent digital platform for drilling and logging wells [cited 2025 Feb 12]. Available from: neftegaz.ru/news/Oborudovanie/701778-halliburton-predstavila-intellektualnuyu-tsifrovuyu-platfomu-dlya-bureniya-i-karotazha-skvazhin/?ysclid=m8vzcyjblz7594922150. (In Russ).
7. Kaur H, Pham N, Fomel S, et al. A deep learning framework for seismic facies classification. *Interpretation*. 2022;11(4):1–47. doi: [10.1190/int-2022-0048.1](https://doi.org/10.1190/int-2022-0048.1).
8. Abdullina KM, Spivak AI. U-NET Architecture Neural Network for Localization of Digital Images Integrity Violation. *Scientific and Technical Journal of Information Technologies, Mechanics and Optics*. 2020;20(3):425–431. doi: [10.17586/2226-1494-2020-20-3-425-431](https://doi.org/10.17586/2226-1494-2020-20-3-425-431).
9. Volkov SS, Kurochkin II. *Primeneniye glubokih neyronnykh setey, osnovannykh na LSTM, dlya resheniya zadach klassifikatsii*. International Scientific Conference Proceedings “Advanced Information Technologies and Scientific Computing”; 2021 May 24–27; Samara, Russia. Available from: repo.ssau.ru/jspui/handle/123456789/2911. (In Russ).
10. kmg.kz [Internet]. KazMunayGas. Intellektual'nyye mestorozhdeniya. Keysy KMG [cited 2025 Feb 25]. Available from: www.kmg.kz/ru/press-center/articles/intellectual-fields-cases/. (In Russ).
11. tengizchevroil.com [Internet]. TCO. How artificial intelligence is used in Tengizchevroil [cited 2025 Feb 25]. Available from: www.tengizchevroil.com/ru/tco-news/detail/2024/04/06/how-artificial-intelligence-is-used-in-tengizchevroil. (In Russ).
12. forbes.kz [Internet]. Forbes Kazakhstan. Caspian Oil: Digitalization of the Field and Corporate Social Responsibility [cited 2025 Feb 25]. Available from: forbes.kz/articles/kaspiy_neft_tsifrovizatsiya_mestorojdeniya_zabota_o_kadrah_i_regione. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Аяганова Анар Изгалиевна

ORCID [0009-0009-9712-6737](https://orcid.org/0009-0009-9712-6737)

e-mail: anar.ayaganova@aogu.edu.kz.

Курмангалиев Дархан Жунусканович

ORCID [0009-0000-6898-1907](https://orcid.org/0009-0000-6898-1907)

e-mail: d.kurmangaliyev@kmg.kz.

Абилгазиева Алия Шаймерденовна

ORCID [0009-0001-8496-6931](https://orcid.org/0009-0001-8496-6931)

e-mail: aliya-abilgaz@mail.ru.

***Дукессова Надежда Куандыковна**

ORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)

e-mail: n.dukessova@kmg.kz.

AUTHORS' INFO

Anar I. Ayaganova

ORCID [0009-0009-9712-6737](https://orcid.org/0009-0009-9712-6737)

e-mail: anar.ayaganova@aogu.edu.kz.

Darkhan Zh. Kurmangaliyev

ORCID [0009-0000-6898-1907](https://orcid.org/0009-0000-6898-1907)

e-mail: d.kurmangaliyev@kmg.kz.

Aliya Sh. Abilgazyeva

ORCID [0009-0001-8496-6931](https://orcid.org/0009-0001-8496-6931)

e-mail: aliya-abilgaz@mail.ru.

***Nadezhda K. Dukessova**

ORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)

e-mail: n.dukessova@kmg.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 553.982.2
МРНТИ 38.53.17

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969)

Получена: 31.03.2026.
Одобрена: 22.05.2026.
Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Комплексная интерпретация геохимических, физико-химических исследований и PVT-параметров для верификации фазовой зональности залежей (на примере месторождения Восточный Урихтау)

Е.Ш. Сейтхазиев¹, Т.С. Джарасова¹, А.Е. Алдебек¹, Н.К. Ыхласов¹, Р. Рахымберди²

¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

²Урихтау Оперейтинг, г. Актобе, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Корректная идентификация фазового состояния флюидов (нефть или газоконденсат) месторождения Восточный Урихтау критически важна для достоверной оценки запасов и выбора системы разработки. Аномальные значения газового фактора в скважинах ВУ-6 и ВУ-7 (до 1000 м³/м³) и расхождение гипсометрических отметок предполагаемого газонефтяного контакта с региональными данными создают неопределённость, требующую разрешения с применением комплексных методов.

Цель. Установление генетической и фазовой принадлежности пластовых углеводородных систем месторождения Восточный Урихтау по семи скважинам на основе мультидисциплинарного подхода.

Материалы и методы. Объектом исследования послужили семь глубинных проб флюида из скважин ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8. Комплекс исследований включал газовую хроматографию, газовую хромато-масс-спектрометрию, фингерпринтинг, биомаркерный анализ (стераны, терпаны, ароматические углеводороды), а также физико-химические и PVT-исследования на установке FLUID EVAL™ с визуальным контролем фазового состояния.

Результаты. Биомаркерный анализ подтвердил генетическое единство всех проб: флюиды сформированы в единой нефтематеринской системе морского карбонатного генезиса. На основе комплекса критериев (плотность >780 кг/м³, молекулярная масса >150 г/моль, содержание C₇₊ >85%, соотношение $\sum(C_{1-9})/\sum(C_{10+}) < 1$) все образцы классифицированы как нефть. Образец из скважины ВУ-7 идентифицирован как летучая нефть. PVT-исследования и визуальные наблюдения исключили наличие газоконденсатных систем. Установленная фазовая модель представляет собой нефтяную залежь с гравитационной сегрегацией и переходной зоной летучей нефти в кровельной части, без классической газовой шапки.

Заключение. Применённый мультидисциплинарный подход позволил верифицировать фазовую зональность флюидов Восточного Урихтау. Обоснованная модель залежи (нефтяная оторочка без выделенной газовой шапки) требует использования объёмного метода подсчёта запасов и учёта выявленной фазовой неоднородности при проектировании системы разработки для минимизации геологических рисков и корректной оценки ресурсной базы.

Ключевые слова: фазовая зональность флюидов, биомаркерный анализ, газовый фактор, PVT, Восточный Урихтау, Прикаспийская впадина.

Как цитировать:

Сейтхазиев Е.Ш., Джарасова Т.С., Алдебек А.Е., и др. Комплексная интерпретация геохимических, физико-химических исследований и PVT-параметров для верификации фазовой зональности залежей (на примере месторождения Восточный Урихтау) // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 74–92. DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969).

UDC 553.982.2
CSCSTI 38.53.17

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969)

Received: 31.03.2026.

Accepted: 22.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Comprehensive Interpretation of Geochemical, Physicochemical Studies and PVT Parameters for Verification of Phase Zonation of Reservoirs (A Case Study of the Eastern Urikhtau Field)

Yessimkhan S. Seitkhaziyev¹, Tolganay S. Jarassova¹, Almira Ye. Aldebek¹, Naurzybay K. Ykhlassov¹, Rauan Rakhymberdi²

¹Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²Urikhtau Operating, Aktobe, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Correct identification of the fluid phase state (oil or gas condensate) at the Eastern Urikhtau field is critically important for reliable reserve estimation and the selection of an appropriate development strategy. Anomalously high gas-oil ratio values in wells EU-6 and EU-7 (up to 1000 m³/m³) as well as discrepancies between the hypsometric levels of the presumed gas-oil contact and regional data, create uncertainty that requires resolution using an integrated approach.

Aim: To determine the genetic origin and phase state of reservoir hydrocarbon systems at the Eastern Urikhtau field based on data from seven wells using a multidisciplinary approach.

Materials and methods: The study was based on seven bottomhole fluid samples collected from wells EU-1–EU-4 and EU-6–EU-8. The analytical program included gas chromatography (GC), gas chromatography–mass spectrometry (GC-MS), fingerprinting, biomarker analysis (steranes, terpanes, aromatic hydrocarbons), as well as physicochemical and PVT analyses using the FLUID EVAL™ system with visual phase-state monitoring.

Results: Biomarker analysis confirmed the genetic uniformity of all samples, indicating that the fluids were generated within a single marine carbonate petroleum system. Based on a set of criteria (density >780 kg/m³, molecular weight >150 g/mol, C₇₊ content >85%, $\Sigma(C_1-C_9)/\Sigma(C_{10+})$ ratio <1), all samples were classified as oil. The sample from well EU-7 was identified as volatile oil. PVT analyses and visual observations ruled out the presence of gas-condensate systems. The established phase model corresponds to an oil reservoir characterized by gravitational segregation and a volatile-oil transition zone in the crestal part of the structure, without a conventional gas cap.

Conclusion: The multidisciplinary approach applied in this study enabled verification of the fluid phase zonation at the Eastern Urikhtau field. The proposed reservoir model, representing an oil rim without a distinct gas cap, requires the application of the volumetric method for reserve estimation and consideration of the identified phase heterogeneity during field development planning in order to minimize geological risks and ensure accurate resource assessment.

Keywords: fluid phase zonation; biomarker analysis; gas-oil ratio; PVT; Eastern Urikhtau; Precaspian Basin.

To cite this article:

Seitkhaziyev YS, Jarassova TS, Aldebek AY, et al. Comprehensive Interpretation of Geochemical, Physicochemical Studies and PVT Parameters for Verification of Phase Zonation of Reservoirs (A Case Study of the Eastern Urikhtau Field). *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):74–92.

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969).

ӨОЖ 553.982.2

ГТАХР 38.53.17

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969)

Қабылданды: 31.03.2026.

Мақұлданды: 22.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Кен орындарының фазалық аймақтылығын верификациялау үшін геохимиялық, физикалық-химиялық зерттеулер мен PVT параметрлерін кешенді түсіндіру (Шығыс Өріктау кен орнының мысалында)

Е.Ш. Сейтқазиев¹, Т.С. Джарасова¹, Ә.Е. Әлдебек¹, Н.Қ. Ықыласов¹, Р. Рақымберді²

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²Өріктау Оперейтинг, Ақтөбе қаласы, Қазақстан

АҢДАТПА

Негіздеу. Шығыс Өріктау кен орнындағы сұйықтықтардың (мұнай немесе газ конденсаты) фазалық жай-күйін дұрыс сәйкестендіру қорларды сенімді бағалау және игеру жүйесін таңдау үшін өте маңызды. ВУ-6 және ВУ-7 ұңғымаларындағы газ факторының қалыптан тыс мәндері (1000 м³/м³ дейін) және болжамды газ-мұнай байланысының гипсометриялық белгілерінің аймақтық деректермен сәйкес келмеуі кешенді әдістерді қолдана отырып шешуді талап ететін белгісіздік тудырады.

Мақсаты. Мультидисциплинарлық тәсіл негізінде жеті ұңғыма бойынша Шығыс Өріктау кен орнының қабаттық көмірсутек жүйелерінің генетикалық және фазалық тиесілігін анықтау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8 ұңғымаларынан алынған жеті тереңдік флюид сынамасы қарастырылды. Зерттеулер кешеніне газ хроматографиясы, газ хромато-масс-спектрометриясы, саусақ ізі, биомаркерлік талдау (стерандар, терпандар, хош иісті көмірсутектер), сондай-ақ FLUID EVAL™ қондырғысындағы фазалық күйді визуалды бақылаумен жүргізілетін физикалық-химиялық және PVT-зерттеулері кірді.

Нәтижелері. Биомаркерлік талдау барлық сынамалардың генетикалық біртұтастығын растады: теңіздегі карбонатты генезистің бірыңғай мұнай-аналық жүйесінде сұйықтықтар пайда болды. Кри-терийлер кешеніне негізделген (тығыздығы > 780 кг/м³, молекулалық салмағы >150 г/моль, мазмұны C₇₊ >85%, қатынасы $\Sigma(C_1-C_9)/\Sigma(C_{10+}) <1$) барлық үлгілер мұнай ретінде жіктеледі. ВУ-7 ұңғымасынан алынған үлгі ұшпа мұнай ретінде анықталды. PVT зерттеулері мен визуалды бақылаулар газ конденсаты жүйелерінің болуын жоққа шығарды. Белгіленген фазалық модель классикалық газды телпексіз, гравитациялық сегрегациясы және жоғарғы бөлігінде ұшпа мұнайдың өтпелі аймағы бар мұнай кенішін сипаттайды.

Қорытынды. Қолданылған көпсалалы тәсіл Шығыс Өріктау сұйықтықтарының фазалық аймақтылығын тексеруге мүмкіндік берді. Кен орнының негізделген моделі (бөлінген газ қалпақшасы жоқ мұнай жиегі) қорларды есептеудің көлемдік әдісін қолдануды және геологиялық тәуекелдерді азайту және ресурстық базаны дұрыс бағалау үшін игеру жүйесін жобалау кезінде анықталған фазалық біртектілікті ескеруді талап етеді.

Негізгі сөздер: флюидтердің фазалық аймақтылығы, биомаркерлік талдау, газ факторы, PVT, Шығыс Өріктау, Каспий маңы ойпаты.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтқазиев Е.Ш., Джарасова Т.С., Әлдебек Ә.Е., және б. Кен орындарының фазалық аймақтылығын верификациялау үшін геохимиялық, физикалық-химиялық зерттеулер мен PVT параметрлерін кешенді түсіндіру (Шығыс Өріктау кен орнының мысалында) // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 74–92 б. DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969).

Введение

Региональный обзор и геологическое строение. Прикаспийская впадина является одной из наиболее глубоких и перспективных нефтегазоносных провинций Казахстана. Субокеанический генезис её палеоструктур обусловил формирование мощного осадочного чехла с уникальным ресурсным потенциалом. Продуктивность региона охватывает широкий стратиграфический диапазон – от среднего девона до неогена, однако основные запасы сосредоточены в позднепалеозойских подсолевых карбонатных комплексах [1]. В восточном секторе впадины ключевым объектом является Жанажольская система карбонатных платформ, формирование которой в визейско-жельский век обеспечило накопление мощных мелководно-шельфовых осадков, вмещающих такие месторождения, как Жанажол, Урихтау, Кожасай и Алибекмола [2].

Генетическая типизация нефтей Восточного Прикаспия. Современные исследования биомаркерного состава флюидов указывают на наличие множественных автономных центров генерации углеводородов (далее – УВ). Установлено, что нефти подсолевых отложений (Кожасай, Алибекмола, Урихтау) сгенерированы преимущественно карбонатной нефтематеринской породой (далее – НМП) морского генезиса. В то же время нефти надсолевых комплексов (Каратобе, Южное Каратобе) связаны с морским глинистым органическим веществом (далее – ОВ) [5, 6].

Особый интерес представляет термическая зрелость: подсолевые нефти карбонатного генезиса характеризуются относительно низкими показателями катагенеза по сравнению с надсолевыми аналогами (Лактыбай, Акжар Восточный). На основе анализа 130 образцов был сформирован геохимический атлас, в котором выделено 7 групп нефтей, отражающих фациальную изменчивость НМП и пути миграции флюидов в восточной части бассейна.

Проблема фазового состояния месторождения Восточный Урихтау. Месторождение Восточный Урихтау, открытое в 2015 г., является продолжением развития ресурсной базы Урихтауской группы поднятий. Продуктивность здесь установлена в карбонатных толщах КТ-I и КТ-II. Однако в ходе освоения и бурения скважин ВУ-6 и ВУ-7 возникла острая научно-практическая неопределённость, связанная с фазовой принадлежностью флюидов.

При среднем уровне газового фактора (далее – ГФ) по месторождению в пределах 300–500 м³/м³ в указанных скважинах зафиксированы аномально высокие значения ГФ, достигающие 1000 м³/м³. Это создаёт дилемму: имеем ли мы дело с нефтяной залежью с высоким содержанием растворённого газа (летучая нефть) или же с ретроградной газоконденсатной системой?

При испытании поисковой скважины ВУ-1 из отложений КТ-II был получен приток газа дебитом 10 480 м³/сут и нефти 1,5 м³/сут. Опера-

тивный подсчёт запасов для КТ-I и КТ-II был выполнен в 2016 г., а последний пересчёт запасов был успешно защищен в 2023 г.

По результатам интерпретации глубинных проб флюидов возникает неопределённость в вопросе наличия газовой шапки на месторождении Восточный Урихтау. Сопоставление гипсометрических отметок газонептяных контактов (далее – ГНК) по соседним месторождениям Жанажол (-3385 м) и Урихтау Центральный (-3470 м) свидетельствует об их близком структурном положении в пределах региона (рис. 2). В то же время для Восточного Урихтау по данным глубинных проб предполагаемый ГНК фиксируется на значительно более низкой отметке (-3792,6 м), что не согласуется с региональной структурной моделью и установленными закономерностями распределения флюидов.

Указанное расхождение позволяет предположить отсутствие классической газовой шапки на месторождении Восточный Урихтау. Зафиксированные повышенные значения ГФ и признаки газоконденсатности, вероятно, обусловлены фазовым поведением углеводородной системы (разгазирование нефти, переходные флюиды), а также повышенной термической зрелостью ОВ.

Актуальность и задачи исследования. Корректная идентификация типа флюида («нефть» или «газоконденсат») на этапе доразведки имеет критическое значение для недропользования. Ошибка в типизации ведет к неверному выбору объёмных коэффициентов, что влечёт погрешность в оценке извлекаемых запасов жидких УВ в диапазоне 20–40%. Высокая летучесть компонентов в подсолевых горизонтах может быть следствием как гравитационной сегрегации в единой системе, так и высокой термической зрелости ОВ в глубоководных зонах генерации.

Целью данной работы является установление генетической и фазовой принадлежности пластовых систем Восточного Урихтау на примере 7 скважин. Для решения поставленных задач применён мультидисциплинарный подход, включающий газовую хроматографию (далее – ГХ), детальный биомаркерный анализ и комплексные PVT-исследования (от *англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) глубоких проб.

Материалы и методы

Объектом геохимических исследований послужили семь проб флюида (ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8) месторождения Восточный Урихтау (рис. 3). Аналитическая часть работы, включающая детальный анализ состава УВ, была реализована в профильной лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Для геохимического исследования нефти применялись методы ГХ, ГХ с масс-спектрометрией (далее – ГХ-МС) и фингерпринтинг нефти, которые позволяют определить её состав и происхождение, оценить условия формирования и преобразования, а также генетическую типизацию.

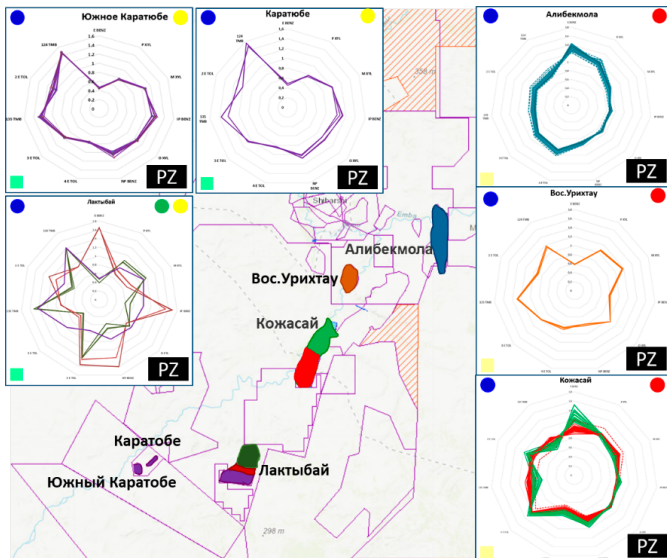


Рисунок 1. Генетическая типизация нефтей Восточного Прикаспия
 Figure 1. Genetic Typing of Oils of the Eastern Caspian Region

PZ – палеозой / Paleozoic

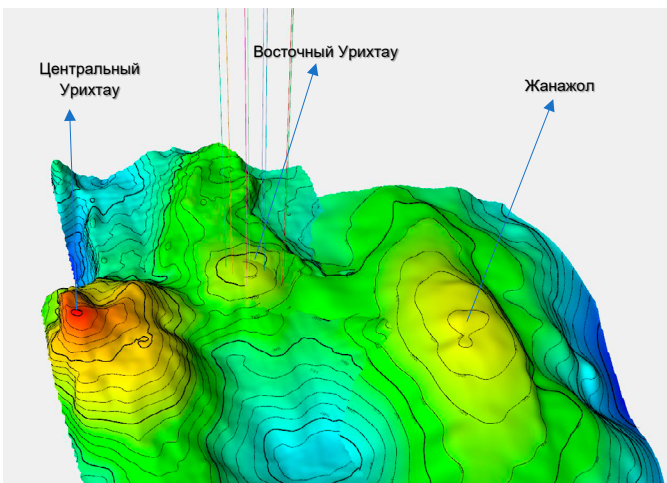


Рисунок 2. Структурная карта по отражающему горизонту КТ-II
 Figure 2. Structural Map of the KT-II Reflecting Horizon

Результаты

Первичными индикаторами, позволяющими дифференцировать нефтяные системы от газоконденсатных на этапе полевых исследований, являются их оптические свойства, в частности, колориметрические характеристики. Все исследованные образцы месторождения Восточный Урихтау характеризуются выраженным коричневым цветом (рис. 3, д). Данный оптический признак косвенно подтверждает значительное содержание средне- и высокомолекулярных компонентов (включая n-алканы и смолисто-асфальтеновые вещества), что типично для стабильных нефтяных фаз.

В противоположность этому типичные газоконденсатные системы характеризуются свет-

ло-жёлтой или соломенной окраской, обусловленной преобладанием лёгких дистиллятных фракций и отсутствием тяжёлых полициклических структур. Подобные цветовые характеристики в пробах Восточного Урихтау зафиксированы не были.

Для детальной интерпретации их генезиса на молекулярном уровне был применён ряд аналитических методов, включающий газожидкостную хроматографию, определение биомаркерных параметров и анализ распределения ароматических УВ.

На основе данных ГХ-МС были рассчитаны параметры, указанные в табл. 1.

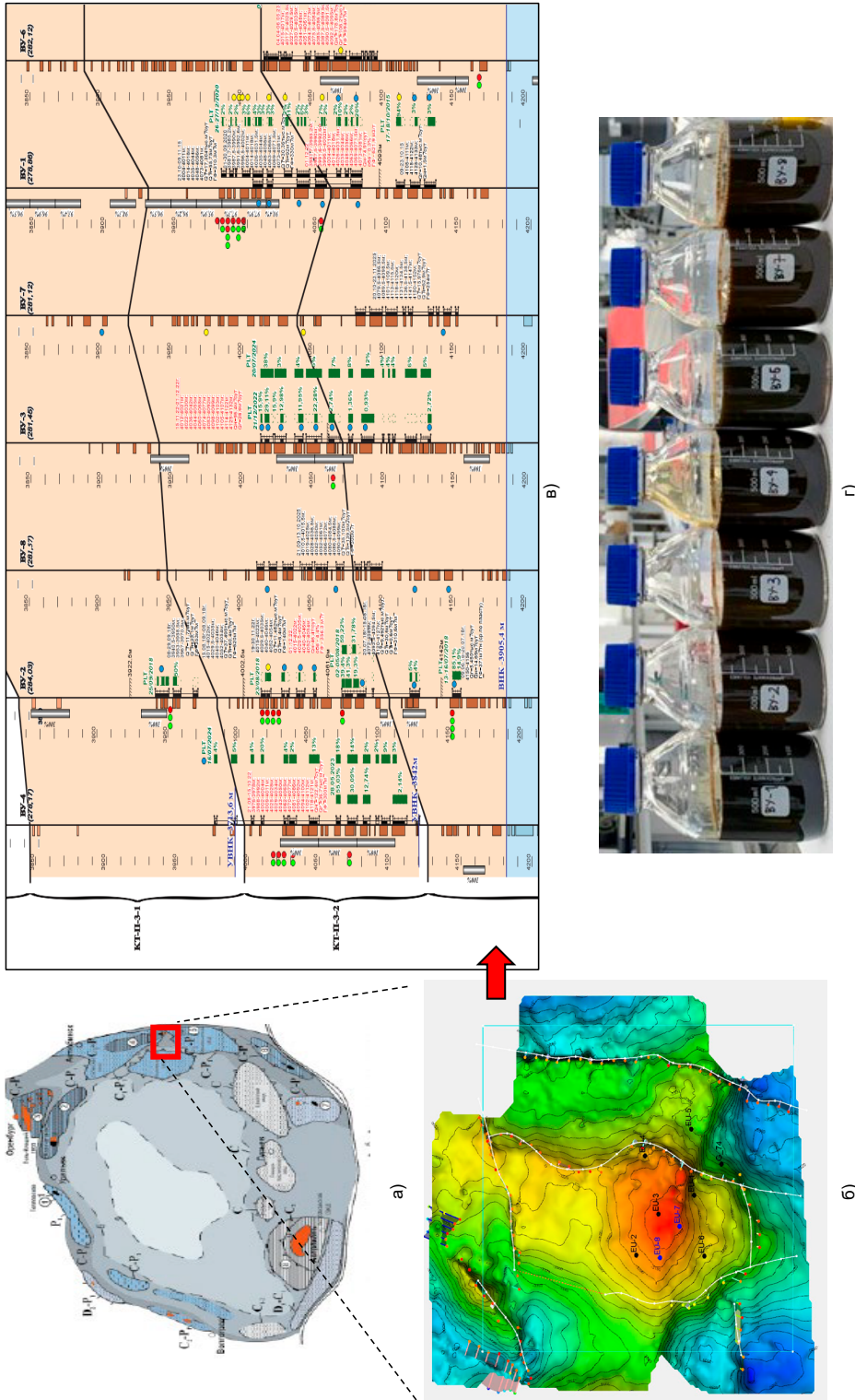


Рисунок 3. Обзорная карта
 Figure 3. Overview map

а) карта Прикаспийского бассейна / Map of the Caspian basin; б) геологическая модель Восточного Урликтау / Geological model of the Eastern Urlikhtau field; в) схема водонефтяного контакта месторождения Восточный Урликтау / OWS scheme of Eastern Urlikhtau field; г) отобранные образцы УВ / selected HC samples

Таблица 1. Результаты ГХ и ГХ-МС
Table 1. Results of GC and GC-MS

Образцы Samples	ВУ-1 EU-1	ВУ-2 EU-2	ВУ-3 EU-3	ВУ-4 EU-4	ВУ-6 EU-6	ВУ-7 EU-7	ВУ-8 EU-8
Горизонт Horizon	КТ-II / KT-II						
Интервал отбора Sampling interval, m	3981,7–4081,0	4015,0–4054,0	4012,0–4132,0	3976,0–4121,0	4015,0–4095,0	4143,8	4068,0
Pr/Ph	1,539	1,535	1,182	1,135	-	1,329	1,457
Pr/C ₁₇	0,643	0,632	0,638	1,712	-	0,613	0,605
Ph/C ₁₈	0,501	0,487	0,620	1,521	-	0,511	0,479
C ₁₇ /C ₂₇	4,386	3,623	2,984	1,524	-	4,048	3,820
CPI-1	1,009	0,975	1,166	1,083	-	0,792	0,034
C ₂₉ st S/R	1,169	1,129	1,052	1,060	1,512	0,984	0,832
C ₂₉ st I/R	1,528	1,505	1,482	1,461	1,391	1,282	1,244
C ₂₉ st/30 H	0,778	0,886	0,668	0,750	-	0,567	0,544
19 TT/23 TT	0,125	0,117	0,130	0,122	-	0,139	0,122
20 TT/21 TT	0,752	0,774	0,778	0,781	-	0,786	0,709
T _s /T _m	0,423	0,443	0,418	0,444	-	0,407	0,476
29H	0,791	0,759	0,606	0,681	-	0,597	0,512
30H	0,476	0,449	0,451	0,462	-	0,541	0,680
31H	0,309	0,349	0,453	0,386	-	0,379	0,345
29 T _s /29 T _m	0,166	0,154	0,140	0,169	0,519	0,170	0,207
4/1 MDBT	3,085	3,036	2,969	3,054	3,131	3,030	3,050
3+2/1 MDBT	2,991	2,983	2,822	3,018	3,096	3,092	3,118
DBT/Phen	1,698	1,561	1,888	1,489	2,631	1,790	1,547

Pr – пристан / pristane; Ph – фитан / phytane; CPI-1 – индекс преобладания углерода / Carbon Preference Index; st – стеран / sterane; S/R – соотношение S и R стереоизомеров / ratio of S and R stereoisomers; I/R – отношение изо- и регулярных стеранов / ratio of iso- and regular steranes; TT – трициклический терпан / tricyclic terpane; Ts – триснорнеоопан / trisnorneopane; Tm – трисноропан / trisnoropane; MDBT – метилдibenзоlтиофен / methyl dibenzothiophene; DBT – дибензоlтиофен / dibenzothiophene; Phen – фенантрен / phenanthrene

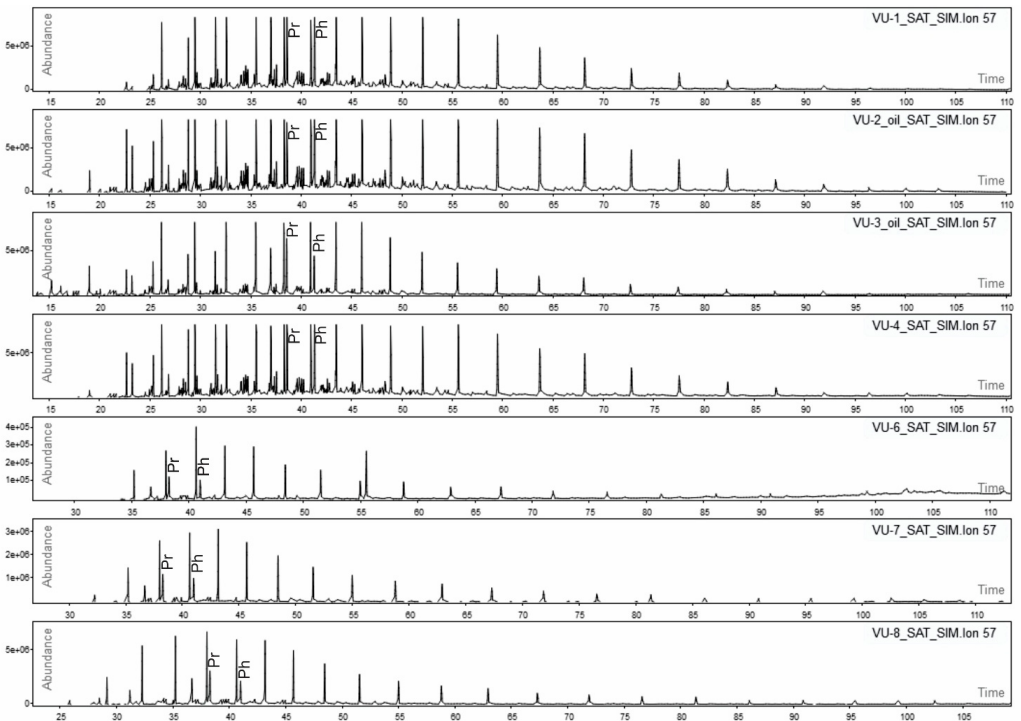


Рисунок 4. Хроматограммы образцов нефти месторождения Восточный Урихтау
Figure 4. Chromatograms of Oil Samples from the Eastern Urikhtau Field

Анализ газовых хроматограмм и масс-фрагментограмм по характерному иону m/z 57 (рис. 4) выявил присутствие гомологического ряда n-алканов в диапазоне от C₆ до C₃₃. Наличие высокомо-

лекулярных компонентов (>C₂₀) свидетельствует о значительном содержании тяжёлых фракций, что является типичным признаком нефтяных систем. В отличие от исследуемых образцов, угле-

водородный профиль типичных газоконденсатов обычно ограничен компонентами до C₂₀, а присутствие соединений состава до C₃₀ в них фиксируется лишь в виде следовых количеств при специфических термобарических условиях.

Для сырой нефти характерен полный набор терпанов от C₁₉ до C₃₅ (рис. 5). Это молекулярный «каркас», который свидетельствует о том, что флюид не подвергался экстремальному термическому воздействию или фазовой фракции, которая отсекала бы тяжёлые углеводороды. Га-

зоконденсаты, как правило, сильно обеднены тяжёлыми биомаркерами. В «чистых» (вторичных) конденсатах терпаны выше C₃₀ (гопаны) часто отсутствуют или находятся ниже предела обнаружения масс-спектрометра. Тот факт, что во всех пробах (кроме ВУ-6) присутствует весь ряд (C₁₉–C₃₅), говорит о том, что, скорее всего, исследованные образцы ВУ являются лёгкой нефтью, а не конденсатом в классическом понимании. Флюид сохранил признаки жидкой фазы, характерные для нефтяных систем (рис. 5).

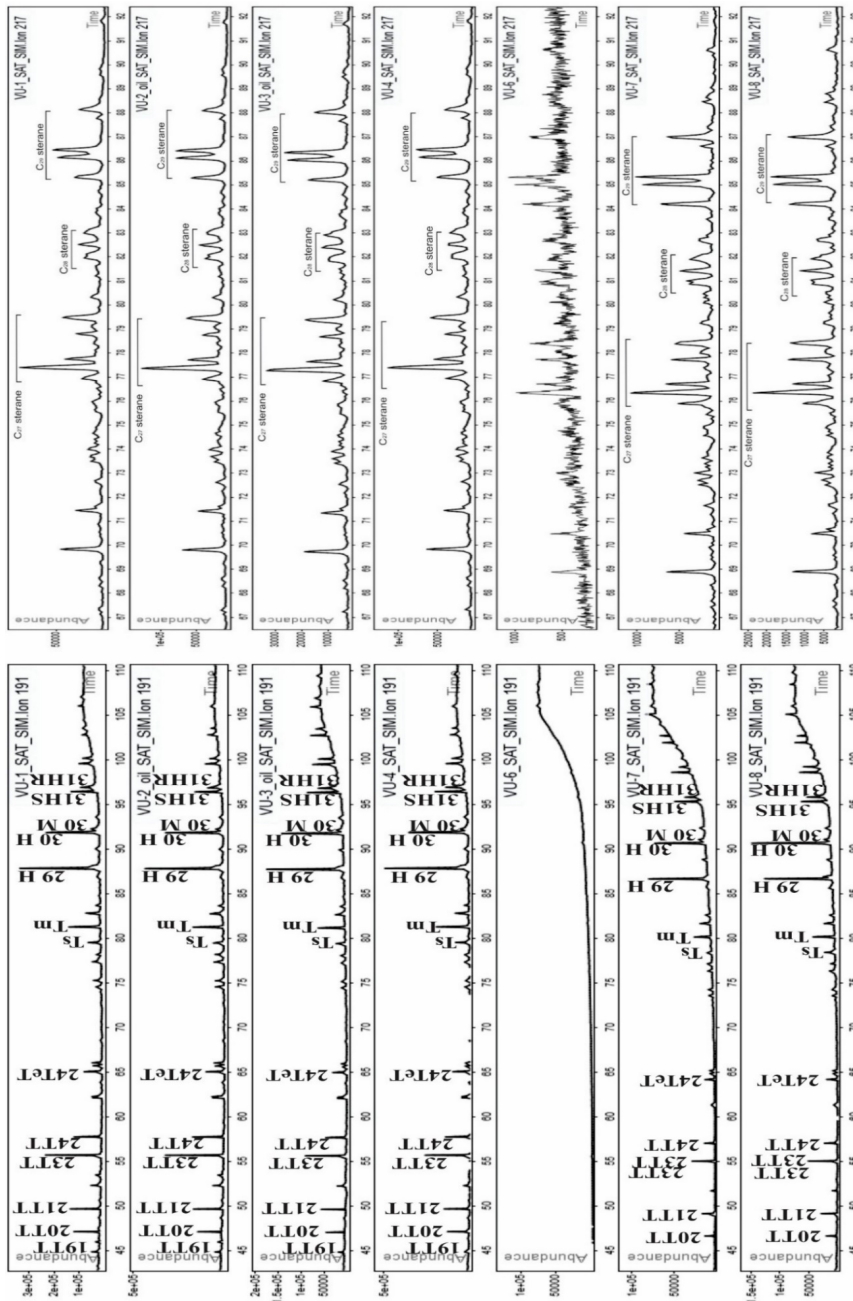


Рисунок 5. Масс-фрагментограмма
Figure 5. Mass Fragmentogram

а) терпаны на m/z 191 / terpanes at m/z 191; б) стераны на m/z 217 / steranes at m/z 217

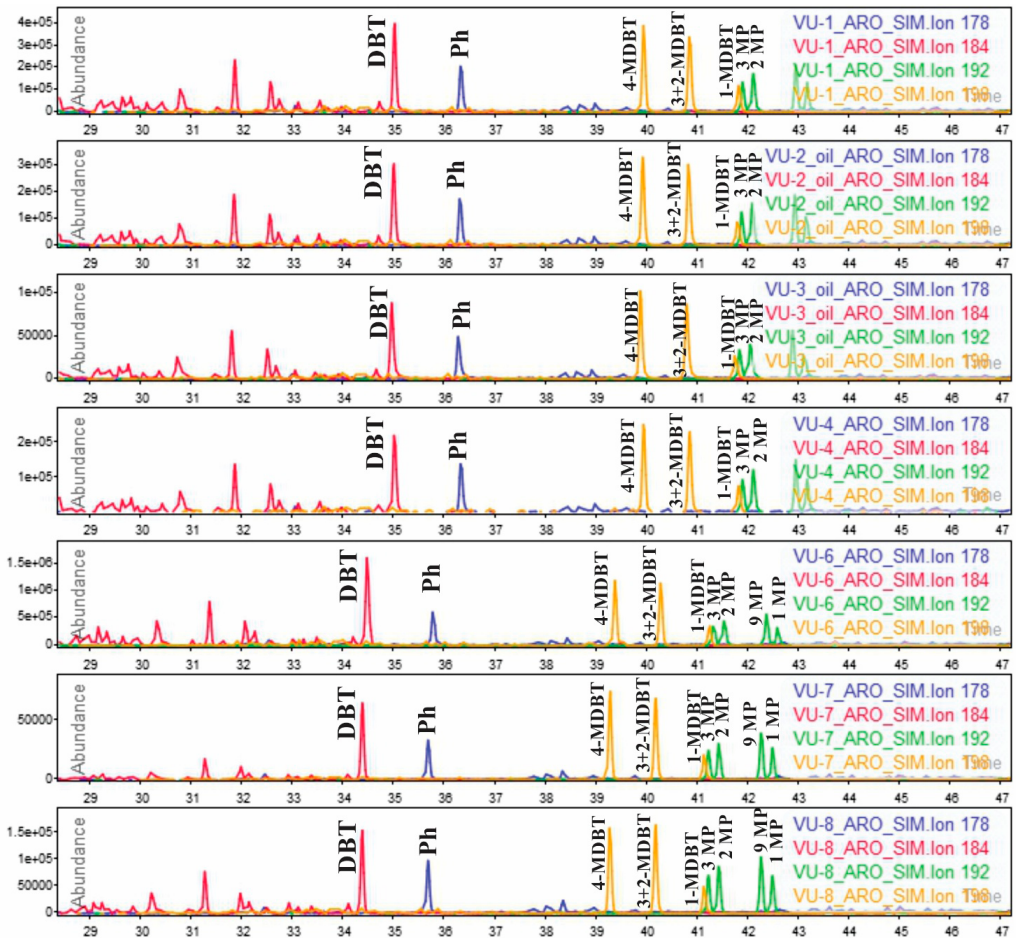


Рисунок 6. Масс-фрагментограммы дибензотиофенов (m/z 184), фенантронов (m/z 178), метилдибензотиофенов (m/z 198) и метилфенантронов (m/z 192) в исследованных нефтях
Figure 6. Mass Fragmentograms of Dibenzothiophenes (m/z 184), Phenanthrenes (m/z 178), Methyl dibenzothiophenes (m/z 198) and Methylphenanthrenes (m/z 192) in the Studied Oils

На масс-фрагментограммах ароматической фракции всех исследованных проб месторождения Восточный Урихта идентифицированы полициклические арены и серосодержащие гетероциклические соединения, в частности, фенантроны ($C_{14}H_{10}$) и их метилированные производные – метилфенантроны ($C_{15}H_{12}$), дибензотиофены (DBT, $C_{12}H_8S$) метилдибензотиофены ($C_{13}H_{10}S$) (рис. 6). Присутствие данных высококипящих компонентов в составе флюидов свидетельствует о смешанной природе углеводородных систем. Распределение указанных идентификаторов указывает на генетическую связь как с нефтяными залежами, так и с газо-конденсатной составляющей, что характерно для сложных многофазных резервуаров.

Высокая интенсивность пиков указанных соединений на масс-фрагментограммах (ось ординат) даёт основание предполагать превалирование нефтяной составляющей над газо-конденсатной. Данный вывод базируется на законо-

мерностях термической деструкции: в условиях жёсткого термобарического режима (высокие температуры и давления), характерных для глубокопогруженных газоконденсатных систем, концентрация полициклических ароматических УВ и гетероциклических соединений закономерно снижается вследствие процессов термического крекинга.

Обсуждение

Геохимические анализы

Для детального сопоставления исследуемых флюидов был проведен прецизионный анализ методом LTM-MD-GC (от англ. Low Thermal Mass – Multi-Dimensional – Gas Chromatography) низкотермическая многомерная газовая хроматография). Основной задачей данного этапа являлось построение «отпечатков пальцев» (fingerprinting) на основе распределения 12 реперных ароматических компонентов. Несмотря

на то, что выбранные ароматические идентификаторы присутствуют в составе как нефтей, так и газоконденсатов (что ограничивает их использование для фазовой дифференциации), их количественные соотношения служат надёжным критерием для корреляции флюидов.

Таблица 2. Результаты геохимических, физико-химических и PVT-анализов
Table 2. Results of Geochemical, Physicochemical and PVT analyses

Параметры Parameters	Газоконденсат Gas condensate	Нефть Oil	ВУ-1 EU-1	ВУ-2 EU-2	ВУ-3 EU-3	ВУ-4 EU-4	ВУ-6 EU-6	ВУ-7 EU-7	ВУ-8 EU-8
Глубина отбора, м Sampling depth, m			3981,7–4081	4015–4054	4063,1	3976–4121	4169,89	4143,8	4019,95
Геохимические данные Geochemical data									
n-алкановый ряд n-alkane range	до C _{25–30}	до C _{37–40}	<C ₃₃	<C ₃₃	<C ₃₃	<C ₃₃	–	<C ₃₃	<C ₃₃
наличие биомаркеров C ₁₉ –C ₃₅ Presence of C ₁₉ –C ₃₅ biomarkers	обычно отсутствует usually absent	присутствует present	присутствует present	присутствует present	присутствует present	присутствует present	–	присутствует present	присутствует present
$\Sigma(C_{1–C_9})/\Sigma(C_{10+})$	>1	<1	0,68	0,60	0,48	0,34		0,33	0,38
Физико-химические параметры / Physicochemical parameters									
Цвет Color	жёлтый yellow	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	700–800	>800	829,9	834,3	845,3	842	838,9	843,4	837,3
Молекулярная масса, г/моль Molecular weight, g/mol	<150	>150	179	201	217	212	204	219	201
Асфальтены, %масс. Asphaltenes, wt.%			0,12	0,15	–	0,20	0,10		0,16
Содержание парафина, %масс. Paraffin content, wt.%			0,58	0,51	1,97	0,56	1,46		1,86
PVT-данные / PVT data									
Маркерный показатель, Мпа Saturation pressure, MPa	давление начала конденсации (точка росы) dew point pressure (gas condensate)								
		давление насыщения нефти газом bubble point pressure (oil)	32,43	41,09	37,31	38,05	32,89	27,50	34,80
Газосодержание, м ³ /м ³ Gas-oil ratio, m ³ /m ³	1000–10000	300–500	376,34	498,09	392,40	248,04	360,51	219,49	162,90
Плотность газа при пластовом давлении, г/см ³ Gas density at reservoir pressure, g/cm ³	<0,5	0,6–0,7<	0,604	0,562	0,616	0,657	0,639	0,6829	0,598
Вязкость, мПа·с Viscosity, mPa·s	очень низкая very low	относительно высокая relatively high	0,30	0,27	0,17	0,90	0,25	0,61	0,290
Компонентный состав (C ₇₊), %масс. C ₇₊ fraction composition, wt.%	низкая low	высокая high	85,35	91,47	98,29	98,64	96,20		90,54

Таблица 3. Состав УВ по семи образцам нефти месторождения Восточный Урихтау
Table 3. Hydrocarbon Composition of Seven Oil Samples from the Eastern Urikhtau Field

№ кв. Well No.	Доля УВ, % / Hydrocarbon content, %								Тип жидкости Liquid Type
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊	C ₃₀₊	
ВУ-1	57,14	7,199	4,397	2,17	1,059	1,154	17,569	0,875	Нефть Oil
ВУ-2	63,192	6,565	4,191	1,866	0,808	0,723	14,828	0,726	
ВУ-3	61,211	5,814	3,705	1,585	0,805	0,648	21,029	1,383	
ВУ-4	51,338	5,691	2,874	1,484	0,612	0,75	30,007	3,613	
ВУ-6	56,2	4,838	5,835	2,424	1,147	1,689	22,443	1,226	
ВУ-7	55,72	5,643	4,816	2,559	1,342	0,751	23,972	1,493	
ВУ-8	60,209	6,895	4,915	2,411	1,208	1,189	16,443	1,055	

Практически идентичный профиль распределения этих 12 пиков во всех исследованных пробах (рис. 7) свидетельствует о высокой гидродинамической связности между продуктивными пластами и коллекторами в пределах изученного участка и о едином генезисе: формирование залежей происходило в идентичных геологических условиях из общего нефтематеринского источника (единой очаговой зоны). Таким образом, выявленная высокая степень конвергенции геохими-

ческих параметров позволяет экстраполировать выводы, полученные для отдельных скважин, на всю совокупность флюидов месторождения Восточный Урихтау.

По данным фингерпринтинга установлено, что нефть всех скважин демонстрирует схожие хроматографические отпечатки, что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между коллекторами. Это позволяет предположить, что залежи в изученных скважинах формировались в сходных геологических условиях и, вероятно, относятся к единой нефтематеринской системе.

Для верификации генетического типа флюида был проведен детальный биомаркерный анализ. Идентификация стеранов и терпанов методом ГХ-МС является фундаментальным этапом геохимических исследований, позволяющим получить исчерпывающую информацию о происхождении и эволюции нефти (рис. 11–13).

Коэффициент лёгкости для нефти обычно менее 1, для конденсата – очень высокий (более 1–2). В данном случае коэффициент лёгкости варьируется от 0,77 до 0,85, что указывает на нефть.

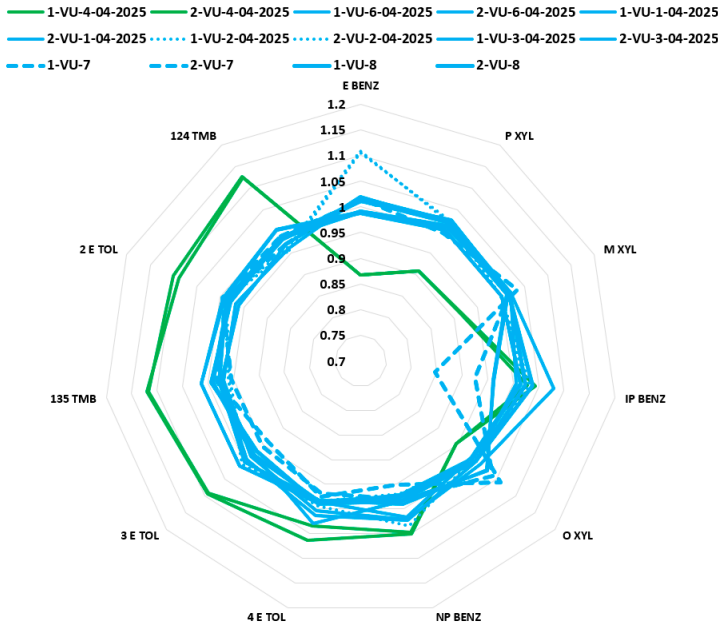


Рисунок 7. Фингерпринтинг образцов
Figure 7. Fingerprinting of Samples

Результаты кросс-плота в координатах отношения пристан / фитан от C_{17}/C_{27} подтверждают, что все исследованные пробы месторождения Восточный Урихтау локализуются в области недеградированных («нормальных») нефтей (рис. 8). Данная закономерность полностью согласуется с результатами ГХ-МС ароматических компонентов и распределением высокомолекулярных n-алканов. На основании имеющихся региональных данных типичные газоконденсатные системы (на примере месторождений Айрақты, Жарқум, Амангелды) характеризуются иными геохимическими метками и попадают в зону испарительного фракционирования. Отсутствие подобных признаков в пробах Восточного Урихтау дополнительно подтверждает их принадлежность к жидким нефтяным фазам.

Дополнительным подтверждением нефтяной природы исследуемых флюидов служат параметры изомеризации регулярных стеранов

C_{29} . На графике зависимости коэффициента конфигурационной изомеризации в положении C_{29} ($S/S+R$) для $\alpha\alpha\alpha$ -изомеров от степени эпимеризации в положениях $C-14$ и $C-15$ C_{29} $\alpha\beta(S+R)/\alpha\beta\beta(S+R)+\alpha\alpha\alpha(S+R)$ исследованные образцы локализуются в поле, характерном для большинства генерационных систем нефтяного ряда (рис. 9). Хотя стераны присутствуют в составе как нефтей, так и газоконденсатов, их использование для характеристики последних часто ограничено. Газоконденсатные системы, как правило, характеризуются высокой термической зрелостью, при которой стерановые структуры подвергаются деструкции или достигают состояния равновесия (плато изомеризации), что делает данные параметры малоинформативными. Нахождение проб Восточного Урихтау в «нефтяном окне» на данном графике свидетельствует в пользу их нефтяного генезиса и умеренной термической преобразованности ОБ (рис. 9).

Физико-химические и PVT-анализы

В основе классификации флюидов могут лежать также такие критерии, как тип добываемой продукции, количество углеводородных фаз в пластовых условиях и тип давления насыщения (начало газовыделения или точка росы) [17]. В работе Mejia Martinez N.D. [18], основанной на анализе 138 PVT-отчётов по флюидам из нетрадиционных коллекторов, ключевым PVT-параметром для отличия конденсата от нефти является то, что ретроградный газоконденсат характеризуется значительно более высоким ГФ (часто превышающим 4000–7000 scf/STB¹) и более высоким API (часто >50–60°API²) по сравнению с чёрной и летучей нефтью.

На основании комплексного анализа физико-химических параметров, представленных в табл. 2, все исследованные образцы (ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8) следует классифицировать как нефть. Несмотря на вариативность отдельных показателей, ни одна из проб не демонстрирует совокупности свойств, характерных для газового конденсата. Определяющими критериями для данной классификации стали значения плотности, молекулярной массы и компонентного состава.

Плотность всех образцов стабильно превышает 780 кг/м³, достигая 845 кг/м³, что исключает принадлежность к конденсатам, для которых типичны значения ниже 750–800 кг/м³. Молекулярная масса проб находится в диапазоне

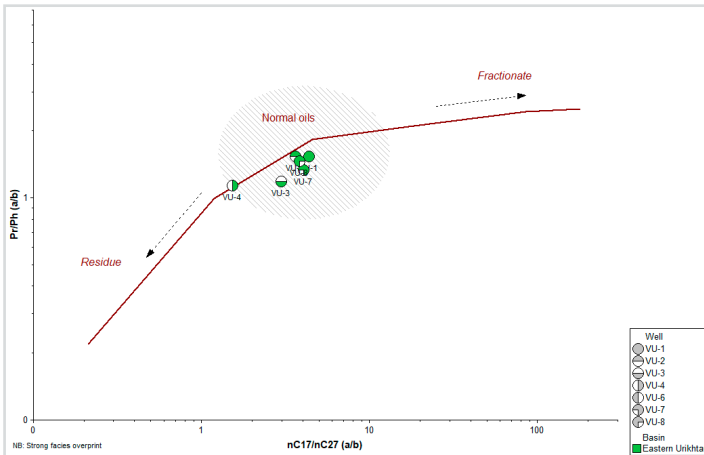


Рисунок 8. Зависимость Pr/Ph и C₁₇/C₂₇
Figure 8. Relationship between Pr/Ph and C₁₇/C₂₇

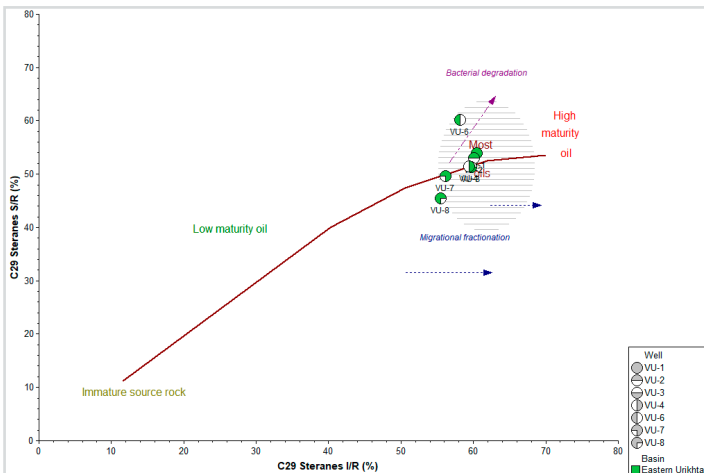


Рисунок 9. Зависимость изомеров стерана C₂₉ααα (S/S+R) от C₂₉ αββ (S+R)/αββ(S+R)+ααα(S+R) в нефти
Figure 9. Relationship between C₂₉ ααα (S/(S+R)) sterane isomers and C₂₉ αββ/(αββ + ααα) ratios in oils

¹ scf/STB (англ. Standard Cubic Feet per Stock Tank Barrel) – единица измерения газового фактора, показывающая количество стандартных кубических футов газа (scf), растворённых в одном стандартном барреле нефти (STB).

² °API (англ. American Petroleum Institute – Американский институт нефти) – в данном случае единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти (градус API), позволяющая определить относительную плотность нефти по отношению к плотности воды при той же температуре.

179–217 г/моль, тогда как для конденсатов этот показатель практически всегда ниже 150 г/моль. Наиболее убедительным доказательством является содержание тяжёлых УВ (фракция C_{7+}), которое варьируется от 85% до 98,6% от общего состава. Столь высокая концентрация тяжёлых компонентов полностью исключает возможность отнесения образцов к газоконденсатам, в которых преобладают лёгкие фракции (C_5 – C_{10}). Этот вывод дополнительно подтверждается соотношением лёгких и тяжёлых УВ ($\Sigma(C_1$ – $C_9)/\Sigma(C_{10+})$), полученных по результатам ГХ: во всех пробах оно составляет менее единицы (0,34–0,68), что является классическим

индикатором нефти, где лёгкие фракции не доминируют над тяжёлыми. Образцы ВУ-6 и ВУ-7 классифицируются как нефть, однако они представляют два различных типа нефтяных систем. Образец ВУ-6 характеризуется плотностью 838,9 кг/м³, что соответствует средней или тяжёлой нефти с умеренным газосодержанием 360 м³/м³ и экстремально высоким содержанием тяжёлой фракции C_{7+} на уровне 96,20% масс. Такое сочетание параметров указывает на классическую нефть с незначительным количеством растворённого газа и преобладанием высокомолекулярных соединений.

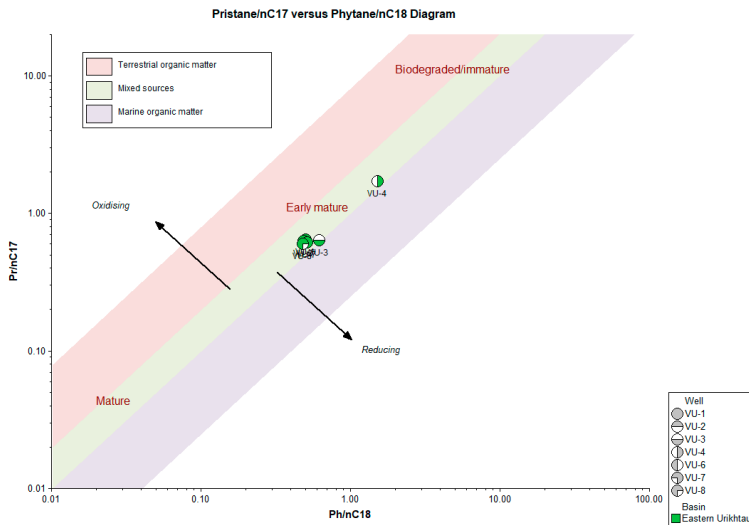


Рисунок 10. Диаграмма Кэннона-Кэссоу
Figure 10. Cannon-Cassou Diagram

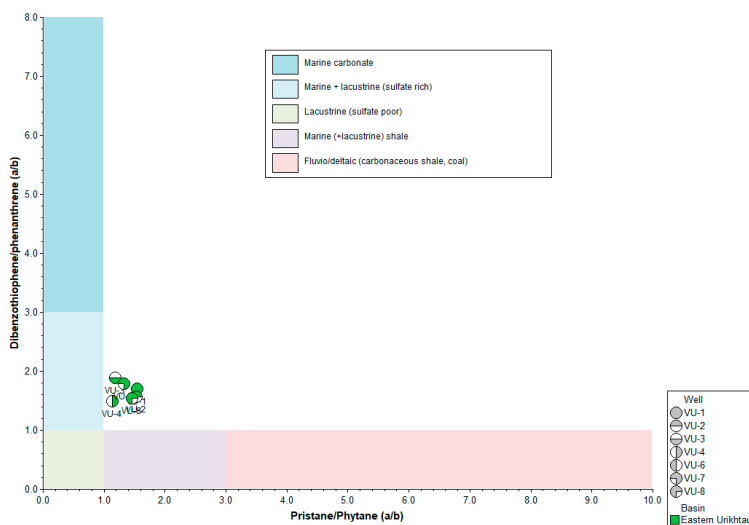


Рисунок 11. Зависимость Pr/Ph от DBT/Phen
Figure 11. Relationship between Pr/Ph and DBT/Phen ratios

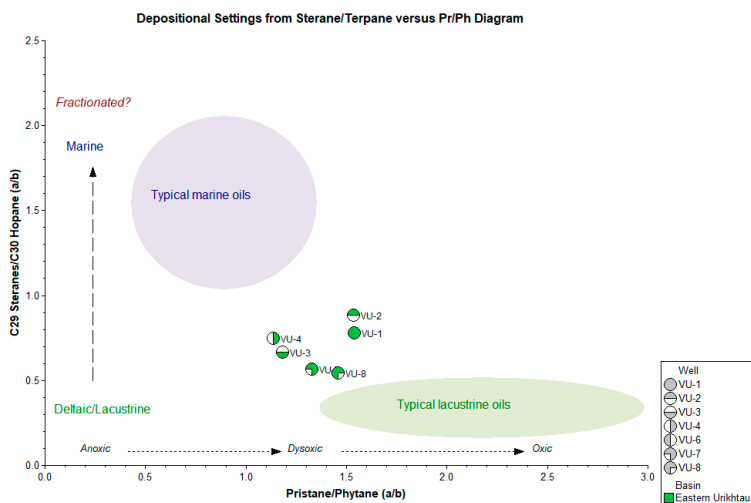


Рисунок 12. Зависимость C₂₉стеран/C₃₀гопан от Пристан/фитан в исследованных пробах
Figure 12. Relationship between C₂₉Sterane/C₃₀ Hopane and Pristane/Phytane Ratios in the Studied Samples

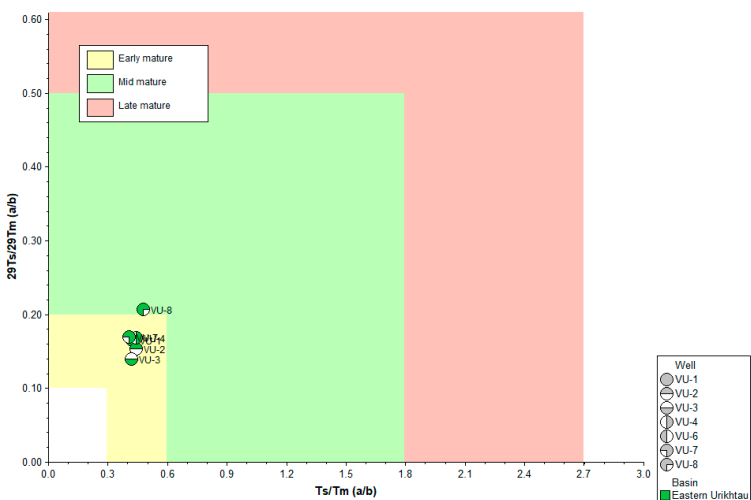


Рисунок 13. Зависимость терпанов C₂₇Ts/Tm от C₂₉Ts/Tm в пробе
Figure 13. Relationship between C₂₇ Ts/Tm and C₂₉ Ts/Tm ratios in the sample

На рис. 14 можно заметить, что содержание асфальтенов C₃₀₊ в пробах, отобранных со скважин ВУ-1 и ВУ-2, составляет 0,875 и 0,725%мол., что значительно ниже, чем в других образцах (табл. 3). Такое низкое содержание обычно характерно для газоконденсата.

Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000»³ согласно ГОСТ Р 54291-2010⁴.

³ Газовый хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000» – это универсальный лабораторный прибор, предназначенный для разделения, идентификации и количественного анализа сложных многокомпонентных смесей (газов, жидкостей). Производится ЗАО СКБ «Хроматэк» (Иошкар-Ола, Россия).

⁴ ГОСТ Р 54291-2010 «Нефть сырая. Газохроматографический метод определения распределения компонентов по диапазону температур кипения»

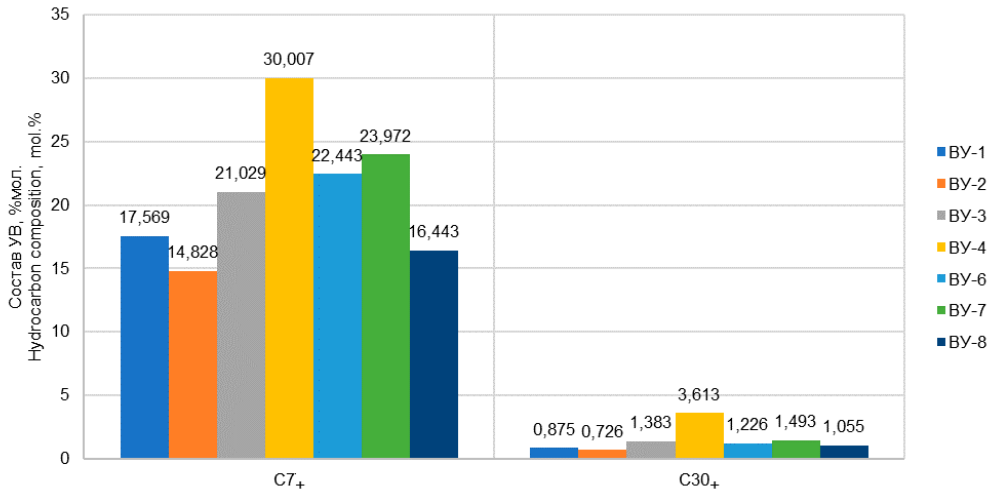


Рисунок 14. Состав углеводородов по C_{7+} и C_{30+}
Figure 14. Composition of Hydrocarbons by C_{7+} and C_{30+}

Методика исследования при постоянной массе СМЕ⁵

Исследование при постоянной массе без выпуска пластовой смеси или PV-соотношения. Исследования нацелены на определение коэффициента сжимаемости и температурного расширения нефти в результате увеличения объёма (V) пластовой нефти при снижении давления (P) (при постоянной температуре) или повышении температуры (при постоянном давлении). Определение изотермических PV-соотношений при пластовой температуре позволяет выполнить расчёты изменения величин объёмного коэффициента и плотности пластовой нефти при изменении давления от давления насыщения до пластового давления согласно методике выполнения измерений (далее – МВИ) 2 №02-2017, (методы исследования пластовых флюидов и сепарированных тоев, разработанные Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», Казахстан).

Исследования при постоянной массе дают возможность оценки давления насыщения на основе графического изображения результатов измерений соотношений между давлением и объёмом пластовой нефти в процессе её изотермического расширения.

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились на установке FLUID EVAL™ (Франция)⁶ в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017. Установка оборудована системой видеонаблюдения, которая позволяет в реальном времени отслеживать состояние флюида. Визуальные наблюдения и результаты PVT-исследований подтвердили, что все 7 проб являются нефтяными (рис. 15).

Заключение

По результатам комплексных геохимических, физико-химических и PVT-исследований семи глубинных проб флюидов месторождения Восточный Урихтау (скв. ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8) установлена генетическая и фазовая принадлежность углеводородных систем, а также определены закономерности их распределения в пределах карбонатного резервуара.

Биомаркерный анализ (ГХ-МС) и газохроматографический фингерпринтинг подтвердили генетическое единство всех исследованных проб. Флюиды сформированы в единой нефтематеринской системе, связанной с морскими карбонатными отложениями. Отсутствие следов биодеградации (полная сохранность n-алканов, отсутствие «нафтенного горба») и идентичность биомаркерных профилей свидетельствуют о высокой гидродинамической связности коллекторов и первичной сохранности УВ. Параметры изомеризации стеранов и терпанов указывают на нахождение ОВ в главной фазе нефтеобразования («нефтяное окно») при умеренной термической зрелости.

На основании комплекса критериев (плотность >780 кг/м³, молекулярная масса > 150 г/моль, содержание фракции C_{7+} >85%, соотношение $\Sigma(C_1-C_9)/\Sigma(C_{10+}) <1$) все исследованные образцы классифицированы как нефть. Ни одна из проб не демонстрирует совокупности свойств, характерных для газоконденсатных систем. Образец ВУ-7, обладающий повышенным газосодержанием, идентифицирован как летучая нефть, что подтверждается высоким содержанием тяжёлых компонентов ($C_{7+} = 87,88\%$ масс.) и отсутстви-

⁵ СМЕ (англ. Constant Mass Expansion) – эксперимент по расширению при постоянной массе.

⁶ Установка FLUID EVAL™ – это высокотехнологичный лабораторный комплекс производства компании Vinci Technologies (Франция), предназначенный для измерений давления, объёма, температуры, плотности и вязкости при исследовании фазового состояния углеводородных флюидов и изменений их фазовых состояний при моделированных пластовых термобарических условиях.

ем давления начала конденсации при PVT-испытаниях. Визуальные наблюдения в процессе PVT-исследований на установке FLUID EVAL™ подтвердили нефтяную природу всех проб.

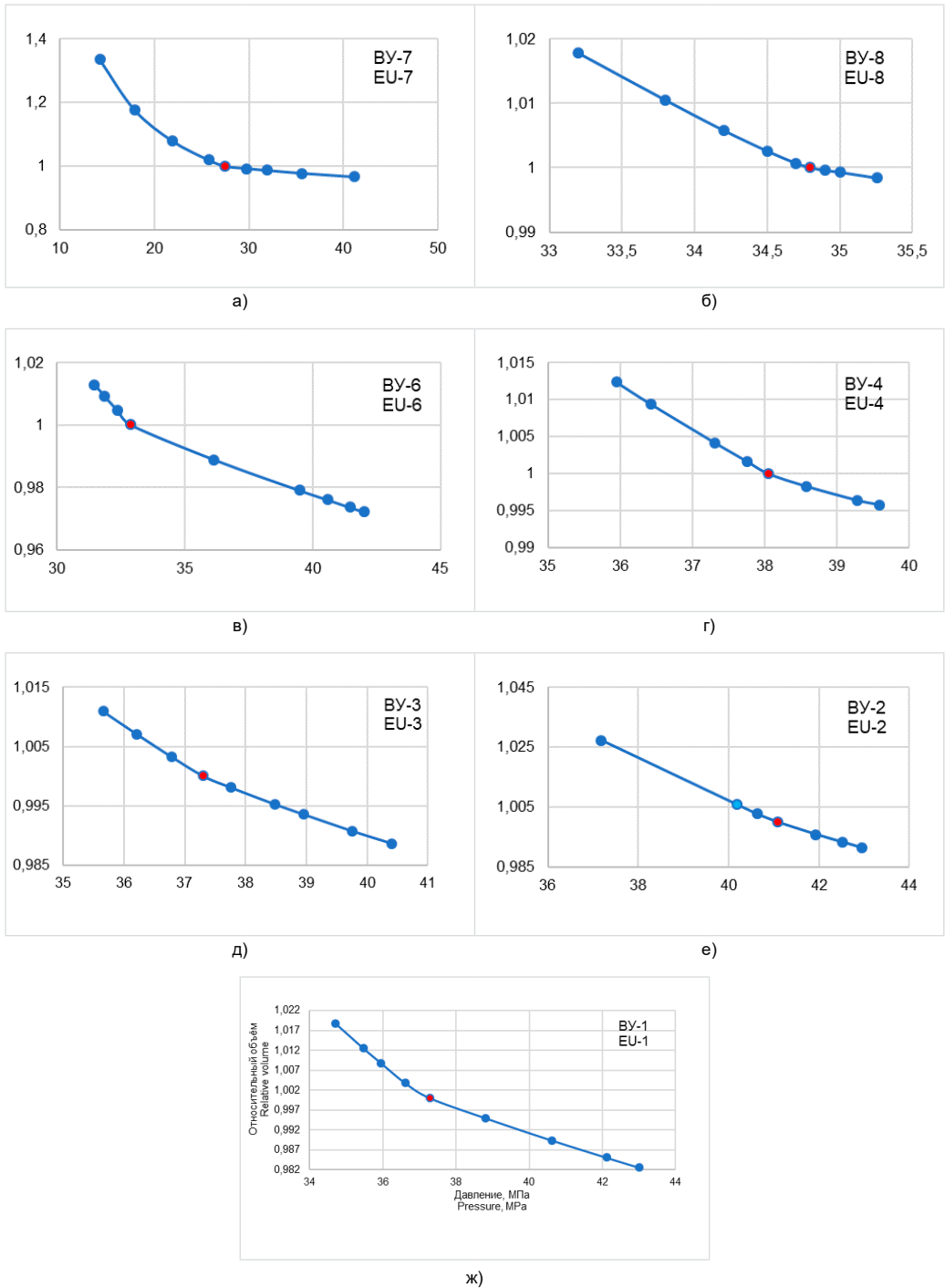


Рисунок 15. Соотношение давления к относительному объёму
Figure 15. Pressure–Relative Volume Relationship

а) ВУ-7 / EU-7; б) ВУ-8 / EU-8; в) ВУ-6 / EU-6; г) ВУ-4 / EU-4; д) ВУ-3 / EU-3; е) ВУ-2 / EU-2; ж) ВУ-1 / EU-1

Сравнение гипсометрических отметок ГНК с региональными реперами (Жанажол, Центральный Урихтау) выявило аномальное залегание предполагаемого ГНК Восточного Урихтау на 300–400 м ниже регионального тренда. Это ставит под сомнение существование классической газовой шапки и позволяет интерпретировать высокое газосодержание в верхней части разреза как результат гравитационной сегрегации и вторичного газообразования в условиях высокой катагенетической зрелости флюидов в единой гидродинамической системе.

Установленная фазовая модель (нефтяная залежь с гравитационной сегрегацией и переходной зоной летучей нефти в кровельной части) требует применения объёмного метода подсчёта запасов для нефтяной оторочки без выделения самостоятельной газовой шапки. Использование коэффициентов, характерных для газоконденсатных систем, при подсчёте запасов жидких УВ приведёт к занижению ресурсной базы. Рекомен-

дуется учитывать выявленную фазовую зональность при проектировании системы разработки, включая обоснование режима эксплуатации скважин и выбор технологической схемы сбора и подготовки УВ.

Таким образом, мультидисциплинарный подход, объединяющий геохимические, физико-химические и PVT-методы, позволил верифицировать фазовое состояние флюидов Восточного Урихтау и предложить обоснованную модель залежи, имеющую ключевое значение для дальнейшего освоения месторождения и минимизации геологических рисков. Однако нужно отметить, что отсутствие данных по соседним горизонтам не позволяет распространить отмеченные выводы о типе углеводорода на всю исследованную структуру, и по мере накопления нового материала из соседних структур и горизонтов будут внесены соответствующие корректировки и уточнения, детализирующие типы УВ и направление их вторичной миграции.

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: Сейтхазиев Е.Ш. – разработка методологии, интерпретация результатов, редактирование текста, формулирование основных выводов; Джарасова Т.С. – сбор информации, обобщение данных, литературный обзор, написание статьи; Алдебек А.Е. – сбор и анализ геолого-геофизических материалов, построение графических материалов; Ыхласов Н.К. – участие в обработке PVT-данных и обсуждении результатов; Рахымберди Р. – концепция исследования.

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: Yessimkhan S. Seitkhaziyev – methodology development, interpretation of results, manuscript editing, formulation of key conclusions; Tolganay S. Jarassova – data collection, data synthesis, literature review, systematization of scientific sources, manuscript writing; Almira Ye. Aldebek – geological and geophysical data collection and analysis, geological modeling, preparation of graphical materials; Naurzybay Ykhlassov – participation in PVT data processing and interpretation and discussion of results; Rauan Rakhymberdi – research conceptualization.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жолтаев Г.Ж., Кулумбетова Г.Е. Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. 2019. Вып. 98. С. 65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805).
2. Ахияров А.В., Семенова К.М. Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как критерий нефтегазопроисхождения работ // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2013. № 5. С. 238–252.
3. Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том 3. Алматы : НАН РК, 2002. 248 с.
4. Абилхасимов Х.Б. Сравнительная характеристика палеозойских карбонатных платформ Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 6–18.
5. Нурмаганбетова Л.А., Шестоперова Л.В. Геохимическая характеристика нефтей Прикаспийского бассейна по данным биомаркерных исследований // Национальная ассоциация ученых. 2022. №84. С. 23–28. doi: [10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644](https://doi.org/10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644).

6. Жансеркеева А.А. Оценка потенциала нефтематеринских пород подсолоевого комплекса восточного борта Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2022. №130. С. 39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2022-4.03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-4.03).
7. Абилхасимов Х.Б. Типизация разрезов палеозойского комплекса восточного борта Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2021. №1(121). С. 6–25. doi: [10.37878/2708-0080/2021-1.01](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1.01).
8. Ажгалыев Д.К. Геологическое строение и новые направления поисков нефти и газа в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна и западной части Туранской плиты : дисс. 22.05.2026. докт. геол.-мин. наук. Атырау, 2020. Режим доступа: geokniga.org/books/23034. Дата обращения: 12.02.2026.
9. Шарипов Ж.К., Жансеркеева А.А. Характеристика строения и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов восточной части Прикаспийской впадины // Нефть и газ. Геология. 2024. №142. С. 39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2024-4.03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-4.03).
10. Ажгалыев Д.К. Уточнение модели формирования подсолоевых отложений восточного борта Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2019. №6. С. 31–40.
11. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник / под ред. А.М. Кажгельдина, А.А. Абдуллиной, Х.А. Беспяева, и др. Алматы, 1996. 325 с.
12. Peters K.E., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. UK : Cambridge University Press, 1993.
13. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. UK : Cambridge University Press, 2005. 1155 p.
14. Seitkhaziyev Y., Jarassova T. Application of Oil Fingerprinting and Biomarker Analysis to Study Fluid Connectivity and Reservoir Isolation and Genetic Typing of Oil Obtained from the Eastern Caspian Basin (Kazakhstan) // SPE Caspian Technical Conference and Exhibition; 26–28 November 2024; Atyrau, Kazakhstan. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/24CTC/24CTC/617013.
15. Shalaby M.R., Hakimi M.H., Abdullah W.H. Organic geochemical characteristics and interpreted depositional environment of the Khatatba Formation, northern Western Desert, Egypt // AAPG Bull. 2012. Vol. 96, N 11. P. 2019–2036. doi: [10.1306/04181211178](https://doi.org/10.1306/04181211178).
16. Wang Z., Fingas M., Yang C., et al. Biomarker Fingerprinting: Application and Limitation for Correlation and Source Identification of Oils and Petroleum Products // 27. Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar; June 8–10, 2004; Edmonton, AB (Canada). Available from: inis.iaea.org/records/vts1y-feq10.
17. Walsh M., Lake L.W. A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery of Petroleum Exploration & Production. England : Elsevier; 2003. 640 p.
18. Mejia Martinez N.D. Development of new PVT correlations for reservoir fluids from unconventional reservoirs : dissertation. Texas : Texas A&M University, 2022. Available from: [blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_\(Aug_2022\).pdf](https://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_(Aug_2022).pdf).

REFERENCES

1. Zholtaev GZ, Kulumbetova GE. The Characteristics of Carbonate and Terrigenous Subsalt Deposits of The East of The Caspian Depression. *Volga and Pricaspian Region Resources*. 2019;98:65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805). (In Russ).
2. Akhiyarov AV, Semyonova KM. Paleozoyskiye karbonatnyye platformy Pricaspiyskoy vpadiny kak kriterii neftegazoposkovykh rabot. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ. 2013;5:238–252. (In Russ).
3. Votsalevskiy ES, Daukeyev SZ, Kolomiets VP, et al. *Glubinnoye stroyeniye I mineral'nyye resursy Kazakhstana. Neft' I gaz*. Vol. 3. Almaty: National Academy of Sciences RoK; 2002. 248 p. (In Russ).
4. Abilkhasimov KB. Sravnitel'naya kharakteristika paleozoyskikh karbonatnykh platfom Pricaspiyskoy vpadiny. *Geologiya nefiti i gaza*. 2008;3:6–18. (In Russ).
5. Nurmaganbetova LA, Shestoperova LV. Geochemical Characteristics of The Oils of Caspian Basin According to The Biomarker Study. *Natsional'naya Assotsiatsiya Uchyonnykh*. 2022;84:23–28. doi: [10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644](https://doi.org/10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644). (In Russ).
6. Zhanserkeyeva AA. Potential Source Rocks Evaluation for The Pre-Salt Complex of The Eastern Edge of Precaspian Basin. *Oil and Gas*. 2022;130:39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2022-4.03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-4.03). (In Russ).
7. Abilkhasimov KB. Type Designs of The Paleozoic Complex Sections of The East Edge of The Peri-Caspian Depression. *Oil and Gas*. 2021;1(121):6–25. doi: [10.37878/2708-0080/2021-1.01](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1.01). (In Russ).
8. Azhgaliyev DK. *Geologicheskoye stroyeniye I novyye napravleniya poiskov nefiti i gaza v paleozoyskikh otlozheniyakh Prikaspiyskogo basseyna i zapadnoy chasti Turanskoj plyty* [dissertation]. Atyrau; 2006. Available from: geokniga.org/books/23034. (In Russ).
9. Sharipov ZK, Zhanserkeyeva AA. Characteristics of the structure and hydrocarbon prospectivity of the deeply buried strata in the eastern Precaspian Basin. *Oil and Gas*. 2024;4(142):39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2024-4.03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-4.03). (In Russ).
10. Azhgaliyev DK. Refinement of the subsalt formation model: eastern flank of the Caspian basin. *Geologiya nefiti I gaza*. 2019;6:31–40. (In Russ).
11. Kazhgeldin AM, Abdullina AA, Bepayev KA, et al, editors. *Oil and Gas Fields in Kazakhstan. Reference book*. Almaty; 1996. 325 p. (In Russ).
12. Peters KE, Moldowan JM. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. UK: Cambridge University Press; 1993.
13. Peters KE, Walters CC, Moldowan JM. *The Biomarker Guide*. UK : Cambridge University Press; 2005. 1155 p.
14. Seitkhaziyev Y, Jarassova T. *Application of Oil Fingerprinting and Biomarker Analysis to Study Fluid Connectivity and Reservoir Isolation and Genetic Typing of Oil Obtained from the Eastern Caspian Basin (Kazakhstan)*. SPE Caspian Technical Conference and Exhibition; 2024 Nov 26–28; Atyrau, Kazakhstan. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/24CTC/24CTC/617013.
15. Shalaby MR, Hakimi MH, Abdullah WH. Organic geochemical characteristics and interpreted depositional environment of the Khatatba Formation, northern Western Desert, Egypt. *AAPG Bull.* 2012;96(11):2019–2036. doi: [10.1306/04181211178](https://doi.org/10.1306/04181211178).
16. Wang Z, Fingas M, Yang C, et al. Biomarker Fingerprinting: Application and Limitation for Correlation and Source Identification of Oils and Petroleum Products. 27. Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar; 2004 June 8–10; Edmonton, AB (Canada). Available from: inis.iaea.org/records/vts1y-feq10.

17. Walsh M, Lake LW. *A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery of Petroleum Exploration & Production*. England: Elsevier; 2003. 640 p.
18. Mejia Martinez ND. *Development of new PVT correlations for reservoir fluids from unconventional reservoirs* [dissertation]. Texas: Texas A&M University; 2022. Available from: [blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_\(Aug_2022\).pdf](https://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_(Aug_2022).pdf).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Сейтхазиев Есимхан Шереханович**

PhD

ORCID [0000-0001-5655-3112](https://orcid.org/0000-0001-5655-3112)e-mail: y.seitkhaziyev@kmge.kz.***Джарасова Толганай Советкановна**

PhD

ORCID [0000-0002-2900-9872](https://orcid.org/0000-0002-2900-9872)e-mail: t.jarassova@kmge.kz.**Алдебек Альмира Есенаманкызы**ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)e-mail: a.aldebek@kmge.kz.**Ыхласов Наурызбай Косдавлетович**ORCID [0009-0006-5911-918X](https://orcid.org/0009-0006-5911-918X)e-mail: n.ykhlassev@kmge.kz.**Рахымберди Рауан**ORCID [0009-0001-7104-6271](https://orcid.org/0009-0001-7104-6271)e-mail: r.rakhymberdi@uo.kmg.kz.**AUTHORS' INFO****Yessimkhan S. Seitkhaziyev**

PhD

ORCID [0000-0001-5655-3112](https://orcid.org/0000-0001-5655-3112)e-mail: y.seitkhaziyev@kmge.kz.***Tolganay S. Jarassova**

PhD

ORCID [0000-0002-2900-9872](https://orcid.org/0000-0002-2900-9872)e-mail: t.jarassova@kmge.kz.**Almira Ye. Aldebek**ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)e-mail: a.aldebek@kmge.kz.**Nauryzbay K. Ykhlassev**ORCID [0009-0006-5911-918X](https://orcid.org/0009-0006-5911-918X)e-mail: n.ykhlassev@kmge.kz.**Rauan Rakhymberdi**ORCID [0009-0001-7104-6271](https://orcid.org/0009-0001-7104-6271)e-mail: r.rakhymberdi@uo.kmg.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108985](https://doi.org/10.54859/kjogi108985)

Received: 08.05.2026.

Accepted: 03.06.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Development of a Laboratory Methodology for Core Flooding Experiments to Evaluate Gravity Segregation in Oil–Water Saturated Porous Media

Marat Sagyndikov^{1,2}, Iskander Gussenov^{1,3}, Yerzhan Melis¹, Zhanabay Matkir¹

¹*Institute of Polymer Materials and Technology, Almaty, Kazakhstan*

²*Researching and Development, Aktau, Kazakhstan*

³*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

ABSTRACT

Background: High water cut increases operating costs and reduces oil recovery. Gravity-driven redistribution of oil and water during well shut-in periods has been proposed for reducing water cut; however, laboratory methodologies for investigating this phenomenon in core samples remain limited.

Aim: To develop a laboratory methodology for evaluating gravity segregation in oil–water saturated cores under controlled conditions.

Materials and methods: The methodology is based on epoxy-sealed cores fixed inside a sleeve, providing a practical and cost-effective core holder capable of accommodating pressure ports. Two experimental scenarios are considered: early water breakthrough caused by an unfavorable mobility ratio, and breakthrough induced by a high-permeability channel. After water breakthrough, flooding is suspended, the core is aged in a vertical position, and water injection is subsequently resumed. Effluent analysis is performed using a gravimetric oil–water separation technique based on the adhesion of oil to polyethylene. The methodology enables qualitative and quantitative assessment of fluid redistribution caused by gravity.

Results: Fractional flow analysis demonstrates that, when viscous oils are used, a significant fraction of mobile oil remains in the core after water breakthrough, whereas artificial high-permeability channels can be used to preserve low-viscosity mobile oil within the matrix for subsequent redistribution by gravity segregation.

Conclusion: The developed methodology provides a reliable and inexpensive platform for investigating gravity segregation in cores and may support the development of field technologies aimed at reducing water cut and improving oil recovery.

Keywords: *gravity segregation; water cut; flow rate; core sample; core holder.*

To cite this article:

Sagyndikov M, Gussenov I, Melis Y, Matkir Z. Development of a Laboratory Methodology for Core Flooding Experiments to Evaluate Gravity Segregation in Oil–Water Saturated Porous Media. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):93–104. DOI: [10.54859/kjogi108985](https://doi.org/10.54859/kjogi108985).

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108985](https://doi.org/10.54859/kjogi108985)

Получена: 08.05.2026.
Одобрена: 03.06.2026.
Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Методика проведения фильтрационных экспериментов на кернах для оценки гравитационного разделения воды и нефти в пористой среде

М. Сагындигов^{1,2}, И. Гусенов^{1,3}, Е. Мелис¹, Ж. Маткир¹

¹Институт полимерных материалов и технологий, г. Алматы, Казахстан

²Researching and Development, г. Актау, Казахстан

³КазННТУ им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Высокая обводнённость скважин приводит к повышенным затратам и снижению добычи нефти. Гравитационное разделение воды и нефти в пласте после временной остановки скважины рассматривается как один из методов снижения обводнённости. Для оценки эффективности данного метода в первую очередь необходимо разработать методику лабораторных экспериментов на керновом материале.

Цель. Разработка методики проведения фильтрационных экспериментов на кернах для изучения процессов гравитационного разделения воды и нефти в пористой среде.

Материалы и методы. В данной работе используется практичный и простой в изготовлении оксидный кернодержатель с промежуточными датчиками давления. Рассматриваются два сценария: ранний прорыв воды, вызванный высоким коэффициентом подвижности, и прорыв воды через высокопроницаемый канал. После прорыва воды фильтрация останавливается, керн выдерживается в вертикальном положении, затем закачка воды возобновляется. Анализ фильтрата осуществляется с использованием гравиметрического метода разделения нефти и воды, основанного на адгезии нефти к поверхности полиэтилена. Методика позволяет оценивать влияние выдержки керна в вертикальном положении на динамику обводнённости, обусловленную перераспределением нефти и воды в порах керна под действием силы тяжести.

Результаты. Расчёты показывают, что в экспериментах с вязкими нефтями значительная доля подвижной нефти остаётся в керне после прорыва воды, тогда как при использовании маловязких нефтей необходимы искусственные высокопроницаемые каналы, т.к. они способствуют сохранению подвижной нефти в матрице для дальнейшего распределения за счёт силы тяжести.

Заключение. Разработанная методика представляет собой надёжный способ для исследования гравитационной сегрегации в кернах и может служить основой для создания промысловых технологий, направленных на снижение обводнённости и повышение добычи нефти.

Ключевые слова: гравитационная сегрегация, обводнённость, расход фильтрации, образец керна, кернодержатель.

Как цитировать:

Сагындигов М., Гусенов И., Мелис Е., Маткир Ж. Методика проведения фильтрационных экспериментов на кернах для оценки гравитационного разделения воды и нефти в пористой среде // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 93–104. DOI: [10.54859/kjogi108985](https://doi.org/10.54859/kjogi108985).

ӨОЖ 622.276
ҒТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108985](https://doi.org/10.54859/kjogi108985)

Қабылданды: 08.05.2026.

Мақұлданды: 03.06.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Кеуекті ортадағы су мен мұнайдың гравитациялық бөлінуін бағалау үшін керн үлгілерінде сүзгілеу (филтрациялық) эксперименттерін жүргізу әдістемесі

М. Сағындыков^{1,2}, И. Гусенов^{1,3}, Е. Мелис¹, Ж. Маткир¹

¹Полимерлік материалдар және технологиялар институты, Алматы қаласы, Қазақстан

²Researching and Development, Ақтау қаласы, Қазақстан

³Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Ұңғымалардың жоғары сулануы шығындардың жоғарылауына және мұнай өндірудің төмендеуіне әкеледі. Ұңғыманы уақытша тоқтатқаннан кейін қабаттағы су мен мұнайдың гравитациялық бөлінуі сулануды азайту әдістерінің бірі ретінде қарастырылады. Бұл әдістің тиімділігін бағалау үшін ең алдымен негізгі керн материалында зертханалық эксперименттер әдісін жасау қажет.

Мақсаты. Кеуекті ортадағы су мен мұнайдың гравитациялық бөліну процестерін зерттеу үшін керн үлгілерінде сүзгілеу (филтрациялық) эксперименттерін жүргізу әдістемесін әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. Бұл жұмыста аралық қысым датчиктері бар практикалық және қарапайым эпиксидті керн ұстағыш қолданылады. Екі сценарий қарастырылады: жоғары қозғалғыштық коэффициентінен туындаған судың ерте жарылуы және жоғары өткізгіш канал арқылы судың жарылуы. Су жарылғаннан кейін сүзу тоқтатылады, керн тік күйде ұсталады, содан кейін су айдау қайта жалғасады. Филтратты талдау мұнайдың полиэтилен бетіне адгезиясына негізделген мұнай мен суды бөлудің гравиметриялық әдісін қолдану арқылы жүзеге асырылады. Бұл әдістеме ауырлық күші әсерінен керн кеуектеріндегі мұнай мен судың қайта бөлінуінен туындайтын сулану динамикасына кернді тік қалыпта ұстап тұрудың әсерін бағалауға мүмкіндік береді.

Нәтижелері. Есептеулер көрсеткендей, тұтқыр мұнай тәжірибелерінде жылжымалы мұнайдың едәуір бөлігі судың бұзылуынан кейін өзекте қалады, ал тұтқырлығы төмен мұнайды пайдаланған кезде жасанды жоғары өткізгіш арналар қажет, өйткені олар ауырлық күші арқылы әрі қарай тарату үшін матрицадағы жылжымалы мұнайдың сақталуына ықпал етеді.

Қорытынды. Әзірленген әдістеме керндердегі гравитациялық сегрегацияны зерттеудің сенімді құралы болып табылады және сулануды төмендетуге әрі мұнай өндіруді арттыруға бағытталған кәсіпшілік технологияларды әзірлеуге негіз бола алады.

Негізгі сөздер: гравитациялық сегрегация, сулану, сүзу шығыны, керн үлгісі, кернұстағыш.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сағындыков М., Гусенов И., Мелис Е., Маткир Ж. Кеуекті ортадағы су мен мұнайдың гравитациялық бөлінуін бағалау үшін керн үлгілерінде сүзгілеу (филтрациялық) эксперименттерін жүргізу әдістемесі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2, 93–104 б. DOI: [10.54859/kjogi108985](https://doi.org/10.54859/kjogi108985).

Introduction

The low oil recovery and high water cut in the petroleum industry presents a significant challenge, impacting both operational efficiency and economic viability [1]. Many studies have explored various aspects of this problem and potential mitigation approaches [2–4].

The high water cut observed in production wells is primarily attributed to a combination of geological and operational factors. One significant geological factor is the presence of complex reservoir structures, such as fractures and vugs, which facilitate water ingress and contribute to increased water production. For example, Zhao M., et al., highlighted that in fracture-vuggy carbonate reservoirs, the mechanisms leading to high water cut include the connectivity of fractures and vugs, which enables water to bypass oil zones and consequently increases water production levels [5].

Polymer gels are among the most well-known technologies widely applied for fracture plugging and water cut reduction [6–8]. However, this technology has several significant disadvantages, including thermal and salinity degradation, possible formation damage, high chemical cost, and environmental concerns [9–11].

At the same time, the literature has reported that in cases where aggressive production rates cause severe water or gas coning, temporarily shutting in the well or reducing the production rate may help stabilize fluid contacts [12]. This stabilization process is expected to involve the effect of gravity on the redistribution of oil and water saturations within porous media.

Gravity segregation is commonly considered during gas injection processes. For instance, in-situ visualization studies of CO₂ flooding revealed pronounced gravity segregation and viscous fingering caused by the significant differences in density and viscosity between CO₂ and oil [13]. However, a similar phenomenon also occurs between water and oil phases in porous media, despite the much smaller density difference between these fluids. For example, the authors of [14] demonstrated that the balance between viscous forces and gravitational segregation strongly affects the vertical sweep efficiency during water flooding (Fig. 1). In low-permeability models (e.g., 500 mD), higher viscous resistance suppresses gravity segregation, allowing the injected water to more effectively sweep oil from the upper parts of the reservoir and resulting in lower residual oil saturation. In contrast, in high-permeability models (e.g., 2800 mD), reduced viscous resistance enhances gravity segregation, causing injected water to preferentially flow through the lower part of the model while leaving a significant amount of unswept oil in the upper zones near the production well [14].

If this phenomenon occurs in porous media, as demonstrated by the above-mentioned laboratory studies and the previous work by the authors [15],

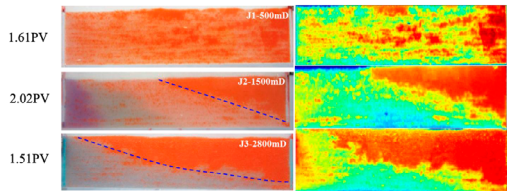


Figure 1. Visualization of the effect of gravity on the distribution of water and oil in 2D laboratory models with varying permeability (500–2800 mD) [14]

it may theoretically be exploited to achieve oil–water segregation in the vicinity of a production well during temporary shut-in periods. Such shut-ins may promote restoration of the pressure profile and redistribution of fluid saturations near the wellbore due to gravitational forces. However, before practical application, comprehensive core flooding experiments must be conducted to demonstrate the effect of gravity-driven oil–water segregation in core samples of varying length and permeability.

This article presents a methodology for constructing cost-effective epoxy core holders and describes a core flooding experimental methodology using both low- and high-viscosity oils.

Materials and methods

Preparation of core samples

Both sandstone and limestone core samples can be used. The cores may be either cut along the axis to simulate a fracture or drilled internally to a certain depth to represent a high-permeability anomaly. At this stage, an important factor to consider during core preparation is that, when using cores from real reservoirs (as opposed to outcrop cores such as Berea sandstone or artificial cores), drilling perpendicular to the bedding planes is strongly recommended (Fig. 2). This approach is more relevant to the objectives of the study, particularly for investigating vertical gravity segregation of fluids in porous media.



Figure 2. Drilling the core plug perpendicular to the bedding

After drilling, the sides of the core should be machined to be flat and parallel to each other using a standard stone cutting saw or a lathe (Fig. 3).

The system is adjustable and can accommodate cores of varying heights.



Figure 3. Sandstone core plugs after being machined using a standard lathe



Figure 5. Casting holder
a) setup for casting; b) stabilizer

Before placing the core sample inside a metal sleeve for casting with an epoxy–clay material, the samples must be coated with a 4-minute epoxy adhesive to encapsulate the core and prevent the casting material from penetrating into the porous medium. Fig. 4 shows the composite core sample before and after coating with the 4-minute epoxy. ABRO 4 Minute KWIK-SET epoxy was used for this purpose (Fig. 4).

After pouring the casting material into the annular space and waiting for 24 hours which is necessary for the epoxy-clay composite to cure the casting holder can be disassembled and the core can be taken to a machine shop for facing off (Fig.6).

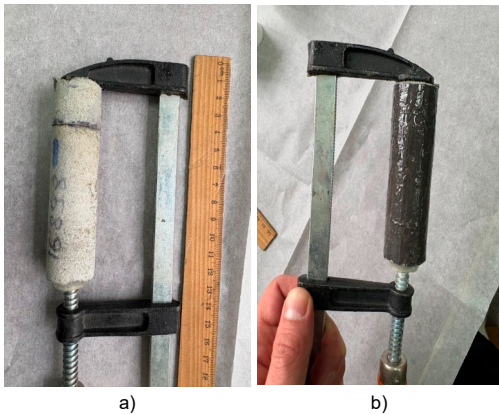


Figure 4. Composite core sample before and after coating with ABRO 4 Minute KWIK-SET epoxy
a) before coating; b) after coating

Casting the core

Fig. 5 illustrates the casting holder: (1) long threaded bolts (minimum length), (2) base holder, (3) sleeve casting base, (4) sleeve, (5) spacer, and (6) stabilizer. The stabilizer, shown separately in Fig. 5 (b), consists of a large metal disk with two pour holes, a threaded bolt, two washers, three nuts, a wing nut, and a spring. The screw–spring assembly maintains the core in a centered position and applies sufficient downward force to prevent flotation during casting.



Figure 6. Core before and after facing off by using a standard lathe in the machine shop
a) before; b) after

Assembling the core

After drilling the pressure ports, if required, and installing the adapters for the pressure measurement lines, the core can be assembled using end caps with O-rings, along with bolts, washers, and nuts (Fig. 7). The threads of the adapters may be coated with a thick layer of ABRO 4 Minute KWIK-SET epoxy, which acts as a sealant. Fig. 8 presents a technical drawing according to which the end caps can be fabricated in a machine shop using a standard lathe.

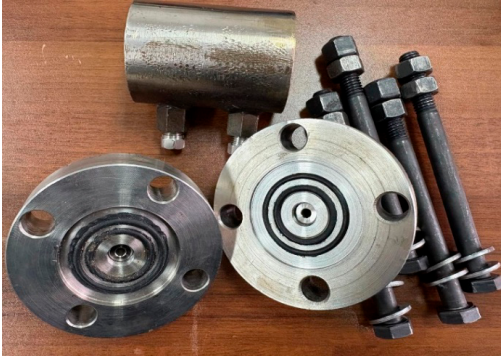


Figure 7. Assembling parts of the core holder

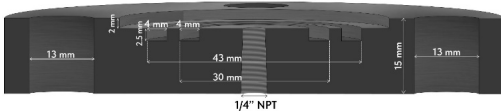


Figure 8. Technical drawing of a lid used to assemble the core

Experimental procedure

The core flooding experiment was conducted according to the following protocol:

1. The core was vacuumed to remove trapped air and check for leaks.
2. The core was saturated with brine to determine pore volume and porosity.
3. Brine was displaced with crude oil to establish initial oil saturation, create connate water saturation, and measure oil permeability at connate water conditions.
4. Brine was injected at a constant rate until the water cut at the outlet reached 50–90%.
5. The core was aged for at least one week to allow gravity segregation, leading to increased oil saturation in the upper part of the model.
6. Brine injection at a constant rate was then repeated.

Steps 3–6 were performed at the target reservoir temperature.

Effluent samples were collected in plastic containers and analyzed using a gravimetric method. Depending on oil properties and experimental conditions, several oil–water separation techniques may be applied, including: (1) gravity separation in an overflow glass column, (2) centrifugation, and (3) adhesion of oil to polyethylene surfaces (Fig. 9).

In this study, separation was carried out using the polyethylene adhesion method as follows:

1. An empty polyethylene test tube (with cap) was accurately weighed.
 2. The effluent sample was collected in the tube.
 3. The tube containing the sample was weighed.
 4. The tube was gently rotated to maximize adhesion of oil to the polyethylene surface.
 5. Water was carefully decanted without disturbing the adhered oil.
 6. The tube containing only oil was weighed again.
- At this stage, the remaining fluid consisted exclusively of oil. The masses of oil, water, and total produced fluid were determined by difference. If any oil was observed to be removed together with the water during decanting, the drained liquid was collected in a second polyethylene tube and the procedure was repeated to ensure complete separation. If residual water was suspected to remain in the original tube, the tube was heated (open) at 40–60°C to evaporate the remaining water, leaving only oil, after which the final weight was recorded.



Figure 9. Polyethylene test bottles used to collect effluent from the core

Results and discussion

As shown in Fig. 10, during one hour after vacuuming, the pressure inside the core remained at an average level of -0.9 atm, indicating good integrity of the constructed model.

Further saturation was performed using a high-pressure syringe pump. Depending on the permeability of the sample, different flow rates may be applied at this stage. For very low-permeability cores, it is recommended to install an additional pressure transducer at the outlet of the core holder, as a fast increase in inlet pressure may be misleading and suggest complete saturation, whereas the saturating fluid may not yet have reached the outlet of the core.

Fig. 11 shows that the measurement of pressure at the center of the porous medium provides insight into saturation dynamics that cannot be obtained from inlet pressure alone. While inlet pressure increases gradually, reflecting overall flow resistance, the central pressure remains nearly constant at the initial stage, indicating that the fluid has not yet reached the core center and much of the medium remains unsaturated. A sharp rise in central pressure at approximately 8 minutes corresponds to the arrival of the saturation front. After this point, central

pressure increases alongside inlet pressure, indicating internal pressurization and continued front propagation. Thus, central pressure serves as a reliable

indicator of front arrival and saturation progression within the porous medium.

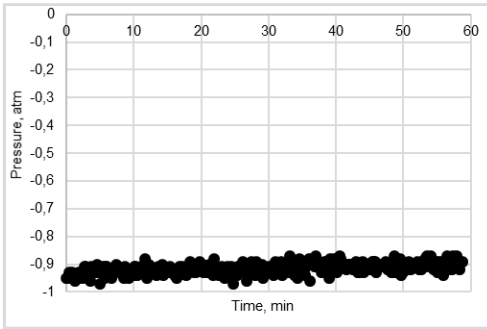


Figure 10. Pressure inside of the core versus time after vacuuming the core holder at room temperature

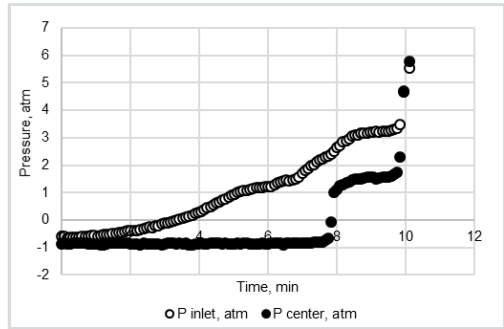


Figure 11. Pressure versus time during the injection of brine at the flow rate of 1 cm³/min into a 2.5 mD sandstone core sample after vacuuming

Measuring water permeability after core saturation can be challenging and may produce misleading results if certain factors are not properly accounted for. One important issue is the use of small-diameter tubing combined with pressure measurement devices positioned at a considerable distance from the core or sand pack. This limitation is particularly relevant in sand pack and fractured core experiments, where relatively high flow rates are required for pressure transducers to detect subtle pressure variations.

As demonstrated in Table 1, even a short outlet line (8 cm in length and 1.5 mm in diameter) introduced a noticeable increase in the measured pressure during brine injection at elevated flow rates (100–220 cm³/min). The growing discrepancy with increasing flow rate can be explained by the nonlinear rise in frictional pressure losses within the narrow outlet tube. At higher flow rates, inertial effects become significant, leading to a disproportionate increase in pressure drop along the outlet line and, consequently, a larger deviation between the two measurement configurations.

Table 1. Effect of a narrow outlet line on measured pressure at different flow rates

Pump rate, rpm	1-With outlet tube (L = 8 cm; D = 1.5 mm)				2-Without outlet tube			
	P, MPa	Mass of brine produced, g	Time, sec	Measured flow rate, cm ³ /min	P, MPa	Mass of brine produced, g	Time, sec	Measured flow rate, cm ³ /min
50	0.011	35.79	20	107.5	0.008	25.37	15	101.6
100	0.029	59.19	25	142.24	0.018	56.56	24	141.6
200	0.1	190.13	51	224	0.054	123.1	34	217.51

To minimize such errors, it is recommended to use tubing and fittings with larger diameters so that they do not act as the primary flow restriction. In addition, positioning pressure taps as close as possible to the inlet and outlet of the core can significantly improve the accuracy of pressure measurements.

The injection of oil to establish initial oil and connate water saturation should be continued until the pressure stabilizes, indicating equilibrium conditions within the core (Fig. 12). This step should be conducted at reservoir temperature using native reservoir fluids and rock material to ensure representative wettability and fluid–rock interactions. While some methodologies recommend preliminary cleaning of core samples via Soxhlet extraction with organic solvents, this approach may alter the native state of the rock. The authors of this work advocate for the use of the core material in its preserved state, main-

taining the original in-situ oil and water saturation without prior cleaning.

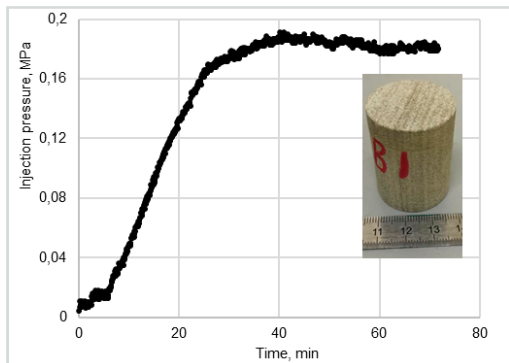


Figure 12. Injection pressure profile during oil injection into a brine-saturated Berea sandstone core Q = 0.15 cm³/min, μ = 64 cP; D = 2.97 cm, L = 3.8 cm, PV = 4.56 cm³

This approach offers several advantages. First, it preserves the native wettability of the rock, which is often irreversibly altered by solvent extraction. Second, it maintains the original distribution of fluids and surface-active components, including asphaltenes and polar compounds, which play a critical role in fluid-rock interactions. Third, it avoids potential structural and chemical alterations of the pore surface caused by aggressive solvents. As a result, the experimental conditions more closely represent actual reservoir behavior, improving the reliability of permeability and displacement measurements for field applications.

A proper pressure versus time (or injected volume) curve during oil injection should resemble that shown in Fig. 12. The example illustrates the injection of 64 cP oil into a short (3.8 cm) Berea sandstone core sample. The stabilized injection pressure should be used to calculate the permeability to oil at connate water saturation. This value is subsequently used to determine the oil mobility ahead of the displacement front and, ultimately, to evaluate the mobility ratio.

Prior to injection into the core sample, crude oil should be filtered to remove particulate solids and prevent plugging at the core inlet face. Omitting this step may prevent pressure stabilization during

injection, as suspended particles can accumulate at the core entrance and progressively reduce permeability.

Water flooding is subsequently performed to displace a portion of the mobile oil until water breakthrough occurs. If the objective of the experiment is to evaluate the extent to which gravity segregation can reduce water cut through the accumulation of mobile oil in the upper part of the core, the injected water volume during this stage must be selected carefully. Depending on the oil viscosity, different relationships between the percentage of produced mobile oil, water cut, and injected water volume may be observed.

Fractional flow calculations based on the relative permeability model (Fig. 13) described by Equations (1) and (2) were used to demonstrate this behavior:

$$k_{rw} = 0.1[(S_w - S_{wr})/(1 - S_{or} - S_{wr})]^2 \quad (1)$$

$$k_{ro} = [(1 - S_{or} - S_w)/(1 - S_{or} - S_{wr})]^2 \quad (2)$$

$$S_{or} = S_{wr} = 0.3 \quad (3)$$

when k_{rw} – relative permeability to water; k_{ro} – relative permeability to oil; S_w – water saturation; S_{wr} – irreducible water saturation; S_{or} – residual oil saturation.

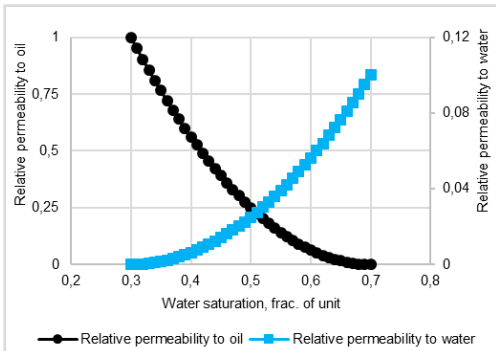


Figure 13. Relative permeability curves generated by equations (1–2)

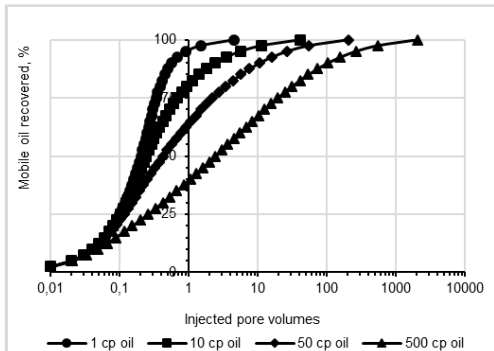


Figure 14. Results of fractional flow calculations used to assess the oil displacement dynamics for different oil viscosities

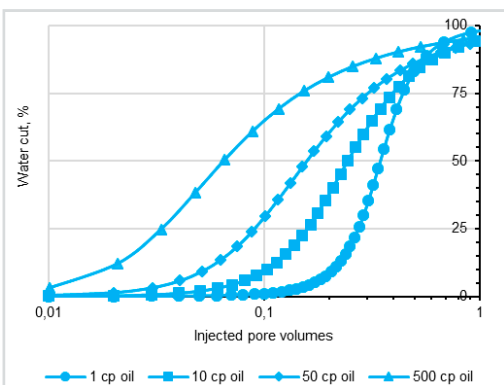


Figure 15. Results of fractional flow calculations used to assess the water cut dynamics for different oil viscosities

In fact, when highly viscous oils are used (i.e., under unfavorable mobility ratio conditions), water breakthrough may occur at an early stage of water flooding. Fractional flow calculations (Fig. 14) demonstrate that, for 500 cP oil, only approximately 40% of the mobile oil is displaced after the injection of 1 PV of water, while the water cut already reaches about 95%. This indicates that a substantial fraction of mobile oil (approximately 60%) remains in the model and may subsequently be redistributed by gravity during the shut-in period following water breakthrough.

In contrast, when low- or moderate viscosity oils (1–10 cP) are used, the injection of large water volumes (>1 PV) is generally not recommended, as it may result in the displacement of most of the mobile oil from the core. As shown by the frac-

tional flow calculations (Fig. 14 and 15), the injection of 1 PV of water produces approximately 80–95% of the mobile oil, while the water cut increases to 95–97%. Under such conditions, the remaining oil saturation may become too low to be reliably quantified when displaced from the core using conventional laboratory methods. Small residual oil volumes may be lost due to spreading along the surfaces of the outlet tubing or may remain undetected because of experimental uncertainties associated with gravimetric measurements.

In general, the performed analysis indicates that the injected water volume prior to shut-in must be selected according to oil viscosity. For highly viscous oils (500 cP), early water breakthrough at ~95% water cut still leaves approximately 60% of the mobile oil within the model, creating favorable conditions for gravity-driven oil redistribution during shut-in. In contrast, for low- and moderate-viscosity oils (1–10 cP), the injection of only 1 PV of water already displaces ~80–95% of the mobile oil, leaving too little remaining oil saturation for reliable evaluation of gravity segregation effects.

When dealing with low- or moderate-viscosity oils (1–10 cP), a more appropriate laboratory approach should ensure that a considerable amount of mobile oil remains in the core after water flooding reaches high water cut values. If the core does not contain any macroscale heterogeneity (e.g., a partially penetrating fracture), the favorable mobility ratio will result in a close to piston-like displacement, producing a steep relationship between oil displacement, water cut, and injected water volume. In contrast, if a high-permeability channel is artificially drilled halfway into the core from the injection side (Fig. 16), the injected water will preferentially flow through this channel and bypass a significant portion of the oil in the adjacent matrix (Fig. 17). As a result, high water cut values may be reached at the outlet while a substantial amount of oil still remains in the first half of the core. During the subsequent shut-in and aging period, gravity segregation may result in the redistribution of fluid saturations within the core, with oil migrating upward and water moving downward.



Figure 16. Core sample with a 3 mm diameter channel drilled halfway into the core

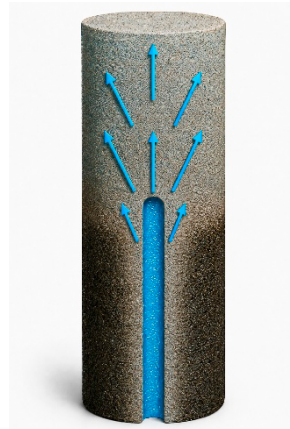


Figure 17. Visualization of water bypassing oil retained in the matrix adjacent to the channel

The developed laboratory methodology demonstrated that gravity segregation in vertically aged oil–water saturated cores strongly depends on oil viscosity and flow heterogeneity. Fractional flow analysis showed that for 500 cP oil, water breakthrough at ~95% water cut still leaves approximately 60% of the mobile oil inside the porous medium after 1 PV of injected water, creating favorable conditions for gravity-driven redistribution during shut-in. In contrast, for low-viscosity oils (1–10 cP), injection of 1 PV displaced ~80–95% of the mobile oil, leaving insufficient remaining saturation for reliable segregation analysis unless artificial high-permeability channels were introduced. The proposed epoxy-sealed core assembly provides a practical and low-cost platform for investigating these processes and may serve as a laboratory basis for field technologies aimed at reducing water cut in highly watered wells.

Conclusion

- A low-cost epoxy-sealed core holder methodology was developed for gravity segregation studies;
- For 500 cP oil, ~60% of the mobile oil remained in the core after 1 PV injection at ~95% water cut;
- For 1–10 cP oils, 1 PV injection displaced ~80–95% of the mobile oil;
- Artificial 3 mm channels promoted early water breakthrough while preserving oil in the adjacent matrix;
- During vertical aging, oil migrated upward while water moved downward due to gravity segregation;
- The methodology may support development of shut-in technologies for reducing water cut and improving oil recovery.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This work was carried out as part of the project “AP22787244 Development of Innovative Well Production Technology for Enhancing Oil Recovery, Reducing Operating Cost and Carbon Footprint”, funded by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Marat Sagyndikov – project conceptualization, funding acquisition, and research supervision; Iskander Gussenov – methodology development, fractional flow calculations, and technical interpretation of results; Yerzhan Melis – laboratory work planning and manuscript editing; Zhanabay Matkir – experimental implementation and laboratory data acquisition.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Работа была выполнена в рамках проекта «AP22787244 Разработка инновационной технологии скважинной добычи для увеличения нефтеотдачи, снижения операционных затрат и углеродного следа», при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан.

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

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Сагындыков М. – разработка концепции исследования, привлечение финансирования и научное руководство проектом; Гусенов И. – разработка методики исследования, выполнение расчётов и интерпретация результатов; Мелис Е. – планирование лабораторных работ и редактирование рукописи; Маткир Ж. – проведение лабораторных экспериментов и сбор экспериментальных данных.

REFERENCES

1. Kushekov RM, Sagyndikov MS, Ispanbetov TK, et al. Full-Field Polymer Flooding Project – Principles and Challenges at the Kalamkas Oilfield. SPE Improved Oil Recovery Conference; 2024 Apr 22–25; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/24IOR/24IOR/D021S007R003/544328.
2. Al Ruqaiishi AS, Al Wahaybi MH, Al Harthi N, et al. Enhancing Sweep Efficiency in Mature Waterflooded Carbonate Reservoirs in North Oman Through Advanced Chemical Water Shutoff Treatments. SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show; 2025 May 12–14; Muscat, Oman. Available from: onepetro.org/SPEOGWA/proceedings-abstract/25OPES/25OPES/D021S014R003/673829.
3. Belkhir S, Alblooshi Y, Hashmet MR. Integration of AI for Predicting Water Production and Enhancing Reservoir Management in Naturally Fractured Reservoirs // SPE Advances in Integrated Reservoir Modelling and Field Development Conference and Exhibition; 2025 June 2–4; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPERCSC/proceedings-abstract/25RCSC/25RCSC/D031S017R005/687171.
4. Sivrikoz A, Jimenez Chavez M, Buwaiqi S. Tackling High Water Production in Oman South Fields with New Technology // SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition; 2018 Dec 10–12; Kuwait City, Kuwait. Available from: onepetro.org/SPEHOCE/proceedings-abstract/18HOCE/18HOCE/D021S007R004/214693.
5. Zhao M, Xin X, Yu G, et al. Mechanistic Study and Optimization of High Water Cut Phase Management Strategies in Fracture-Vuggy Carbonate Reservoirs with Bottom Water. *Processes*. 2023;11(11):3135. doi: [10.3390/pr11113135](https://doi.org/10.3390/pr11113135)
6. Wu W, Hou J, Qu M, et al. Application of Phenolic Resin Crosslinked Polymer Gel in Fractured-Vuggy Carbonate Reservoir with High Temperature and High Salinity. International Petroleum Technology Conference; 2022 Feb 21–23; Riyadh, Saudi Arabia. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/22IPTC/22IPTC/D012S110R001/480026.
7. Sydansk RD, Al-Dhafeeri AM, Xiong Y, Seright RS. Polymer Gels Formulated with a Combination of High and Low Molecular-Weight Polymers Provide Improved Performance for Water-Shutoff Treatments of Fractured Production Wells. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; 2004 Apr 17–21; Tulsa, Oklahoma. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/04IOR/04IOR/SPE-89402-MS/71367.
8. Gussenov I, Berzhanova RZ, Mukasheva TD, et al. Exploring Potential of Gellan Gum for Enhanced Oil Recovery. *Gels*. 2023;9(11):858. doi: [10.3390/gels9110858](https://doi.org/10.3390/gels9110858).
9. Wu Q-H, Ge J-J, Ding L, Zhang G-C. Unlocking the potentials of gel conformance for water shutoff in fractured reservoirs: 9. Favorable attributes of the double network gel for enhancing oil recovery. *Petroleum Science*. 2023;20(2):1005–1017. doi: [10.1016/j.petsci.2022.10.018](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.10.018).
10. Varshney M, Goyal A, Goyal I, et al. Improving Conformance in an Injector Well Using Delayed Crosslink Polymer Gel : A Case Study. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; 2018 Oct 23–25; Brisbane, Australia. Available from: onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-abstract/18APOG/18APOG/D031S020R004/214057.
11. Scaramuzza JL, Fischetti H, Strappa L, Figliuolo S. Downhole Oil/Water Separation System – Field Pilot – Secondary Recovery Application Project. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; 2001 Mar 25–28;

- Buenos Aires, Argentina. Available from: onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/01LACPEC/01LACPEC/SPE-69408-MS/135334.
12. SPE Reservoir Advisory Committee. Reservoir Commentary: Potential Implications of Long-Term Shut-Ins on Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*. 2020;72(07):31–33. doi: [10.2118/0720-0031-JPT](https://doi.org/10.2118/0720-0031-JPT).
13. Yegane MM, van Wieren T, Fadili A, et al. Polymer-Assisted-Water-Alternating-Gas for Improving the CO2 Flow Properties in Porous Media. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2023 Oct 16–18; San Antonio, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/23ATCE/23ATCE/D011S009R003/535551.
14. Hu J, Li A. Experimental Investigation of Factors Influencing Remaining Oil Distribution under Water Flooding in a 2-D Visualized Cross-Section Model. *ACS Omega*. 2021;6(24):15572–15579. doi: [10.1021/acsomega.0c05534](https://doi.org/10.1021/acsomega.0c05534).
15. Sagyndikov M, Gussenov I, Shakhvorostov A, et al. Downhole Oil-Water Segregation in Production Wells: Review, Design, Simulation and Field Trials. *Engineered Science*. 2025;38:1866. doi: [10.30919/es1866](https://doi.org/10.30919/es1866).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Kushekov R.M., Sagyndikov M.S., Ispanbetov T.K., et al.* Full-Field Polymer Flooding Project – Principles and Challenges at the Kalamkas Oilfield // SPE Improved Oil Recovery Conference; April 22–25, 2024; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/24IOR/24IOR/D021S007R003/544328.
2. *Al Ruqaishi A.S., Al Wahaybi M.H., Al Harthi N., et al.* Enhancing Sweep Efficiency in Mature Waterflooded Carbonate Reservoirs in North Oman Through Advanced Chemical Water Shutoff Treatments // SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show; May 12–14, 2025; Muscat, Oman. Available from: onepetro.org/SPEOGWA/proceedings-abstract/25OPES/25OPES/D021S014R003/673829.
3. *Belkhir S., Alblooshi Y., Hashmet M.R.* Integration of AI for Predicting Water Production and Enhancing Reservoir Management in Naturally Fractured Reservoirs // SPE Advances in Integrated Reservoir Modelling and Field Development Conference and Exhibition; June 2–4, 2025; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPERCSC/proceedings-abstract/25RSCSC/25RSCSC/D031S017R005/687171.
4. *Sivrikoz A., Jimenez Chavez M., Buwaiqi S.* Tackling High Water Production in Oman South Fields with New Technology // SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition; December 10–12, 2018; Kuwait City, Kuwait. Available from: onepetro.org/SPEHOCE/proceedings-abstract/18HOCE/18HOCE/D021S007R004/214693.
5. *Zhao M., Xin X., Yu G., et al.* Mechanistic Study and Optimization of High Water Cut Phase Management Strategies in Fracture-Vuggy Carbonate Reservoirs with Bottom Water // Processes. 2023. Vol. 11, Issue 11. doi: [10.3390/pr11113135](https://doi.org/10.3390/pr11113135).
6. *Wu W., Hou J., Qu M., et al.* Application of Phenolic Resin Crosslinked Polymer Gel in Fractured-Vuggy Carbonate Reservoir with High Temperature and High Salinity // International Petroleum Technology Conference; February 21–23, 2022; Riyadh, Saudi Arabia. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/22IPTC/22IPTC/D012S110R001/480026.
7. *Sydansk R.D., Al-Dhafeeri A.M., Xiong Y., Seright R.S.* Polymer Gels Formulated with a Combination of High and Low Molecular-Weight Polymers Provide Improved Performance for Water-Shutoff Treatments of Fractured Production Wells // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; April 17–21, 2004; Tulsa, Oklahoma. Available from: onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/04IOR/04IOR/SPE-89402-MS/71367.
8. *Gussenov I., Berzhanova R.Zh., Mukasheva T.D., et al.* Exploring Potential of Gellan Gum for Enhanced Oil Recovery // Gels. 2023. Vol. 9, Issue 11. doi: [10.3390/gels9110858](https://doi.org/10.3390/gels9110858).
9. *Wu Q-H., Ge J-J., Ding L., Zhang G-C.* Unlocking the potentials of gel conformance for water shutoff in fractured reservoirs: Favorable attributes of the double network gel for enhancing oil recovery // *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20, Issue 2. P. 1005–1017. doi: [10.1016/j.petsci.2022.10.018](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.10.018).
10. *Varshney M., Goyal A., Goyal I., et al.* Improving Conformance in an Injector Well Using Delayed Crosslink Polymer Gel : A Case Study // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; October 23–25, 2018; Brisbane, Australia. Available from: onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-abstract/18APOG/18APOG/D031S020R004/214057.
11. *Scaramuzza J.L., Fischetti H., Strappa L., Figliuolo S.* Downhole Oil/Water Separation System – Field Pilot – Secondary Recovery Application Project // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; March 25–28, 2001; Buenos Aires, Argentina. Available from: onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/01LACPEC/01LACPEC/SPE-69408-MS/135334.
12. SPE Reservoir Advisory Committee. Reservoir Commentary: Potential Implications of Long-Term Shut-Ins on Reservoir // *Journal of Petroleum Technology*. 2020. Vol. 72, Issue 07. P. 31–33. doi: [10.2118/0720-0031-JPT](https://doi.org/10.2118/0720-0031-JPT).
13. *Yegane M.M., van Wieren T., Fadili A., et al.* Polymer-Assisted-Water-Alternating-Gas for Improving the CO2 Flow Properties in Porous Media // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 16–18, 2023; San Antonio, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/23ATCE/23ATCE/D011S009R003/535551.
14. *Hu J., Li A.* Experimental Investigation of Factors Influencing Remaining Oil Distribution under Water Flooding in a 2-D Visualized Cross-Section Model // *ACS Omega*. 2021. Vol. 6, Issue 24. P. 15572–15579. doi: [10.1021/acsomega.0c05534](https://doi.org/10.1021/acsomega.0c05534).
15. *Sagyndikov M., Gussenov I., Shakhvorostov A., et al.* Downhole Oil-Water Segregation in Production Wells: Review, Design, Simulation and Field Trials // *Engineered Science*. 2025. Vol. 38. doi: [10.30919/es1866](https://doi.org/10.30919/es1866).

AUTHORS' INFO

*Marat Sagyndikov

PhD

ORCID [0000-0003-0086-723X](https://orcid.org/0000-0003-0086-723X)

e-mail: sagyndikov.marat.s@gmail.com.

Iskander Gussenov

PhD

ORCID [0000-0002-9820-7952](https://orcid.org/0000-0002-9820-7952)

e-mail: iskander.gussenov@gmail.com.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Сагындиқов Марат

PhD

ORCID [0000-0003-0086-723X](https://orcid.org/0000-0003-0086-723X)

e-mail: sagyndikov.marat.s@gmail.com.

Гусенов Искандер

PhD

ORCID [0000-0002-9820-7952](https://orcid.org/0000-0002-9820-7952)

e-mail: iskander.gussenov@gmail.com.

Yerzhan MelisORCID [0009-0003-7212-4993](https://orcid.org/0009-0003-7212-4993)e-mail: yerzhan.melis@gmail.com.**Zhanabay Matkir**ORCID [0009-0007-7772-6466](https://orcid.org/0009-0007-7772-6466)e-mail: zhanabaymatkir@gmail.com.**Мелис Ержан**ORCID [0009-0003-7212-4993](https://orcid.org/0009-0003-7212-4993)e-mail: yerzhan.melis@gmail.com.**Маткир Жанабай**ORCID [0009-0007-7772-6466](https://orcid.org/0009-0007-7772-6466)e-mail: zhanabaymatkir@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 628.4: 678.746.22: 66.092-977: 665.71

МРНТИ 61.61.91

DOI: [10.54859/kjogi108982](https://doi.org/10.54859/kjogi108982)

Получена: 06.05.2026.

Одобрена: 22.05.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Научный обзор

Анализ влияний технологических параметров на формирование жидких продуктов при пиролизе полистирольных отходов

Е.М. Кизатов, Р.М. Дюсова, Э.Е. Копишев, О.Е. Калиев

Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В данной работе исследуется процесс термической переработки отходов полистирола как эффективная альтернатива традиционной механической утилизации. Учитывая рост объёмов пластиковых отходов и сложность переработки вспененных материалов, был проведён анализ современных публикаций, посвящённых влиянию технологических параметров процесса на выход и состав жидких продуктов пиролиза. Особое внимание уделено воздействию температуры, продолжительности процесса в реакционной зоне. На основании анализа было установлено, что наиболее рациональным температурным режимом является диапазон 400–500°C. Именно в этих условиях достигается максимальный выход жидкой фракции, обогащённой ценными ароматическими соединениями: стиролом, бензолом, толуолом и этилбензолом. В результате выявлено, что отклонение от оптимальных температур ведёт либо к неполной деструкции полимера, либо к избыточному газообразованию. Отмечены преимущества пиролиза при переработке загрязнённых и вспененных полистирольных материалов. Дополнительно подчёркнута важность повышения эффективности технологий переработки полимерных отходов в условиях роста экологической нагрузки. Сделан вывод о высокой перспективности технологии для получения химического сырья и развития экономики замкнутого цикла при условии совершенствования систем сортировки, очистки и последующего фракционирования продуктов пиролиза.

Ключевые слова: переработка, пиролиз, полистирол, температура процесса, продолжительность процесса.

Как цитировать:

Кизатов Е.М., Дюсова Р.М., Копишев Э.Е., Калиев О.Е. Анализ влияний технологических параметров на формирование жидких продуктов при пиролизе полистирольных отходов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 105–118. DOI: [10.54859/kjogi108982](https://doi.org/10.54859/kjogi108982).

UDC 628.4: 678.746.22: 66.092-977: 665.71

CSCSTI 61.61.91

DOI: [10.54859/kjogi108982](https://doi.org/10.54859/kjogi108982)

Received: 06.05.2026.

Accepted: 22.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Review article

Analysis of the Influence of Process Parameters on the Formation of Liquid Products During the Pyrolysis of Polystyrene Waste

Yessmagambet M. Kizatov, Rizagul M. Dyussova, Eldar Ye. Kopishev, Olzhas Ye. Kaliyev

Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

This study examines the thermal treatment of polystyrene waste as an effective alternative to conventional mechanical recycling. Given the growing volume of plastic waste and the complexity of processing foamed materials, an analysis was conducted of recent publications on the influence of process parameters on the yield and composition of liquid pyrolysis products. Particular attention was paid to the effects of temperature and residence time in the reaction zone. Based on the analysis, it was established that the most optimal temperature range is 400–500°C. It is under these conditions that the maximum yield of the liquid fraction, enriched with valuable aromatic compounds, including styrene, benzene, toluene, and ethylbenzene is achieved. As a result, it was found that deviations from the optimal temperatures lead either to incomplete polymer degradation or to excessive gas formation. The advantages of pyrolysis in the processing of contaminated and expanded polystyrene materials were highlighted. Additionally, the importance of improving the efficiency of polymer waste processing technologies in the context of increasing environmental pressure is emphasized. It is concluded that the technology has significant potential for the production of chemical feedstocks and the development of a circular economy, provided that systems for sorting, purifying, and subsequent fractionation of pyrolysis products are improved.

Keywords: *recycling; pyrolysis; polystyrene; process temperature; residence time.*

To cite this article:

Kizatov YM, Dyussova RM, Kopishev EY, Kaliyev OY. Analysis of the Influence of Process Parameters on the Formation of Liquid Products During the Pyrolysis of Polystyrene Waste. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):105–118. DOI: [10.54859/kjogi108982](https://doi.org/10.54859/kjogi108982).

ӨОЖ 628.4: 678.746.22: 66.092-977: 665.71

ГТАХР 61.61.91

DOI: [10.54859/kjogi108982](https://doi.org/10.54859/kjogi108982)

Қабылданды: 06.05.2026.

Мақұлданды: 22.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Ғылыми шолу

Полистирол қалдықтарын пиролиздеу кезінде сұйық өнімдердің пайда болуына технологиялық параметрлердің әсерін талдау

Е.М. Кизатов, Р.М. Дюсова, Э.Е. Копишев, О.Е. Қалиев

Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Бұл мақалада полистирол қалдықтарын термиялық қайта өңдеу дәстүрлі механикалық жоюға тиімді балама ретінде қарастырылады. Пластикалық қалдықтардың көлемінің артуы және көбікті материалдарды қайта өңдеудің күрделілігі ескеріле отырып, сұйық пиролиз өнімдерінің шығымдылығы мен құрамына процесс параметрлерінің әсері туралы ағымдағы басылымдарға талдау жүргізілді. Реакция аймағындағы температура мен процесс ұзақтығының әсеріне ерекше назар аударылды. Талдау негізінде ең оңтайлы температура диапазоны 400–500°С екені анықталды. Бұл жағдайлар бағалы хош иісті қосылыстармен: стирол, бензол, толуол және этилбензолмен байытылған сұйық фракцияның максималды шығымдылығын қамтамасыз етеді. Оңтайлы температурадан ауытқу полимердің толық емес ыдырауына немесе газдың шамадан тыс түзілуіне әкелетіні анықталды. Ластанған және көбікті полистирол материалдарын қайта өңдеудегі пиролиздің артықшылықтары атап өтіледі. Қоршаған орта қысымының артуы жағдайында полимер қалдықтарын қайта өңдеу технологияларының тиімділігін арттырудың маңыздылығы қосымша атап өтіледі. Пиролиз өнімдерін сұрыптау, тазалау және кейіннен фракциялау жүйелері жетілдірілген жағдайда, химиялық шикізатты алу және тұйық циклді экономиканы дамыту технологиясының жоғары әлеуеті туралы қорытынды жасалды.

Негізгі сөздер: қайта өңдеу, пиролиз, полистирол, процесс температурасы, процесс ұзақтығы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Кизатов Е.М., Дюсова Р.М., Копишев Э.Е., Қалиев О.Е. Полистирол қалдықтарын пиролиздеу кезінде сұйық өнімдердің пайда болуына технологиялық параметрлердің әсерін талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 105–118 б. DOI: [10.54859/kjogi108982](https://doi.org/10.54859/kjogi108982).

Введение

Разработка эффективных методов утилизации пластиковых отходов до сих пор является одной из наиболее значимых экологических и технологических задач мировой промышленности. Согласно отчету Plastic Overshoot Day 2025 [1], в мире в 2025 г. достигло отметки порядка 225 млн т пластиковых отходов в связи использованием одноразовой упаковки, бытовых изделий и текстиля. В среднем это соответствует 28,6 кг отходов на одного человека в год. При этом около 72 млн т, или 31,9%, могут быть неправильно утилизированы, т.е. попасть на неконтролируемые свалки, в окружающую среду или быть сожжены вне современных систем очистки выбросов. Эти показатели демонстрируют разрыв между объемом образования пластиковых отходов и мировой системой сбора, сортировки и переработки.

По данным Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан, ежегодно в стране образуется более 4,5 млн т твердых бытовых отходов (далее – ТБО), из которых переработано и утилизировано около 28,6% [2]. За этот год в стране функционировало 2755 полигонов ТБО, из которых 19,6% соответствовали экологическим и санитарным нормам [3]. Представленная статистика подтверждает, что при сохранении текущих темпов ресайклинга часть ТБО выводится из ресурсного оборота и депонируется на полигонах. Особую актуальность приобретает поиск эффективных решений для переработки проблемных полистирольных отходов.

Полистирол и вспененный полистирол широко применяются при производстве одноразовой посуды, пищевых контейнеров, упаковочных материалов, теплоизоляционных плит и защитной транспортной упаковки. Значительная часть таких изделий относится к продукции кратковременного использования, поэтому после эксплуатации переходит в поток ТБО. Механическая переработка вспененного и обычного полистирола осложняется его низкой плотностью, загрязненностью, большим объемом при малой массе и сравнительно низкой экономической привлекательностью сбора.

Возрастает значений технологий, позволяющих получить ценные продукты. Одним из перспективных методов переработки полистирольных отходов является пиролиз – термическое разложение полимера в бескислородной среде. Пиролиз направлен на получение жидкой, газообразной и твердой фракций. Жидкие продукты пиролиза полистирола очень важны, т.к. содержат значительное количество ароматических соединений, включая стирол, этилбензол, толуол и *o*-метилстирол.

Эффективность пиролиза полистирола определяется температурой и продолжитель-

ностью процесса. Недостаточная температура может приводить к неполному разложению полимера, а чрезмерно высокая температура – к вторичному крекингу и увеличению доли газообразных продуктов. Изучения влияния термических параметров и продолжительности процесса на формирование жидкой фракции имеет важное значение для разработки эффективных технологий переработки полистирольных отходов.

Целью данной обзорной статьи является систематизация современных научных данных о влиянии температуры, продолжительности процесса и связанных технологических факторов на формирование жидких продуктов при пиролизе полистирольных отходов. Для достижения цели рассматриваются аналитико-статистические данные по пластиковым отходам за 2025 г., основные методы переработки пластика, их преимущества и недостатки, особенности термического разложения полистирола, влияние температуры и времени процесса на выход и состав жидких продуктов.

Материалы и методы

Настоящая обзорная статья подготовлена на основе анализа научных публикаций, посвященных переработке пластиковых отходов и пиролизу полистирола. Для формирования теоретической базы исследования использовались статьи, индексируемые в международных базах данных Scopus, Web of Science, ScienceDirect и MDPI¹, опубликованные преимущественно в 2020–2026 гг., материалы профильных организаций, а также статистические данные, отражающие современное состояние обращения с полимерными отходами. Поиск и отбор источников осуществлялся по тематическим ключевым словам: пиролиз, переработка, полимеры, полистирол, вспененный полистирол, влияние температуры, продолжительность процесса, выход продукта, химическая переработка, сжигание, механическая переработка, газификация.

Обработка и обобщение литературных данных проводились с применением методов сравнительного и контент-анализа. В ходе работы были сопоставлены результаты исследований, посвященных влиянию температурных параметров, времени выдержки, скорости нагрева, времени пребывания паровой фазы, а также характеристик сырья на выход и состав жидких продуктов пиролиза полистирола. Дополнительно учитывались особенности используемых реакторов и режимов проведения процесса. Полученные результаты были систематизированы для выявления общих закономерностей формирования жидкой фракции, определения оптимальных условий проведения пиролиза и оценки перспектив практического использования продуктов термической переработки полистирольных отходов.

¹ MDPI (англ. Multidisciplinary Digital Publishing Institute – Многопрофильный институт цифровых публикаций) – издатель научных журналов открытого доступа.

Статистические данные

В 2025 г. потребление пластмасс было значительным из-за высокого спроса на упаковочные материалы, одноразовые изделия, синтетический текстиль, строительные полимеры, медицинские материалы и бытовые товары. По оценке Plastic Overshoot Day 2025 [1], наибольший вклад в образование пластиковых отходов вносит упаковка – около 33%, текстиль – около 17%, а также бытовые и одноразовые изделия – около 5%. С 2024 по 2025 г. число пластиковых увеличилось на 5 млн т, что указывает на продолжающийся рост образования при развитии отдельных программ переработки и экологического регулирования.

Основная экологическая нагрузка связана с характером их использования. Упаковочные и одноразовые полимерные изделия являются проблемной группой с точки зрения устойчивого обращения с отходами. Полистирол относится к проблемной группе, а переработка вспененно-

го полистирола является сложной из-за низкой плотности и большого объёма, что повышает стоимость логистики и сортировки, снижая экономическую привлекательность механической переработки.

Как показано в табл. 1, основной источник пластиковых отходов – сектор краткосрочного потребления. Поэтому данную категорию отходов следует рассматривать как важный объект для развития альтернативных методов переработки, включая пиролиз.

В Казахстане на 2025 г. ситуация оставалась сложной. По данным Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан, около двух третей ТБО все ещё не подвергались утилизации, что начало создавать большую нагрузку на полигоны и окружающую среду. Значительная часть объектов размещения отходов требует модернизации, рекультивации или замены современными инфраструктурными объектами в сфере обращения с отходами.

Таблица 1. Показатели пластиковых отходов за 2025 г. в мире [1]
Table 1. Indicators of Plastic Waste in the World for 2025 [1]

Показатель Indicator	Значение Value	Комментарий Comment
Образование пластиковых отходов в мире, млн т Global plastic waste generation, million tons	около 225 about 225	Одноразовая упаковка, бытовые изделия и текстиль Single-use packaging, household products, and textiles
Образование пластиковых отходов на душу населения, кг/чел в год Plastic waste generation per capita, kg/person/year	28,6	Среднемировая оценка Global average estimate
Неправильно управляемые пластиковые отходы, млн т Mismanaged plastic waste, million tons	около 72 about 72	Отходы, которые могут попасть в окружающую среду Waste that may enter the environment
Доля неправильно управляемых отходов, % Share of mismanaged waste, %	31,9	Почти треть от общего объёма Nearly one-third of the total volume
Доля упаковки в образовании пластиковых отходов, % Share of packaging in plastic waste generation, %	около 33 about 33	Крупнейший источник The largest source
Доля текстиля, % Share of textiles, %	около 17 about 17	Второй значимый источник The second most significant source
Доля бытовых и одноразовых изделий, % Share of household and single-use products, %	около 5 about 5	Включает часть продукции краткосрочного использования Includes some short-life products

Таблица 2. Показатели обращения с твёрдыми бытовыми отходами в Казахстане за 2025 г.
Table 2. Indicators of Municipal Solid Waste Management in Kazakhstan for 2025

Показатель Indicator	Значение Value	Комментарий Comment
Образование ТБО в Казахстане, млн т Municipal solid waste (MSW) generation in Kazakhstan, million tons	более 4,5 more than 4.5	Общий объём ТБО Total MSW volume
Доля переработки и утилизации ТБО, % Share of MSW recycling and recovery, %	28,6%	Средний показатель по стране National average indicator
Количество полигонов, ед. Number of landfills, units	2755	По итогам 2025 г. As of the end of 2025
Полигоны, соответствующие экологическим и санитарным нормам, ед. Landfills compliant with environmental and sanitary standards, units	540	19,6% от общего числа 19.6% of the total number
Несанкционированные свалки, выявленные космическим мониторингом, ед. Illegal dumpsites identified through satellite monitoring, units	3827	3а 2025 г. During 2025
Ликвидированные несанкционированные свалки, ед. Eliminated illegal dumpsites, units	3464	91% от выявленных 91% of identified sites
Населённые пункты с внедрённым раздельным сбором ТБО, ед. Settlements with implemented separate MSW collection, units	123	Из 211 городов и районов Out of 211 cities and districts

Проблемы утилизации пластиковых отходов

Основные проблемы утилизации пластиковых отходов разделяются на четыре группы: экологические, технологические, экономические и организационные. К экологическим относится попадание пластиковых отходов в окружающую среду, что вызывает загрязнение почв, рек, озёр, морей и океанов. Со временем они преобразовываются в микропластик, который попадает в пищевые цепи и накапливается в живых организмах [4].

В исследовании [5] упоминается, что технологические проблемы связаны с невозможностью одинаково производить механическую переработку всех видов пластика. Наиболее эффективно перерабатываются чистые и отсортированные потоки полиэтилентерефталата, полиэтилена низкого давления и полипропилена. Смешанные, загрязнённые, многослойные, окрашенные и вспененные материалы перерабатываются проблематично. Полистирол, особенно вспененный, относится к их числу.

Переработка отдельных пластиковых фракций в частных случаях нерентабельна, что является экономической проблемой. По данным исследования [6], для вспененного полистирола

транспортировка без прессования экономически невыгодна, поскольку он занимает большой объём при малой массе. Организационные барьеры в управлении пластиковыми отходами обусловлены фрагментарностью цепочки создания стоимости. Как показывает исследование [6], отсутствие информационной связности между производителями упаковки и операторами переработки, а также институциональная слабость механизмов расширенной ответственности производителей препятствуют созданию замкнутых циклов, несмотря на наличие теоретически возможных технологических решений.

Преодоление экологического кризиса, вызванного накоплением пластика, требует перехода к системной оптимизации всей цепочки обращения с отходами. Учитывая наличие физико-химических ограничений при механической переработке и высокую стоимость логистики легковесных отходов, пиролиз является оптимальной альтернативой для утилизации данных материалов. Пиролиз позволяет получать ценное сырьё – мономер или пиролизное масло, что организационно и экономически более оправдано для переработки некондиционных фракций в рамках экономики замкнутого цикла.

Таблица 3. Сравнительная характеристика основных методов переработки пластиковых отходов
Table 3. Comparative Characteristics of the Main Plastic Waste Recycling Methods

Метод Method	Сущность процесса Process Description	Основные продукты Main products	Преимущества Advantages	Ограничения Limitations
Механическая переработка Mechanical recycling	Сортировка, мойка, измельчение, плавление и гранулирование Sorting, washing, shredding, melting, and pelletizing	Вторичные гранулы изделия из переработанного пластика Recycled pellets, products made from recycled plastic	Простота, сравнительно низкая стоимость, сохранение материала Simplicity, relatively low cost, preservation of material	Требует чистого и однородного сырья. Механические и эксплуатационные свойства ухудшаются при повторной переработке Requires clean and homogeneous feedstock. Mechanical and performance properties deteriorate after repeated recycling
Химическая переработка Chemical recycling	Разрушение полимерных цепей до мономеров или химических продуктов Breakdown of polymer chains into monomers or chemical products	Мономеры, олигомеры, химическое сырьё Monomers, oligomers, chemical feedstock	Позволяет получать более качественное сырьё, подходит для некоторых сложных отходов Enables production of higher-quality raw materials, suitable for some complex waste streams	Высокая стоимость, сложность оборудования, необходимость контроля примесей High cost, equipment complexity, need for impurity control
Сжигание с энергетической утилизацией Incineration with energy recovery	Полное окисление отходов с выделением тепла Complete oxidation of waste with heat generation	Тепло, электроэнергия, зола, дымовые газы Heat, electricity, ash, flue gases	Быстро уменьшает объём отходов, позволяет получать энергию Rapidly reduces waste volume and allows energy production	Потеря химической ценности полимера, риск выбросов Loss of the polymer's chemical value, risk of emissions
Газификация Gasification	Высокотемпературное превращение в ограниченной окислительной среде High-temperature conversion in a limited oxidizing environment	Синтез-газ, твёрдый остаток, смолы Syngas, solid residue, tars	Получение газообразного сырья для энергии и химического синтеза Production of gaseous feedstock for energy and chemical synthesis	Высокая температура, сложная очистка газа, требование к сырью High temperatures, complex gas cleaning, feedstock requirements
Пиролиз Pyrolysis	Термическое разложение без доступа кислорода Thermal decomposition in the absence of oxygen	Жидкая фракция, газ, твёрдый остаток Liquid fraction, gas, solid residue	Получение жидких УВ, подходит для трудно перерабатываемых фракций Production of liquid hydrocarbons, suitable for hard-to-recycle fractions	Энергоёмкость, необходимость контроля температуры и времени High energy consumption, need for temperature and residence time control

Основные методы переработки пластика

Современная система утилизации и переработки пластиковых отходов включает: механическую, химическую, сжигание с получением энергии, газификацию и пиролиз. Выбор метода зависит от химической природы полимера, сте-

пени загрязнения отходов, состава пластиковой смеси, экономической целесообразности и доступности технологической инфраструктуры. Ни один метод переработки отходов не является универсальным, поэтому необходимо рассматривать с учётом состава отхода и конечной цели переработки [7–12].

Таблица 4. Сравнительная оценка методов переработки полистирольных отходов
Table 4. Comparative Assessment of Polystyrene Waste Recycling Methods

Критерий сравнения Comparison criterion	Механическая переработка Mechanical recycling	Химическая переработка Chemical recycling	Сжигание Incineration	Газификация Gasification	Пиролиз Pyrolysis
Сохранение материальной ценности Material value retention	Высокое, если сырьё чистое High, if feedstock is clean	Среднее / высокое Medium / high	Отсутствует None	Частичное, через синтез-газ Partial, via syngas	Высокое, через жидкие продукты High, via liquid products
Пригодность для загрязнённых отходов Suitability for contaminated waste	Низкая Low	Средняя Medium	Высокая High	Средняя Medium	Средняя или высокая Medium to high
Пригодность для вспененного полистирола Suitability for expanded polystyrene	Ограниченная Limited	Перспективная Promising	Возможна, но нежелательна Possible, but undesirable	Возможна Possible	Наиболее перспективная Most promising
Основной продукт Main product	Вторичная гранула Secondary pellets	Мономеры, химические продукты Monomers, chemical products	Тепло, электроэнергия Heat, electricity	Синтез-газ Syngas	Жидкая фракция, газ Liquid fraction, gas
Возможность получения стирола Possibility of styrene recovery	Низкая Low	Высокая для деполимеризации полистирола High for polystyrene depolymerization	Нет None	Нет None	Высокая при оптимальных условиях High under optimal conditions
Основные ограничения Main limitations	Требует чистого сырья Requires clean feedstock	Сложность и стоимость процесса Process complexity and high cost	Выбросы и потеря химической ценности Emissions and loss of chemical value	Высокая температура и очистка газа High temperature and gas cleaning requirements	Требует оптимизации температуры и времени Requires optimization of temperature and residence time
Общая оценка Overall assessment	Подходит ограниченно Limited applicability	Перспективная Promising	Использовать только для остаточных фракций Suitable only for residual fractions	Менее целесообразна для жидких продуктов Less suitable for liquid product recovery	Наиболее обоснованный метод для получения жидкой фракции Most justified method for producing liquid fractions

Основные методы переработки пластика

Современная система утилизации и переработки пластиковых отходов включает: механическую, химическую, сжигание с получением энергии, газификацию и пиролиз. Выбор метода зависит от химической природы полимера, степени загрязнения отходов, состава пластиковой смеси, экономической целесообразности и доступности технологической инфраструктуры. Ни один метод переработки отходов не является универсальным, поэтому необходимо рассматривать с учётом состава отхода и конечной цели переработки [7–12].

Механическая переработка основана на физическом преобразовании полимеров без разрушения их химической структуры и включает стадии сортировки, мойки, измельчения и грануляции [8]. Преимущества метода – технологи-

ческая простота и низкая стоимость, что делает его оптимальным для термопластичных полимеров, таких как полиэтилентерефталат, полиэтилен и полипропилен. Вспененный полистирол и полистирол, загрязнённый пищевыми отходами, требуют подготовки.

Химическая переработка представляет собой процесс деполимеризации – разрушение макромолекул полимеров до мономеров, которые могут быть использованы в качестве вторичного нефтехимического сырья. Данный метод переработки эффективен для переработки загрязнённых и многослойных полимерных отходов [9]. Ключевым преимуществом данного метода является получение продуктов, по своим характеристикам близких к первичному сырью. Однако существенным недостатком химической переработки выступает необходимость использования сложного технологического оборудова-

ния и дорогостоящих каталитических систем [13]. Химическая переработка критически важна для реализации замкнутого цикла, дополняя механический метод переработки.

Сжигание – термический метод утилизации полимерных отходов, при котором происходит их полное окисление с выделением тепловой энергии. Этот подход актуален для полимерных отходов, непригодных для механической или химической переработки. Экологическая безопасность процесса критически зависит от систем очистки отходящих газов. В современной системе обращения с отходами сжигание рассматривается преимущественно как метод переработки остаточных фракций [8]. В случае пиролиза полистирола это – способ получения ароматических соединений, которые иначе были бы выброшены в атмосферу при сжигании в качестве углекислого газа и воды [14].

Газификация – термохимический процесс преобразования пластиковых отходов в синтез-газ при высоких температурах в условиях ограниченного доступа окислителя. По данным исследований [15], метод позволяет получать универсальное сырьё для синтеза водорода, метанола и жидких топлив, обеспечивая переход от простой энергетической утилизации к химическому рециклингу. Технология эффективна для переработки сложных смешанных потоков, однако её реализация требует высокотехнологичного оборудования и многостадийной очистки газа от смол и коррозионно-активных соединений. Применительно к полистиролу газификация признается менее раци-

ональной, чем пиролиз, т.к. глубокое разложение материала до газовой фазы лишает процесс его главного преимущества – возможности получения ценных жидких ароматических фракций.

Пиролиз – это термическое разложение полимеров в бескислородной среде, в результате которого образуются жидкая, газообразная и твёрдая фракции. Согласно современным исследованиям, процесс обычно проводят при температурах 455–700°C, при этом выход продуктов напрямую зависит от состава сырья, времени пребывания паров и типа реактора [10]. Главная ценность метода заключается в получении жидких углеводородов (далее – УВ), которые могут служить альтернативным топливом или сырьём для нефтехимии. В табл. 3 представлена сравнительная характеристика различных методов переработки.

Каждый метод имеет свою область применения. В табл. 4 представлена сравнительная оценка методов переработки полистирольных отходов.

Пиролиз как метод переработки полимерных отходов

Пиролиз – термохимический метод переработки пластиковых отходов, основанный на разложении полимеров при повышенной температуре в бескислородной среде. При разрушении макромолекулярных цепей образуются жидкие, газообразные и твёрдые продукты. Пиролиз позволяет превращать пластиковые отходы в продукты с добавленной стоимостью, вклю-

Таблица 5. Особенности пиролиза основных видов пластиковых отходов
Table 5. Characteristics of Pyrolysis of Major Plastic Waste Types

Вид пластика Plastic Type	Основные особенности пиролиза Main pyrolysis characteristics	Преобладающие продукты Predominant products	Основные ограничения Main limitations
Полиэтилен Polyethylene (PE)	Разложение длинных углеводородных цепей Decomposition of long hydrocarbon chains	Алканы, алкены, воски, жидкие УВ Alkanes, alkenes, waxes, liquid hydrocarbons	Широкий состав продуктов, необходимость дополнительного крекинга Wide product distribution; requires additional cracking/upgrading
Полипропилен Polypropylene (PP)	Термическое расщепление разветвленных цепей Thermal scission of branched polymer chains	Алканы, алкены, жидкая и газовая фракции Alkanes, alkenes, liquid and gaseous fractions	Сложный состав масла, зависимость от температуры и катализатора Complex oil composition; strong dependence on temperature and catalyst
Полиэтилен-терефталат Polyethylene terephthalate (PET)	Разложение кислородсодержащего полиэфира Decomposition of oxygen-containing polyester	Кислородсодержащие и ароматические соединения Oxygenated compounds and aromatic compounds	Кислотные продукты, ухудшение качества жидкой фракции Formation of acidic products; deterioration of liquid fraction quality
Поливинилхлорид Polyvinyl chloride (PVC)	Дехлорирование с выделением HCl Dehydrochlorination with HCl release	Хлороводород, УВ, хлорорганические соединения Hydrogen chloride, hydrocarbons, chlorinated organic compounds	Коррозия оборудования, токсичные продукты, необходимость удаления поливинилхлорида Equipment corrosion, toxic emissions; requires PVC removal/pre-treatment
Полиуретан Polyurethane (PU)	Разложение уретановых групп Breakdown of urethane groups	Азотсодержащие соединения, газы, жидкая фракция Nitrogen-containing compounds, gases, liquid fraction	Токсичные продукты, сложная очистка газов Toxic products; complex gas purification required
Полистирол Polystyrene (PS)	Деполимеризация стирольных звеньев Depolymerization of styrene units	Стирол, этилбензол, толуол, α-метилстирол, димеры Styrene, ethylbenzene, toluene, α-methylstyrene, dimers	Необходим контроль температуры и времени для снижения вторичного крекинга Requires strict control of temperature and residence time to reduce secondary cracking

чая топливо, химическое сырьё и компоненты для дальнейшей нефтехимической переработки [10, 16, 17].

Жидкая фракция – смесь УВ различного состава, используется как альтернативное топливо или как сырьё для дальнейшей переработки. Газовая фракция: водород, метан, этан, этилен, пропан, пропилен, бутаны, бутены, оксид и диоксид углерода; используется для частичного энергетического обеспечения самого процесса. Твёрдый остаток, или кокс, содержит углеродистые вещества, минеральные примеси, наполнители и неорганические добавки.

Согласно данным табл. 5, пиролиз эффективен для пластиков благодаря их углеводородной природе и высокому теплотворному потенциалу, который превышает показатели биомассы из-за низкого содержания кислорода. В обзоре [17] указывается, что выход жидкой фракции обычно составляет 60–80%, а в условиях быстрого пиролиза (450–600°C) может достигать 85%. Эффективность процесса напрямую зависит от состава сырья: полиолефины и полистирол признаны наиболее благоприятными материалами, при этом полистирол обладает уникальным преимуществом, позволяя извлекать не только топливные компоненты, но и химически ценные ароматические соединения.

Эффективность и особенности пиролиза полистирола

В отличие от других видов пластика, полистирол содержит в своем звене (-CH₂ - CH(C₆H₅)-)_n фенильную группу, способствующую при термическом воздействии

селективному разрыву связей в основной цепи, что позволяет с высокой эффективностью восстанавливать мономерный стирол и ряд сопутствующих ароматических соединений. Благодаря этому полистирол обеспечивает получение жидкой фракции с высокой топливной и химической ценностью при минимальном содержании кислорода в продуктах [18, 19].

Механизм превращений при пиролизе включает в себя цепочку последовательных реакций: разрыв цепи, образование активных радикалов, внутримолекулярные перегруппировки и вторичный крекинг. На начальной стадии нагрева происходит ослабление связей, что приводит к формированию реакционноспособных радикалов, которые при оптимальных технологических условиях превращаются в стирол. При неоптимальных условиях начинаются вторичные процессы: образование газообразных УВ и твёрдого углеродистого остатка, что снижает выход целевой жидкой фазы и загрязняет оборудование [18, 20].

Для оценки эффективности процесса и качества получаемых продуктов используется классификация основных фракций, приведенная в табл. 6.

Основным целевым компонентом является стирол, но в процессе также формируются толуол, этилбензол, ксилолы, бензол и более тяжёлые олигомеры, такие как димеры и тримеры стирола [20, 21]. Их физико-химические свойства – плотность и вязкость – заметно выше, чем у масел, получаемых из полиолефинов. В табл. 7 представлены данные по компонентам жидкой фракции пиролиза полистирола.

Таблица 6. Фракции и основные продукты пиролиза полистирольных отходов
Table 6. Fractions and Main Products of Polystyrene Waste Pyrolysis

Фракция Fraction	Основные компоненты Main components	Значение Significance	Особенности Characteristics
Жидкая Liquid	Стирол, этилбензол, толуол, бензол, димеры Styrene, ethylbenzene, toluene, benzene, dimers	Сырьё для нефтехимии Feedstock for petrochemical industry	Требует тщательной очистки Requires thorough purification
Газовая Gas	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₃ H ₈ , C ₃ H ₆	Энергетический ресурс Energy resource	Снижает выход жидкости Reduces liquid yield
Твёрдая Solid	Кокс, углеродистые примеси Coke, carbonaceous impurities	Ограниченное применение Limited applicability	Ухудшает работу реактора Negatively affects reactor operation

Таблица 7. Основные компоненты жидкой фракции пиролиза полистирола
Table 7. Main Components of the Liquid Fraction of Polystyrene Pyrolysis

Компонент Fraction	Путь образования Main components	Значение Significance	Особенности Characteristics
Стирол Styrene	Деполимеризация Depolymerization	Возврат в производство Reuse in production cycle	Реакционноспособен Highly reactive compound
Толуол Toluene	Вторичные реакции Secondary reactions	Растворитель Solvent	Растет при глубоком крекинге Increases under deep cracking conditions
Этилбензол Ethylbenzene	Перенос водорода Hydrogen transfer reactions	Химическое сырьё Chemical feedstock	Сложность разделения со стиролом Difficult to separate from styrene
Бензол Benzene	Глубокое расщепление Deep cracking reactions	Химическое сырьё Chemical feedstock	Токсичность Toxic compound
Димеры / тримеры Dimers / trimers	Рекомбинация радикалов Radical recombination	Тяжелая фракция Heavy fraction	Повышают вязкость масла Increases oil viscosity

Экономическая эффективность пиролиза полистирола зависит от разделения сложных продуктов на фракции коммерческой чистоты. Современные исследования в области переработки продуктов пиролиза подтверждают, что фрак-

ционная перегонка является обязательным и определяющим этапом, позволяющим трансформировать смесь отходов в ценные химические компоненты, пригодные для повторного использования в промышленном производстве [22].

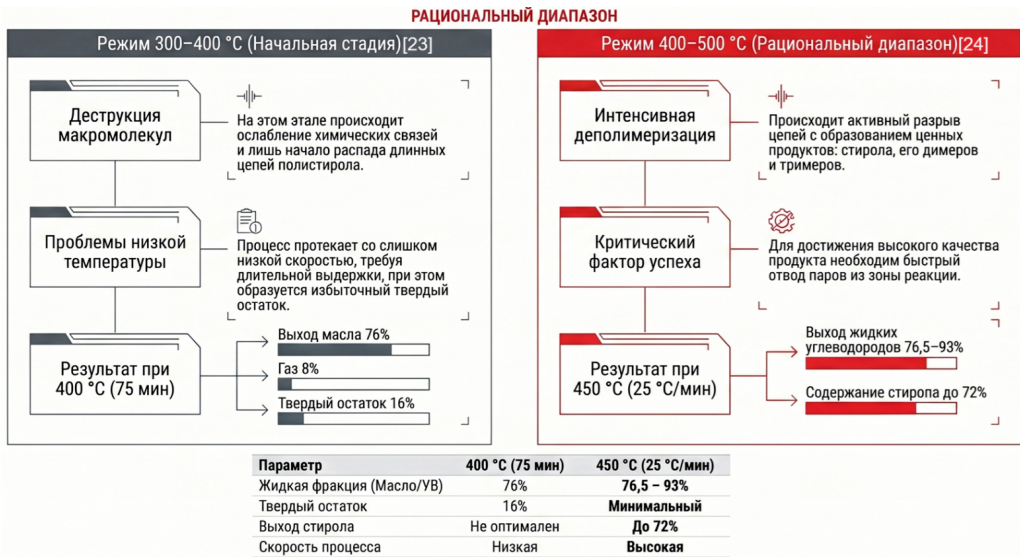


Рисунок 1. Влияние температуры на пиролиз полистирольных отходов по отдельным источникам
Figure 1. Effect of Temperature on the Pyrolysis of Polystyrene Waste According to Different Sources

Таблица 8. Влияние временных параметров на пиролиз полистирольных отходов
Table 8. Influence of Time Parameters on the Pyrolysis of Polystyrene Waste

Параметр Parameter	Характеристика параметра Parameter characteristics	Влияние на процесс Effect on the process	Возможный риск при недостаточном значении Risk of insufficient value	Возможный риск при чрезмерном значении Risk of excessive value
Время выдержки твёрдой фазы Solid-phase residence time	Время нахождения полимера в зоне нагрева Time the polymer remains in the heating zone	Определяет полноту разложения сырья Determines the completeness of polymer decomposition	Неполное разложение полистирола, увеличение остатка Incomplete polystyrene decomposition, increased residue formation	Вторичные реакции, рост газа и кокса Secondary reactions, increased gas and coke formation
Время пребывания паров Vapour residence time	Время нахождения летучих продуктов в горячей зоне Time volatile products remain in the hot zone	Определяет сохранность стирола и первичных продуктов Determines preservation of styrene and primary products	Недостаточная конверсия тяжёлых фрагментов Insufficient conversion of heavy fragments	Крекинг стирола, рост газовой фракции Styrene cracking, increased gas fraction
Скорость нагрева Heating rate	Скорость достижения заданной температуры Rate of reaching the target temperature	Влияет на механизм деполимеризации и образование паров Influences depolymerization mechanism and vapour formation	Длительное пребывание в промежуточной зоне, неполный пиролиз Prolonged residence in intermediate temperature zone, incomplete pyrolysis	Слишком интенсивное выделение паров при слабой конденсации Excessively rapid vapour release with poor condensation efficiency
Время конденсации Condensation time	Эффективность охлаждения и сбора паров Efficiency of vapour cooling and collection	Влияет на выход жидкой фракции Affects liquid fraction yield	Потери летучих продуктов Loss of volatile products	Возможное загрязнение и смешение фракций Contamination and mixing of fractions
Общее время реакции Total reaction time	Полная продолжительность пиролиза Overall duration of pyrolysis process	Характеризует технологический режим в целом Characterizes overall process regime	Низкая степень превращения Low conversion degree	Увеличение побочных продуктов и энергозатрат Increased by-products and energy consumption

Влияние технологических параметров

Эффективность пиролиза полистирола и его вспененной формы определяется совокупным влиянием температуры и продолжительности процесса. Рис. 1 демонстрирует влияние температуры процесса на глубину разложения макромолекул и направление вторичных реакций. Продолжительность процесса влияет на полноту превращения сырья и степень последующего крекинга образовавшихся паров.

Выбор конкретного режима процесса определяется тем, какой результат необходимо: получение максимального количества жидкой фракции или достижение высокой чистоты стирола. Температуры выше 500°C неэффективны, поскольку приводят к усиленному газообразованию и накоплению тяжёлых полициклических ароматических УВ. Продукты высокого качества образуются в диапазоне 400–450°C. Для вспененного полистирола важна скорость подвода тепла, тогда как для полистирольных отходов важно время нахождения сырья в реакторе. Следовательно, оптимальные условия пиролиза должны подбираться с учётом структуры сырья и особенностей используемого оборудования.

Продолжительность процесса определяет количественный выход и компонентный состав жидких продуктов пиролиза полистирольных отходов. Температура обуславливает интенсивность деструкции полимерных цепей. Время реакции лимитирует полноту разложения сырья. Данный параметр регулирует степень вторичных превращений образующихся соединений.

Анализ процесса требует дифференциации временных характеристик. К ним относятся общая продолжительность реакции и время выдержки твёрдой фазы. Отдельно учитываются время пребывания паров в высокотемпературной зоне и длительность конденсации продуктов.

Сочетание температуры и времени в табл. 8 обеспечивает исчерпывающую деструкцию полистирольного сырья. Указанные режимы максимизируют генерацию жидкой фракции. Минимизируются потери первичных ароматических продуктов. Эффективность процесса зависит от общей продолжительности и времени пребывания паров. Учитывается градиент скорости нагрева. Технологическую значимость имеет интенсивность последующей конденсации.

Заключение

Проведённый обзор показывает, что проблема переработки полистирольных отходов остаётся актуальной в связи с ростом объёмов пластиковых отходов, ограничениями механической переработки и высокой долей изделий кратковременного использования. Полистирол широко применяется в упаковке, одноразовой посуде, теплоизоляционных материалах и вспененных защитных изделиях, поэтому значитель-

ная часть таких материалов быстро переходит в поток отходов. Особенно проблемным является вспененный полистирол, который имеет низкую плотность, занимает большой объём при транспортировке и требует предварительного уплотнения перед переработкой.

Сравнение основных методов переработки пластика показало, что механическая переработка эффективна только для чистых и однородных потоков полимеров. Для загрязнённых, смешанных и вспененных отходов её применение ограничено. Сжигание позволяет уменьшить объём отходов и получить энергию, однако приводит к полной потере химической ценности полимера и требует строгого контроля выбросов. Газификация обеспечивает получение синтез-газа, но не ориентирована на получение жидких ароматических продуктов. На этом фоне пиролиз является наиболее перспективным методом переработки полистирольных отходов, который позволяет получить жидкую фракцию, содержащую ценные ароматические соединения.

Особенность пиролиза полистирола заключается в склонности данного полимера к деполимеризации с образованием стирола. Благодаря строению макромолекулы полистирола жидкие продукты его пиролиза отличаются высоким содержанием ароматических соединений: стирола, толуола, этилбензола, бензола, димеров и тримеров стирола. Пиролиз полистирола и вспененного полистирола представляет собой метод химического рециклинга. Процесс обеспечивает возврат стирольного мономера в промышленный оборот.

Температура определяет выход и компонентный состав жидких продуктов. Оптимальный диапазон деструкции составляет 400–500°C. Снижение температуры ниже указанного уровня вызывает неполное разложение полимера. Это сокращает выход жидкой фракции. Превышение температурного максимума инициирует вторичные реакции. Происходит крекинг стирола. Растёт генерация газообразных продуктов и тяжёлых ароматических соединений.

Продолжительность процесса влияет на эффективность превращения сырья. Недостаточная экспозиция ведёт к неполной деструкции полистирола. Чрезмерная выдержка способствует вторичным превращениям первичных продуктов. Ключевым параметром является время пребывания паров в горячей зоне. Сохранение стирола требует быстрой эвакуации летучих компонентов из реактора. Необходима их немедленная конденсация.

Жидкие продукты пиролиза требуют дополнительной очистки, стабилизации и фракционирования. Приоритетным направлением является выделение стирола для повторного синтеза полимеров. Метод позволяет получать ароматические фракции и сырьё для нефтехимии. Использование пиролизного масла в качестве топлива

ограничено. Препятствием для использования пиролизного масла в качестве моторного топлива является сложный состав и высокое содержание стиролов, бензолов, толуолов и этилбензолов.

Технология сопряжена с рисками образования летучих органических соединений и полициклических ароматических УВ. Примеси в составе отходов инициируют синтез токсичных соединений. Требуется строгий контроль состава сырья. Необходима предварительная сортировка и очистка отходящих газов.

Рентабельность метода зависит от стабильности сырьевого потока и логистических затрат. Внедрение технологии требует создания системы сбора и подготовки отходов. Целевым ориентиром является получение высокочистых химических компонентов.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование проведено в рамках программно-целевого финансирования Комитетом по науке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (Грант №BR24992883 «Создание научно-технологического парка нефтехимии и полимерных материалов для предоставления услуг, и внедрения прикладных результатов НИР в приоритетные сектора экономики страны»).

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

Благодарность. Авторы выражают благодарность канд. хим. наук, профессору Сейтеновой Г.Ж. за содействие в подготовке научной 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: Кизатов Е.М. – сбор и обработка данных, формирование, написание текста; Дюсова Р.М. – проведение исследования; Копишев Э.Е. – организация исследования; Калиев О.Е. – подготовка визуальных материалов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Perreard S., Boucher J., Gallato M. Plastic Overshoot Day – Report 2025. EA-Earth Action; 2025.
2. kaz-waste.kz [интернет]. Казахстанская ассоциация по управлению отходами «KazWaste». Министерство экологии подвело итоги: результаты в сфере управления отходами [дата обращения 13.03.2026]. Доступ по ссылке: kaz-waste.kz/news/936/.
3. caclimate.fund [интернет]. CACF. Более 30% отходов утилизировано и 95% стихийных свалок ликвидировано в Казахстане в 2025 году [дата обращения 13.03.2026]. Доступ по ссылке: caclimate.fund/novosti/bolee-30-othodov-utilizirovano-i-95-stihijnyh-svalok-likvidirovano-v-kazhastane-v-2025-godu.
4. Lee Y., Cho J., Sohn J., Kim C. Health Effects of Microplastic Exposures: Current Issues and Perspectives in South Korea // *Yonsei Med J.* 2023. Vol. 64(5). P. 301–308. doi: [10.3349/ymj.2023.0048](https://doi.org/10.3349/ymj.2023.0048).
5. Schyns Z.O.G., Shaver M.P. Mechanical recycling of packaging plastics: a review // *Macromolecular Rapid Communications.* 2021. Vol. 42, Issue. 3. doi: [10.1002/marc.202000415](https://doi.org/10.1002/marc.202000415).

Необходим переход от лабораторных моделей к промышленным технологическим схемам. Масштабирование реакторов требует углубленного изучения кинетики разложения. Актуальны исследования на реальных смешанных отходах. Основной задачей является интеграция пиролиза в систему экономики замкнутого цикла (циркулярная экономика). Целью становится создание замкнутого цикла производства полистирола.

Пиролиз полистирольных отходов является инструментом снижения антропогенной нагрузки. Оптимизация технологических параметров позволяет трансформировать отходы в ценное химическое сырьё. Метод составляет фундамент системы устойчивого управления полимерными отходами.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was carried out within the framework of program-targeted funding by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. BR24992883 “Establishment of a Scientific and Technological Park for Petrochemistry and Polymer Materials to Provide Services and Implement Applied Research Results in Priority Sectors of the National Economy”).

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

Acknowledgment. The authors express their gratitude to Candidate of Chemical Sciences, Professor G.Zh. Seitenoვა for her assistance in the preparation of the scientific article.

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: Yessmagambet M. Kizatov – data collection and processing, manuscript drafting and writing; Rizagul M. Dyussova – conducting the study; Eldar Ye. Kopishev – research organization; Olzhas Ye. Kaliyev – preparation of visual materials.

6. Kulakovskaya A., Wiprächtiger M., Knoeri C., Bening C.R. Integrated environmental-economic circular economy assessment: Application to the case of expanded polystyrene // *Resources, Conservation and Recycling*. 2023. Vol. 197. doi: [10.1016/j.resconrec.2023.107069](https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2023.107069).
7. Yelemessova Z., Kopishev E., Dyussova R., et al. Sustainable Plastic Waste Management: Global Practices and Perspectives on the Case of Kazakhstan // *International Journal of Innovative Research and Scientific Studies*. 2025. Vol. 8. P. 1161–1179. doi: [10.53894/ijirss.v8i1.4547](https://doi.org/10.53894/ijirss.v8i1.4547)
8. Silva R.J.D.O., Graf K., Leite Ribeiro Okimoto M.L. Plastic waste recycling: an overview of the mechanical, chemical, and thermal technologies // *Journal of Engineering and Applied Science*. 2025. Vol. 72. doi: [10.1186/s44147-025-00799-2](https://doi.org/10.1186/s44147-025-00799-2).
9. Achilias D.S. Thermo-chemical recycling of plastics as a sustainable approach to the plastic waste issue // *Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration*. 2025. Vol. 10. P. 2605–2618. doi: [10.1007/s41207-025-00800-7](https://doi.org/10.1007/s41207-025-00800-7).
10. Yaqoob H., Ali H.M., Khalid U. Pyrolysis of waste plastics for alternative fuel: a review of key factors // *RSC Sustainability*. 2025. Vol. 3, Issue 1. P. 208–218. doi: [10.1039/D4SU00504J](https://doi.org/10.1039/D4SU00504J).
11. Alrazen H.A., Aminossadati S.M., Mahmood H.A., et al. A review of the pathways, limitations, and perspectives of plastic waste recycling // *Materials for Renewable and Sustainable Energy*. 2025. Vol. 14. doi: [10.1007/s40243-025-00328-4](https://doi.org/10.1007/s40243-025-00328-4).
12. Alabi O.O., Akande T.O., Gbadeyan O.J., Deenadayalu N. Advanced technologies for plastic waste recycling: examine recent developments // *RSC Advances*. 2025. Vol. 15, Issue 48. P. 40541–40557. doi: [10.1039/D5RA06715D](https://doi.org/10.1039/D5RA06715D).
13. Lee S.W., Jeong S.J., Hidajat M.J., et al. Sustainable chemical recycling of waste polystyrene via catalytic pyrolysis // *ACS Omega*. 2025. Vol. 10, Issue 43. P. 51406–51418. doi: [10.1021/acsomega.5c06944](https://doi.org/10.1021/acsomega.5c06944).
14. Jeswani H., Krüger C., Ruz M., et al. Life cycle environmental impacts of chemical recycling via pyrolysis // *Science of the Total Environment*. 2021. Vol. 769. doi: [10.1016/j.scitotenv.2020.144483](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.144483).
15. Halba A., Thengane S.K., Arora P. A critical outlook on lignocellulosic biomass and plastics co-gasification // *Energy & Fuels*. 2022. Vol. 37, Issue 1. P. 19–35. doi: [10.1021/acs.energyfuels.2c02907](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c02907).
16. Laghezza M., Fiore S., Berruti F. A review on the pyrolytic conversion of plastic waste into fuels and chemicals // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2024. Vol. 179. doi: [10.1016/j.jaap.2024.106479](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2024.106479).
17. Hasan M.M., Haque R., Jahurul M.I., Rasul M.G. Pyrolysis of plastic waste for sustainable energy recovery // *Energy Conversion and Management*. 2025. Vol. 326. doi: [10.1016/j.enconman.2025.119511](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119511).
18. Li Y., Zhang C., Wang W., et al. A study on the pyrolysis and product regulation mechanism of waste polystyrene // *Molecules*. 2025. Vol. 30, Issue 3. doi: [10.3390/molecules30030727](https://doi.org/10.3390/molecules30030727).
19. Royuela D., Veses A., Garcia T., et al. Advances in the circular economy of polystyrene // *Journal of Environmental Chemical Engineering*. 2026. Vol. 14, Issue 2. doi: [10.1016/j.jece.2026.121633](https://doi.org/10.1016/j.jece.2026.121633).
20. Gonzalez-Aguilar A.M., Pérez-García V., Riesco-Ávila J.M. A thermo-catalytic pyrolysis of polystyrene waste review // *Polymers*. 2023. Vol. 15, Issue 6. doi: [10.3390/polym15061582](https://doi.org/10.3390/polym15061582).
21. Park K.B., Jeong Y.S., Guzelciftci B., Kim J.S. Two-stage pyrolysis of polystyrene // *Appl Energy*. 2020. Vol. 259. doi: [10.1016/j.apenergy.2019.114240](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114240).
22. Holtkamp M., Renner M., Matthiesen K., et al. Robust downstream technologies in polystyrene waste pyrolysis // *Resources, Conservation and Recycling*. 2024. Vol. 205. doi: [10.1016/j.resconrec.2024.107558](https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107558).
23. Gonzalez-Aguilar A.M., Cabrera-Madera V.P., Vera-Rozo J.R., Riesco-Ávila J.M. Effects of heating rate and temperature on the thermal pyrolysis of expanded polystyrene // *Polymers*. 2022. Vol. 14, Issue 22. doi: [10.3390/polym14224957](https://doi.org/10.3390/polym14224957).
24. Miandad R., Nizami A.S., Rehan M., et al. Influence of temperature and reaction time on the conversion of polystyrene waste // *Waste Manag.* 2016. Vol. 58. P. 250–259. doi: [10.1016/j.wasman.2016.09.023](https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.09.023).

REFERENCES

1. Perreard S, Boucher J, Gallato M. Plastic Overshoot Day – Report 2025. EA-Earth Action; 2025.
2. kaz-waste.kz [Internet]. KazWaste – Kazakhstan Association for Waste Management. Ministerstvo ekologii podvelo itogi: rezul'taty v sfere upravleniya otkhodami [cited 2026 March 13]. Available from: kaz-waste.kz/news/936/. (In Russ).
3. cacclimate.fund [Internet]. CACF. More than 30% of waste was recycled and 95% of illegal dumpsites were eliminated in Kazakhstan in 2025 [cited 2026 March 13]. Available from: cacclimate.fund/novosti/bolee-30-othodov-utilizirovano-i-95-stihinyh-svalok-likvidirovano-v-kazahstane-v-2025-godu.
4. Lee Y, Cho J, Sohn J, Kim C. Health Effects of Microplastic Exposures: Current Issues and Perspectives in South Korea. *Yonsei Med J*. 2023;64(5):301–308. doi: [10.3349/ymj.2023.0048](https://doi.org/10.3349/ymj.2023.0048).
5. Schyns ZOG, Shaver MP. Mechanical recycling of packaging plastics: a review. *Macromolecular Rapid Communications*. 2021;42(3):2000415. doi: [10.1002/marc.202000415](https://doi.org/10.1002/marc.202000415).
6. Kulakovskaya A, Wiprächtiger M, Knoeri C, Bening CR. Integrated environmental-economic circular economy assessment: Application to the case of expanded polystyrene. *Resources, Conservation and Recycling*. 2023;197:107069. doi: [10.1016/j.resconrec.2023.107069](https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2023.107069).
7. Yelemessova Z, Kopishev E, Dyussova R, et al. Sustainable plastic waste management: global practices and perspectives on the case of Kazakhstan. *International Journal of Innovative Research and Scientific Studies*. 2025;8:1161–1179. doi: [10.53894/ijirss.v8i1.4547](https://doi.org/10.53894/ijirss.v8i1.4547)
8. Silva RJDO, Graf K, Leite Ribeiro Okimoto ML. Plastic waste recycling: an overview of the mechanical, chemical, and thermal technologies. *Journal of Engineering and Applied Science*. 2025;72:251. doi: [10.1186/s44147-025-00799-2](https://doi.org/10.1186/s44147-025-00799-2).
9. Achilias DS. Thermo-chemical recycling of plastics as a sustainable approach to the plastic waste issue. *Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration*. 2025;10:2605–2618. doi: [10.1007/s41207-025-00800-7](https://doi.org/10.1007/s41207-025-00800-7).
10. Yaqoob H, Ali HM, Khalid U. Pyrolysis of waste plastics for alternative fuel: a review of key factors. *RSC Sustainability*. 2025;3(1):208–218. doi: [10.1039/D4SU00504J](https://doi.org/10.1039/D4SU00504J).
11. Alrazen HA, Aminossadati SM, Mahmood HA, et al. A review of the pathways, limitations, and perspectives of plastic waste recycling. *Materials for Renewable and Sustainable Energy*. 2025;14:50. doi: [10.1007/s40243-025-00328-4](https://doi.org/10.1007/s40243-025-00328-4).
12. Alabi OO, Akande TO, Gbadeyan OJ, Deenadayalu N. Advanced technologies for plastic waste recycling: examine recent developments. *RSC Advances*. 2025;15(48):40541–40557. doi: [10.1039/D5RA06715D](https://doi.org/10.1039/D5RA06715D).
13. Lee SW, Jeong SJ, Hidajat MJ, et al. Sustainable chemical recycling of waste polystyrene via catalytic pyrolysis. *ACS Omega*. 2025;10(43):51406–51418. doi: [10.1021/acsomega.5c06944](https://doi.org/10.1021/acsomega.5c06944).

14. Jeswani H, Krüger C, Russ M, et al. Life cycle environmental impacts of chemical recycling via pyrolysis. *Science of the Total Environment*. 2021;769:144483. doi: [10.1016/j.scitotenv.2020.144483](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.144483).
15. Halba A, Thengane SK, Arora P. A critical outlook on lignocellulosic biomass and plastics co-gasification. *Energy & Fuels*. 2022;37(1):19–35. doi: [10.1021/acs.energyfuels.2c02907](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c02907).
16. Laghezza M, Fiore S, Berruti F. A review on the pyrolytic conversion of plastic waste into fuels and chemicals. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2024;179:106479. doi: [10.1016/j.jaap.2024.106479](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2024.106479).
17. Hasan MM, Haque R, Jahirul MI, Rasul MG. Pyrolysis of plastic waste for sustainable energy recovery. *Energy Conversion and Management*. 2025;326:119511. doi: [10.1016/j.enconman.2025.119511](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119511).
18. Li Y, Zhang C, Wang W, et al. A study on the pyrolysis and product regulation mechanism of waste polystyrene. *Molecules*. 2025;30(3):727. doi: [10.3390/molecules30030727](https://doi.org/10.3390/molecules30030727).
19. Royuela D, Veses A, García T, et al. Advances in the circular economy of polystyrene. *Journal of Environmental Chemical Engineering*. 2026;14(2):121633. doi: [10.1016/j.jece.2026.121633](https://doi.org/10.1016/j.jece.2026.121633).
20. Gonzalez-Aguilar AM, Pérez-García V, Riesco-Ávila JM. A thermo-catalytic pyrolysis of polystyrene waste review. *Polymers*. 2023;15(6):1582. doi: [10.3390/polym15061582](https://doi.org/10.3390/polym15061582).
21. Park KB, Jeong YS, Guzelciftci B, Kim JS. Two-stage pyrolysis of polystyrene. *Appl Energy*. 2020;259:114240. doi: [10.1016/j.apenergy.2019.114240](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114240).
22. Holtkamp M, Renner M, Matthiesen K, et al. Robust downstream technologies in polystyrene waste pyrolysis. *Resources, Conservation and Recycling*. 2024;205:107558. doi: [10.1016/j.resconrec.2024.107558](https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107558).
23. Gonzalez-Aguilar AM, Cabrera-Madera VP, Vera-Rozo JR, Riesco-Ávila JM. Effects of heating rate and temperature on the thermal pyrolysis of expanded polystyrene. *Polymers*. 2022;14(22):4957. doi: [10.3390/polym14224957](https://doi.org/10.3390/polym14224957).
24. Miandad R, Nizami AS, Rehan M, et al. Influence of temperature and reaction time on the conversion of polystyrene waste. *Waste Manag*. 2016;58:250–259. doi: [10.1016/j.wasman.2016.09.023](https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.09.023).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Кизатов Есмагамбет Маратович**

ORCID [0009-0001-1078-3059](https://orcid.org/0009-0001-1078-3059)

e-mail: k1z4.workstation@gmail.com.

Дюсова Ризагуль Муслимовна

канд. техн. наук

ORCID [0000-0003-3083-5255](https://orcid.org/0000-0003-3083-5255)

e-mail: dyussova_rm@enu.kz.

Копишев Эльдар Ертаевич

канд. хим. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-7209-2341](https://orcid.org/0000-0002-7209-2341)

e-mail: kopishev_eye@enu.kz.

Калиев Олжас Ерланұлы

ORCID [0009-0008-4860-060X](https://orcid.org/0009-0008-4860-060X)

e-mail: kaliyev_oye_3@enu.kz.

AUTHORS' INFO

***Yessmagambet M. Kizatov**

ORCID [0009-0001-1078-3059](https://orcid.org/0009-0001-1078-3059)

e-mail: k1z4.workstation@gmail.com.

Rizagul M. Dyussova

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0003-3083-5255](https://orcid.org/0000-0003-3083-5255)

e-mail: dyussova_rm@enu.kz.

Eldar Ye. Kopishev

Cand. Sc. (Chemistry), Associate Professor

ORCID [0000-0002-7209-2341](https://orcid.org/0000-0002-7209-2341)

e-mail: kopishev_eye@enu.kz.

Olzhas Ye. Kaliyev

ORCID [0009-0008-4860-060X](https://orcid.org/0009-0008-4860-060X)

e-mail: kaliyev_oye_3@enu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 665.656.2
CSCSTI 61.51.17

DOI: [10.54859/kjogi108984](https://doi.org/10.54859/kjogi108984)

Received: 06.05.2026.

Accepted: 25.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Review article

Catalytic Isomerization of Light Alkanes: Thermodynamic, Kinetic, and Technological Aspects

Nurkhan S. Orazbayev, Gaini Zh. Seitenova

Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

The gradual tightening of environmental standards, combined with growing global demand for environmentally friendly fuels, has significantly increased the importance of advanced technologies in oil refining. In this context, the catalytic isomerization of light alkanes (C₄–C₆ fraction) is one of the most strategic processes for improving gasoline quality without increasing the concentration of aromatic hydrocarbons or adding hazardous additives. From a chemical standpoint, this process promotes the structural rearrangement of linear paraffins into corresponding branched isomers, which possess a higher octane numbers. This results in a significant improvement in the fuel's combustion characteristics, while reducing the formation of environmentally harmful emissions.

This review systematically examines the fundamental principles underlying the isomerization of alkanes. Particular attention is given to the reaction mechanism, which proceeds via carbocationic intermediates at acidic catalytic sites, reflecting the well-established mechanism of acid-catalyzed hydrocarbon transformations. Furthermore, the thermodynamic constraints governing the equilibrium distribution of isomers, as well as the kinetic factors influencing reaction rate, product selectivity, and overall process efficiency, are critically analyzed. Special emphasis is placed on bifunctional catalytic systems combining metal and acid functions, enabling the simultaneous hydrogenation–dehydrogenation and skeletal isomerization steps. The role of competing side reactions, notably hydrocracking and aromatization, is also addressed due to their influence on product yield and catalyst stability.

Beyond theoretical considerations, this review examines the complexities inherent in real industrial systems. In practice, the attainment of thermodynamic equilibrium is often limited by kinetic constraints, resistance to mass transfer within particles and between phases, as well as by the gradual deactivation of the catalyst due to coke formation or poisoning. These factors require a more detailed understanding of process behavior under industrial operating condition.

Keywords: *catalytic isomerization; light alkanes; hydroisomerization; bifunctional catalysts; carbocation mechanism; thermodynamic equilibrium; reaction kinetics; zeolite catalysts; catalyst deactivation; octane number enhancement.*

To cite this article:

Orazbayev NS, Seitenova GZ. Catalytic Isomerization of Light Alkanes: Thermodynamic, Kinetic, and Technological Aspects. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):119–132.

DOI: [10.54859/kjogi108984](https://doi.org/10.54859/kjogi108984).

УДК 665.656.2
МРНТИ 61.51.17

DOI: [10.54859/kjogi108984](https://doi.org/10.54859/kjogi108984)

Получена: 06.05.2026.
Одобрена: 25.05.2026.
Опубликована: 30.06.2026.

Научный обзор

Каталитическая изомеризация лёгких алканов: термодинамические, кинетические и технологические аспекты

Н.С. Оразбаев, Г.Ж. Сейтенова

Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилёва, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Постепенное ужесточение экологических норм в сочетании с растущим мировым спросом на экологически чистые виды топлива значительно повысило значимость передовых технологий в нефтепереработке. В этом контексте каталитическая изомеризация лёгких алканов (фракция C_4-C_6) является одним из наиболее стратегически важных процессов, позволяющих улучшить качество бензина без увеличения концентрации ароматических углеводородов или добавления опасных присадок. С химической точки зрения этот процесс способствует структурной перегруппировке линейных парафинов в соответствующие разветвленные изомеры, обладающие более высоким октановым числом. Это приводит к значительному улучшению характеристик сгорания топлива при одновременном снижении образования вредных для окружающей среды выбросов.

В данном обзоре рассматриваются фундаментальные принципы, лежащие в основе изомеризации алканов. Особое внимание уделяется механизму реакции, протекающему через карбокатионные промежуточные соединения на кислотных каталитических центрах, что отражает классическую схему кислотно-катализируемых превращений углеводородов. Кроме того, анализируются термодинамические ограничения, определяющие равновесное распределение изомеров, а также кинетические параметры, определяющие скорость реакции, селективность продукта и общую эффективность процесса. Особое внимание уделяется бифункциональным каталитическим системам, которые сочетают металлические и кислотные функциональные группы, что позволяет одновременно осуществлять этапы гидрирования-дегидрирования и изомеризации основной цепи. Также рассматривается роль конкурирующих побочных реакций, в частности гидрокрекинга и ароматизации, ввиду их влияния на выход продукта и стабильность катализатора.

Помимо теоретических соображений, в данном обзоре рассматриваются сложности, присущие реальным промышленным системам. На практике достижение термодинамического равновесия часто ограничивается кинетическими ограничениями, сопротивлением массопереносу внутри частиц и между фазами, а также постепенной дезактивацией катализатора из-за образования кокса или отравления. Эти факторы требуют более детального понимания поведения процесса в промышленных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: каталитическая изомеризация, лёгкие алканы, гидроизомеризация, бифункциональные катализаторы, карбокатионный механизм, термодинамическое равновесие, кинетика реакции, цеолитные катализаторы, дезактивация катализатора, повышение октанового числа.

Как цитировать:

Оразбаев Н.С., Сейтенова Г.Ж. Каталитическая изомеризация лёгких алканов: термодинамические, кинетические и технологические аспекты // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 119–132. DOI: [10.54859/kjogi108984](https://doi.org/10.54859/kjogi108984).

ӨОЖ 665.656.2

ГТАХР 61.51.17

DOI: [10.54859/kjogi108984](https://doi.org/10.54859/kjogi108984)

Қабылданды: 06.05.2026.

Мақұлданды: 25.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Ғылыми шолу

Жеңіл алкандарының каталитикалық изомеризациясы: термодинамикалық, кинетикалық және технологиялық аспектілер

Н.С. Оразбаев, Г.Ж. Сейтенова

Л.Н. Гумилёв атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Экологиялық нормалардың біртіндеп күшеюі экологиялық таза отынға деген әлемдік сұраныстың артуымен бірге мұнайды қайта өңдеудегі озық технологиялардың маңыздылығын едәуір арттырды. Бұл тұрғыда жеңіл алкандардың каталитикалық изомерленуі (C_4 – C_6 фракциясы) хош иісті көмірсутектердің концентрациясын арттырмай немесе қауіпті қоспаларды қоспай-ақ бензин сапасын жақсартудың ең стратегиялық маңызды процестерінің бірі болып табылады. Химиялық тұрғыдан алғанда, бұл процесс сызықтық парафиндердің құрылымдық қайта түзілуіне ықпал етіп, оларды октан саны жоғары сәйкес тармақталған изомерлерге айналдырады. Бұл қоршаған ортаға зиянды шығарындылардың түзілуін азайта отырып, жанармайдың жану өнімділігінің айтарлықтай жақсаруына әкеледі.

Бұл шолуда алкандардың изомерленуінің негізгі принциптері қарастырылады. Қышқыл каталитикалық орталықтардағы карбокациялық аралық қосылыстар арқылы жүретін реакция механизміне ерекше назар аударылады, бұл көмірсутектердің қышқыл-катализденетін түрленулерінің классикалық схемасын көрсетеді. Сонымен қатар, изомерлердің тепе-теңдік таралуын анықтайтын термодинамикалық шектеулер, сондай-ақ реакция жылдамдығын, өнімнің селективтілігін және процестің жалпы тиімділігін анықтайтын кинетикалық параметрлер талданады. Металл және қышқылдық функционалды топтарды біріктіретін қос функционалды каталитикалық жүйелерге ерекше назар аударылады, бұл гидрлеу-дегидрлеу және негізгі тізбекті изомерлеу қадамдарын бір уақытта жүзеге асыруға мүмкіндік береді. Сондай-ақ өнім шығымына және катализатордың тұрақтылығына әсер ететін бәсекелес жанама реакциялардың, атап айтқанда гидрокрекинг пен ароматтану процестерінің рөлі қарастырылады. Іс жүзінде термодинамикалық тепе-теңдікке қол жеткізу көбінесе кинетикалық шектеулермен, бөлшектердің ішінде және фазалар арасында масса алмасуға төзімділікпен, сондай-ақ кокс түзілуіне немесе улануға байланысты катализатордың біртіндеп дезактивациясымен шектеледі. Бұл факторлар өндірістік пайдалану жағдайында процестің әрекетін егжей тегжейлі түсінуді талап етеді.

Негізгі сөздер: каталитикалық изомеризация, жеңіл алкандар, гидроизомеризация, бифункционалды катализаторлар, карбокация механизмі, термодинамикалық тепе-теңдік, реакция кинетикасы, цеолит катализаторлары, катализаторды залалсыздандыру, октан санын көбейту.

Дәйексөз келтіру үшін:

Оразбаев Н.С., Сейтенова Г.Ж. Жеңіл алкандарының каталитикалық изомеризациясы: термодинамикалық, кинетикалық және технологиялық аспектілер // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2, 119–132 б. DOI: [10.54859/kjogi108984](https://doi.org/10.54859/kjogi108984).

Introduction

Over the past few decades, the global oil refining industry has undergone profound changes, driven by increasingly stringent environmental regulations and growing demand for high-quality, high-performance fuels. One of the primary missions of modern refineries is to produce high-octane gasoline while minimizing the concentration of environmentally harmful components, particularly aromatic hydrocarbons, sulfur compounds, and leaded additives [1].

In this context, the catalytic isomerization of light paraffins has become a process of crucial technological importance. This process converts low-octane normal alkanes into their branched structural isomers, which exhibit better anti-knock properties and thus help improve engine performance and fuel efficiency. Unlike catalytic reforming, isomerization does not lead to the intensive formation of benzene or other toxic aromatic compounds, making it a more environmentally friendly method for improving gasoline quality [2].

Light naphtha fractions, particularly those containing C_4 – C_6 hydrocarbons, are the optimal feedstock for isomerization processes. These fractions are abundant in crude oil and can be effectively upgraded through intramolecular rearrangement without altering their general molecular formula. Consequently, isomerization plays a key role in increasing the yield of high-octane components intended for blending in modern refining concepts [3]. From a fundamental perspective, the isomerization of alkanes constitutes a complex catalytic system, determined by the interaction between thermodynamic constraints, reaction kinetics, and catalyst functionality. The reaction mechanism generally involves carbocationic intermediates formed at active acid sites and comprises a sequence of elementary steps, including hydride shifts, skeletal rearrangements, and reversible hydrogenation-dehydrogenation reactions. At the same time, competing side reactions such as hydrocracking and aromatization may occur, which impairs selectivity and complicates process optimization [4].

Another important factor is the discrepancy between theoretical and practical process values. Although thermodynamic analysis determines the upper limit of the isomer yield that can be achieved, actual industrial results are often limited by kinetic constraints, diffusion and mass transfer resistances, as well as catalyst deactivation phenomena due to coke deposits or poisoning. To achieve optimal operating conditions, it is therefore necessary to carefully and systematically harmonize the reaction parameters, catalyst design, and reactor configuration [5].

In recent years, both in scientific research and in industrial practice, there has been

an increasing use of advanced mathematical modeling and simulation methods to gain a deeper understanding of isomerization systems. These tools facilitate the prediction of equilibrium compositions, the elucidation of reaction pathways, and the accurate modeling of industrial plant performance under various operating conditions.

For this reason, this review aims to provide a comprehensive analysis of the thermodynamic, kinetic, and catalytic properties of light alkane isomerization, as well as a critical evaluation of modern technological approaches and the key challenges associated with their large-scale industrial implementation [6].

Consequently, studies devoted to the systematic optimization of industrial isomerization plants remain relatively rare in the available scientific literature. This is primarily due to the difficulty of developing rigorous kinetic models, which are a fundamental component of any reliable optimization scheme for isomerization reactors. Creating such models requires a detailed consideration of extensive reaction networks, as well as the inclusion of catalytic and transport phenomena, which significantly complicates their practical implementation [7].

Literature review

A number of previous studies have approached this problem from various methodological perspectives. The influence of metal-acid balance in Ni/SAPO-11 catalysts for n-hexane hydroisomerization was also considered by Lyu, et al. [8]. For example, Besl, et al., presented a brief assessment of the optimization of the Penex isomerization process at a German refinery, thereby offering one of the first practical insights into process improvement on an industrial scale. However, their work was primarily focused on applied aspects and did not include a detailed mechanistic interpretation of the underlying reaction pathways [9].

In contrast, simplified kinetic model that accounts only for the main reaction pathways, namely isomerization and cracking. This model was applied to optimize the process using a liquid aluminum chloride ($AlCl_3$)-based catalytic system and demonstrated that reduced-order kinetic models can still serve as effective tools in process development and optimization [9].

Akhari, et al., investigated the effect of feed composition, specifically the presence of methylcyclopentane, on isomerization yield using process simulation in HYSYS¹. In addition, they conducted experimental studies on the effect of hydrogen partial pressure on the activity of Pt-mordenite zeolite-based catalysts and on the conversion of n-paraffins. Based on these results, kinetic equations were proposed for the conversion of C_5 and C_6 hydrocarbons [10].

¹ Aspen HYSYS (or simply HYSYS) is a chemical process simulator currently developed by AspenTech used to mathematically model chemical processes, from unit operations to full chemical plants and refineries.

Further experimental work by Brito, et al., focused on Pt-Ni / mordenite catalysts with various metal ratios. Their results showed that the composition of the metal phase has a significant effect on catalytic activity and selectivity. In addition, a kinetic model was developed to describe the catalyst's behavior during deactivation, which is crucial for assessing the catalyst's long-term stability [11].

Koncsag, et al., developed a kinetic model of C₅-C₆ isomerization on Pt / zeolite H catalysts under conditions typical of industrial production, which improved the reliability of process modeling when applied at the refinery scale [12].

Surla, et al., proposed an event-driven approach to kinetic modeling to describe C₅-C₆ isomerization on chlorinated aluminum oxide-based catalysts. This methodology provides a more detailed mechanistic description of the elementary reaction steps and allows for a deeper understanding of complex networks of catalytic reactions [13].

Most recently, Chekantsev, et al., proposed a comprehensive kinetic model applicable to the three main classes of isomerization catalysts. Their reaction network includes 36 elementary steps, providing a highly detailed view of the system. The study showed that, although the overall reaction rates are comparable for different types of catalysts, there are significant differences at the level of individual isomerization pathways. It is important to note that the model agrees well with experimental data for all the catalytic systems studied, which confirmed its validity and reliability [14].

Materials and methods

This review article is based on an analysis of recent scientific literature on the isomerization of light paraffinic hydrocarbons and the development of industrial hydroisomerization catalysts. The theoretical basis of the study was determined using peer-reviewed publications indexed in major scientific databases, including Scopus, Web of Science, ScienceDirect, MDPI², ACS Publications³, and Chemical Society Reviews, with a focus on articles published between 2019 and 2025. Other sources were studies of industrial isomerization technologies and the thermodynamic foundations of catalytic processes.

The bibliography was selected and prepared using a number of key terms such as hydroisomerization, isomerization of light naphtha, bifunctional catalysts, Pt / Cl-Al₂O₃, zeolites, SAPO-11, sulfated zirconium oxide, equilibrium constant, thermodynamics, metal acid equilibrium, hydrocracking, catalyst deactivation, formation, coke isomerization, paraffin isomerization, branched isomers, catalytic acid, and hydrogenation-dehydration function.

The collected data was processed using comparative, thermodynamic, and content analysis

approaches. The studies were evaluated in terms of how temperature, acid content in the catalyst, metal-acid site ratio, pore structure, and carrier type affect the activity, selectivity, and stability of hydroisomerization catalysts. Particular attention was paid to how the reaction temperature affects the thermodynamic equilibrium, the equilibrium constant (K_{eq}), the distribution of the product between different isomers, and the degree of side reactions such as hydrocracking and coke formation. In addition, the literature on the modification of catalysts with metals such as Pt, Ni, and Pd was reviewed, as well as comparisons of catalytic systems based on chlorinated aluminum oxide, zeolite, SAPO-11, and sulfated zirconium oxide. Important performance indicators were taken into account, including n-alkane conversion, selectivity to isoparaffins, operating temperature ranges, resistance to sulfur-containing and water-containing impurities, and catalyst deactivation rates associated with coke separation.

In general, the information collected was summarized to clarify the relationship between thermodynamic constraints and catalytic behavior in various systems, determine optimal conditions for modern hydroisomerization processes, and evaluate the industrial potential of modern bifunctional catalysts to improve the octane number of light petroleum fractions.

Results

A review of the literature shows that the catalytic isomerization of light alkanes is affected not by a single factor, but by the complex effect of catalyst acidity, metal function, reaction temperature and pore structure. In most studies, bifunctional catalysts are considered the most effective systems for isomerizing C-C alkanes. This is because metal centers are responsible for hydrogenation-dehydrogenation reactions, while acid centers contribute to the formation and rearrangement of intermediate carbenium ions. Comparison of different catalytic systems showed that chlorinated alumina-based catalysts have very high activity at relatively low temperatures, usually in the range of 120–180°C. Zeolite-based catalysts, such as Pt/mordenite and Pt/HBEA, generally require higher operating temperatures, but are more stable, more resistant to contamination, and have a longer service life. Molecular sieves of SAPO-11 and other silicoalumophosphates are also important, since their porous structure allows for metal selectivity and promotes the formation of monoramidal isomers. The literature also confirms that temperature plays a dual role in the isomerization process. At lower temperatures, the formation of branched isomers is thermodynamically favorable, but the reaction rate is still limited because the formation of active

² MDPI (Multidisciplinary Digital Publishing Institute) is a publisher of peer-reviewed, open access journals since its establishment in 1996.

³ ACS (The American Chemical Society) is a scientific society based in the United States that supports scientific inquiry in the field of chemistry.

intermediates is slow. At higher temperatures, the reaction is faster, but selectivity may decrease due to stronger hydrocracking, aromatization and coke formation. For this reason, the optimal temperature range should be selected according to the type of catalyst and the required balance between the conversion, selectivity and stability of the catalyst.

Coke formation has also been identified as a major cause of catalyst decontamination. In some cases, a small amount of coke can have a positive effect, since it blocks non-selective external acid centers and increases selectivity. However, excessive coke build-up blocks micropores, reduces the number of available active sites, and hinders the diffusion of reagents and products. Hierarchical catalysts with additional mesoporous channels have better diffusion properties and slower deactivation than conventional microporous catalysts.

Fundamentals of Alkane Isomerization

Alkane isomerization is a fundamental class of transformations in hydrocarbon chemistry, which involves the rearrangement of the carbon skeleton while maintaining the molecular formula. In the context of petroleum refining, this process predominantly refers to the conversion of linear (conventional) alkanes into their branched counterparts. Despite its apparent structural simplicity, this transformation is determined by the complex interaction of molecular structure, energy factors and catalytic effects. Conventional alkanes have a relatively low chemical reactivity, which can be explained by the presence of strong σ bonds (C-C and C-H) and the absence of functional groups or π -systems. In terms of molecular orbitals, their highest occupied molecular orbitals are characterized by low energy levels, while the lowest unoccupied molecular orbitals remain energetically inaccessible under mild conditions. This electronic configuration explains its inherent inertia, which requires the use of highly active catalytic systems capable of generating reactive intermediates to initiate the isomerization process [15]. The thermodynamic driving force of alkane isomerization is due to the difference in the stability of the linear and branched isomers. Branched alkanes tend to be thermodynamically more stable due to the combined effect of hyperconjugation and the electron-donating inductive effect of the alkyl substituents. This higher stability is directly related to a higher compression ignition resistance, which leads to a higher octane number and better fuel efficiency. From a constructive point of view, the degree of branching plays a decisive role in determining the quality of fuel. Single-stranded isomers, such as methylpentanes, generally have a moderate octane number, while more branched structures, including dimethylbutanes, have significantly higher anti-knock properties. Therefore, industrial isomerization processes are designed

not only to facilitate the conversion of n-alkanes, but also to selectively promote the formation of highly branched isomers [16].

Isomerization is particularly relevant for light hydrocarbons in the C_4 – C_6 range, which make up a significant part of the light naphtha fluxes. Due to their relatively simple molecular structure, these compounds undergo efficient structural adaptation under catalytic conditions, which makes them an ideal raw material for increasing the octane number. In addition, light alkanes, in contrast to heavier hydrocarbons, are able to approach thermodynamic equilibrium under correspondingly optimized process conditions. An additional feature of alkane isomerization is its reversible nature. The reaction takes place in a thermodynamic equilibrium state, the final distribution of the isomers being determined mainly by temperature and, to a lesser extent, by pressure. As a result, the composition of the product is determined not only by kinetic factors, but also by equilibrium constraints [17]. In industry, isomerization is usually integrated with other refining processes such as hydrogen treatment and fractionation to improve the overall efficiency of the process. Before isomerization, the raw materials are usually subjected to purification steps to remove catalytic chemical agents, including sulfur- and nitrogen-containing compounds, as well as moisture, which can negatively affect the catalytic activity and stability. Therefore, alkane isomerization is a key to improving modern petroleum refining by combining the basic principles of physical chemistry with advanced technological processes that enable cleaner fuels with a higher octane number [18].

Mechanism of Catalytic Isomerization

The catalytic isomerization of alkanes is a mechanically complex multiphase process that occurs due to the formation of highly reactive intermediates and involves the synergistic contribution of acid-catalyzed and metal-catalyzed transformations. The reaction mechanism is most often interpreted within the framework of carbocation chemistry (carbene ion chemistry), which provides a consistent theoretical basis for describing not only the desired skeletal rearrangements, but also the formation of undesirable by-products [19].

In industrial conditions, alkane isomerization is usually carried out in bifunctional catalytic systems containing both metallic and acidic active centers. These functions perform complementary and interdependent functions across the entire reaction network. In particular, the metal component promotes reversible hydrogenation-dehydrogenation steps, which allow the formation of reactive olefin or carbocation precursors, while acidic centers contribute to structural restructuring through the formation and transformation of carbocation intermediates. Effective cooperation between these two types of active centers is a critical factor for the catalytic activity, selectivity, and overall efficiency of the process [20].

Formation of Reactive Intermediates

The initial stage of the isomerization mechanism involves the activation of a relatively inert alkane molecule, which is an important kinetic barrier in the overall process. In bifunctional catalytic systems, this stage usually begins with the active metal centers, where the alkane is dehydrogenated to form alkenes or intermediates bound to the surface. The formation of this unsaturated intermediate is important because it significantly increases the reactivity of the molecule and ensures its subsequent participation in acid-catalyzed transformations [21].

After the formation of the alkaline intermediate, it moves to the acidic active center, where it is protonated, resulting in the formation of a carbenium ion. This positively charged intermediate plays a central role in the isomerization mechanism because it provides the electronic and structural flexibility needed to rearrange carbon-carbon bonds. In systems characterized by an exceptionally high acid content, such as superacid media, an alternative activation pathway may be used.

In such cases, carbocations can be formed directly by separating the hydride from the alkane, avoiding the intermediate stage of alkene formation. Regardless of the specific pathway, the formation of carbenium ions is a critical mechanical step, since it provides a subsequent restructuring of the skeleton, which leads to the formation of branched isomers [22].

Skeletal Rearrangement

Once generated, the carbenium ion undergoes a sequence of structural rearrangements through a series of elementary transformations. The most significant among these are 1,2-hydride shifts and alkyl shifts, involving the migration of methyl or larger alkyl groups along the carbon framework. These intramolecular rearrangements result in the progressive stabilization of the carbocation, generally following the well-established stability order: primary < secondary < tertiary [23].

From a mechanistic standpoint, two principal types of rearrangements are typically distinguished. Type A rearrangements involve relatively straightforward hydride or alkyl shifts and proceed at comparatively high rates due to their lower activation barriers. In contrast, Type B rearrangements are associated with the formation of more highly branched structures and often proceed via non-classical intermediates, such as protonated cyclopropane-like species. These pathways are usually more complex but are essential for generating isomers with superior structural branching.

The intrinsic tendency of carbocation intermediates to evolve toward more thermodynamically stable configurations serves as the primary driving force for skeletal rearrangement. As a result, the reaction network ultimately favors the formation of highly branched isomers, which are both energetically pre-

ferred and technologically desirable due to their enhanced fuel properties [24].

Chain Propagation and Product Formation

After rearrangement, the carbocation undergoes a hydride transfer from another alkane molecule. This step produces the final branched alkane and simultaneously generates a new carbocation, allowing the reaction to proceed as a chain process.

In bifunctional catalysts, the final step involves hydrogenation of the intermediate species on metal sites, ensuring the formation of stable saturated hydrocarbons and preventing excessive accumulation of olefins [25].

Side Reactions

Following skeletal rearrangement, the carbenium ion undergoes a hydride transfer reaction with a neighboring alkane molecule. This step results in the formation of the final branched alkane product while simultaneously generating a new carbocation species, thereby sustaining the reaction through a chain-type propagation mechanism.

In bifunctional catalytic systems, the final step involves hydrogenation of intermediate species on metal sites, ensuring the formation of stable saturated hydrocarbons and preventing excessive accumulation of olefinic compounds, which could otherwise lead to catalyst deactivation [26].

Role of Catalyst Structure

The mechanism of alkane isomerization is strongly governed by the physicochemical properties of the catalyst, which determine both activity and selectivity of the process. In particular, the most influential parameters include: (i) the strength and density of acid sites responsible for carbocation formation and rearrangement, (ii) the dispersion and intrinsic activity of metallic sites involved in hydrogenation-dehydrogenation steps, and (iii) the pore architecture of the catalyst, which imposes diffusion constraints and shape-selective effects on reactant and intermediate species.

Industrial isomerization of light alkanes is usually carried out using bifunctional catalysts containing both metallic and acid-active centers. The overall performance of these catalyst systems depends on several important factors, including the acidity of the catalyst, the distribution of metal components, the structure of the auxiliary material, the resistance of the catalyst to attenuation, and the selected operating conditions. The most used catalysts in modern purification practice include chlorinated alumina catalysts, zeolite-based systems, and silicoaluminophosphate molecular sieves, particularly SAPO-11, each of which has its own advantages and limitations specific to industrial use [27]. The main industrial catalytic systems used for the isomerization of light alkanes and their comparative characteristics are given in Tab. 1 [25–29].

Table 1. Comparative analysis of the major industrial catalysts used for light alkane isomerization [25–29]

Catalyst system	Typical operating temperature, °C	Activity	Selectivity to branched isomers	Sulfur / water resistance	Coke formation tendency	Main advantages	Main limitations
Pt / Cl-Al ₂ O ₃	120–180°C	Very high	Very high	Very low	Moderate	High octane enhancement at low temperature	Sensitive to moisture and sulfur compounds
Pt / Zeolite (mordenite, HBEA)	220–280°C	High	High	Good	Lower than chlorinated catalysts	Higher thermal stability and longer catalyst life	Requires higher operating temperature
Pt / SAPO-11	250–320°C	Moderate	High for mono-branched isomers	Good	Low	Excellent shape selectivity and stability	Lower overall conversion
Pt-Ni / Mordenite	220–300°C	High	High	Moderate	Moderate	Improved metal dispersion and hydrogenation ability	More complex catalyst preparation
Sulfated zirconia-based catalysts	150–220°C	Very high	Moderate	Low	High	Strong acidity and high low-temperature activity	Rapid deactivation due to coking

The isomerization of light naphtha is an important purification process for improving the quality of gasoline by increasing the octane number. This is achieved by converting straight-chain paraffins into their valuable branched isomers. For this purpose, different catalyst systems are used in industry, which behave differently depending on the balance of activity, selectivity and stability. One of the most active types of catalysts is PT / Cl-Al₂O₃, which operates at relatively low temperatures (120–180°C). It has a high activity and high selectivity to branched products, which means that it is very efficient in processing raw materials under mild conditions. But its main disadvantage is the sensitivity to impurities such as sulfur and water. Even small amounts of these impurities can quickly disable the catalyst, which makes it difficult to work in less purified energy systems [26–27].

On the other hand, Pt / zeolite-based catalysts (for example, mordenite, ZSM-5 (Zeolite Socony Mobil-5, an MFI-type zeolite) and β-zeolite) operate at high temperatures (220–280°C). Although they are somewhat inactive at low temperatures, they are much more stable and resistant to contamination. This makes them convenient for industrial use, especially in real refinery conditions, where perfect purification of raw materials is not always possible. Catalysts based on SAPO-11 generally operate at 250–320°C. and are known for their high form selectivity. Due to their one-dimensional porous structure, they contribute to the formation of single-branched isomers [28].

However, their total conversion is lower compared to zeolite-based catalysts, which limits their use in large-scale industrial applications that require high performance. Pt-Ni / mordenite-based catalysts have improved performance by increasing the dispersion of metals and improving hydrogenation-dehydrogenation processes, which helps to improve the efficiency of isomerization. The downside is that they are more difficult to cook and tend to be more expensive. Another important class of catalysts are sulfonated zirconium-based catalysts, which can have a very

high acidity and high activity at low temperatures (150–220°C) [29].

However, they quickly fail due to long-term intensive coking and low temperature resistance. In general, isomerization does not have a single “ideal” catalyst. Systems based on chlorinated alumina offer very low temperature properties but are very sensitive. Zeolite-based catalysts are an industrially balanced and reliable solution. SAPO-11 materials have high selectivity, but low conversion rate, and sulfonated zirconium systems have high activity, but are unstable over time. As a result, the choice of catalyst always involves an interaction between activity, selectivity, resistance to poisoning and long service life under the conditions of use [27–28].

Isomerization Catalysts and Coke Formation

The isomerization of n-alkanes in bifunctional Pt / H-beta catalysts is strongly influenced by several key factors, including catalytic acid, pore structure, reaction temperature, hydrogen pressure and coke formation during the reaction. The high catalytic activity of Pt / H-beta systems is mainly due to the synergistic interaction between the platinum centers, which promote hydrogenation-dehydrogenation reactions, and the Brønsted acid centers, which are responsible for the formation of carbocations and the structural rearrangement of hydrocarbon molecules.

For the isomerization of n-pentane, the most favorable catalytic performance is generally observed at temperatures between 250°C and 300°C. In this temperature range, a balance between conversion and selectivity with respect to isopentane can be achieved. At lower temperatures, the reaction rate decreases, since the formation of reactive carbocation intermediates is kinetically restricted. On the contrary, temperatures above 300°C favor secondary hydrocracking reactions and accelerate the formation of coke, which has a negative effect on the stability of the catalyst. Under optimal conditions, the selectivity with respect to the branched C₅ isomers can exceed 80%, while the formation of crack products remains relatively limited.

The formation of coke plays a complex role in the functioning of the catalyst. Thermogravimetric analysis shows that the coke content gradually increases over time, reaching about 3–7 wt.-% can reach. % depends on the intensity of the reaction and the composition of the raw material. A small amount of coke can partially block the non-selective external acid centers, which improves the selectivity of the form and promotes the formation of monoramidal isomers. However, the continuous accumulation of coke eventually blocks the microporous channels and reduces the activity of the catalyst.

Temperature-programmable oxidation and UV-Raman spectroscopy show that carbon deposits are gradually converted from low-condensed hydrocarbon forms to more condensed aromatics and graphite structures during long-term operation. These highly condensed coke particles significantly reduce the availability of active centers and limit the diffusion of hydrocarbon molecules within the zeolite structure.

Stronger diffusion restrictions are observed in the isomerization of heavier hydrocarbons such as n-hexadecane. At temperatures close to 300°C and hydrogen pressures up to 50 bar, the Pt / h beta catalysts are gradually deactivated due to the intensive coke deposition within the microporous structure. Under such conditions, the hydrocracking reactions become more dominant, while the selectivity to the branched C₁₆ isomers decreases with increasing reaction time. The introduction of mesoporosity by desalination significantly improves the performance of the catalyst. Hierarchical pt / H-beta catalysts containing additional mesoporous channels allow better molecular diffusion and less coke accumulation compared to conventional microporous zeolites. As a result, these catalysts exhibit a higher sealing activity, a better selectivity with respect to branched hydrocarbons and lower decontamination rates in long-term operation.

The importance of the Brønsted external acid centers was further confirmed by selective poisoning experiments with 2,6-di-tert-butylpyridine. The blocking of the external acid centers suppresses the secondary cracking reactions and improves the selectivity of the impregnation, which indicates that the reactions occurring within the closed zeolite channels are more favorable for selective skeletal rearrangement. The pre-coking treatment with n-pentane and toluene as coke precursors also influences the catalytic properties. In particular, coke derived from toluene forms more condensed aromatic deposits which suppress the cracking reactions and stabilize the selectivity with respect to the desired branched products. However, the excess of pre-coke eventually leads to a strong clogging of the pores and a significant decontamination of the catalyst [16, 29].

Equilibrium Limitations in Real Systems

In the catalytic isomerization of light alkanes, thermodynamic equilibrium plays a fundamental role

in determining the theoretical upper yield limit of the branched isomer. However, in real industrial systems, the observed product distribution often differs significantly from the equilibrium composition due to a combination of kinetic constraints, transport phenomena, and catalytic constraints. Therefore, thermodynamic equilibrium should be considered as an idealized reference state, and not as a condition achievable during operation [23].

From a thermodynamic point of view, the isomerization of n-alkanes into iso-alkanes is a reversible and moderately exothermic process. At relatively low temperatures, the equilibrium position shifts towards the formation of highly branched isomers, which exhibit greater thermodynamic stability as a result of increased molecular compactness and lower Gibbs free energy. On the contrary, with increasing temperature, the equilibrium composition gradually shifts towards less branched or even linear species, which is consistent with the Le Chatelier principle. This internal thermodynamic behavior determines the optimal temperature regime for industrial operation.

The relationship between reaction temperature and isomerization conversion is illustrated in Fig. 1 [16]. As can be seen, at lower temperatures the process is predominantly limited by reaction kinetics, whereas at higher temperatures thermodynamic equilibrium becomes the main limiting factor. The optimal operating temperature corresponds to the maximum achievable actual conversion under industrial conditions. As shown in Fig. 2, at lower temperatures the process is predominantly limited by reaction kinetics, whereas at higher temperatures thermodynamic equilibrium becomes the main limiting factor [23].

Despite the favorable equilibrium position at low temperatures, industrial operation in such conditions is impossible due to serious kinetic limitations. Sufficient activation energy is required for the formation of carbenium ion intermediates, and at low temperatures, the rate of their formation is significantly reduced. As a result, the system may remain far from equilibrium, even when thermodynamic conditions favor the formation of branched isomers. This discrepancy between the thermodynamic driving force and kinetic availability is a key limitation in practical isomerization reactors [13–14].

The limitations of mass transfer are another critical factor contributing to the deviation from equilibrium. In heterogeneous catalytic systems, especially those based on zeolite or microporous materials, the rate of diffusion of reagents and products within the particles can become decisive. The pronounced difference in diffusion rates between linear and branched isomers can lead to the appearance of internal concentration gradients inside the catalyst particles [6, 15].

Consequently, the observed distribution of products reflects patterns of reaction kinetics and transfer resistance rather than true thermodynamic equilibrium. Deactivation of the catalyst further exacerbates deviations from equilibrium in industrial systems.

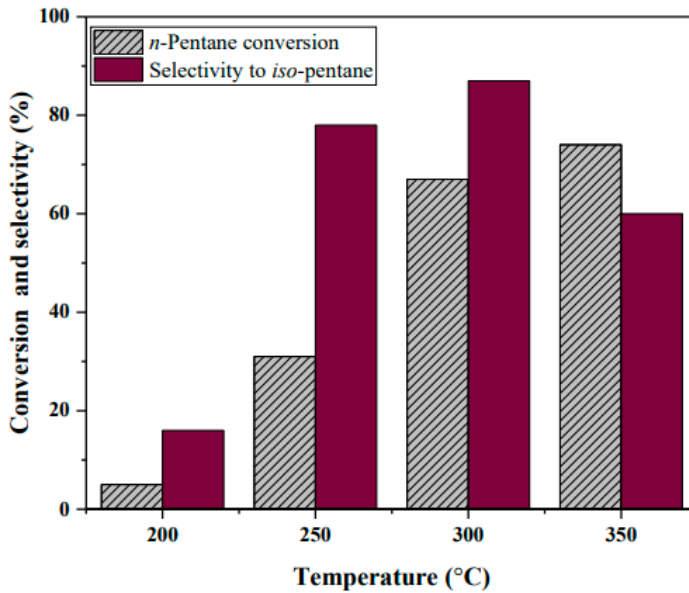


Figure 1. Conversion of n-pentane and selectivity to iso-pentane of the catalytic isomerisation of n-pentane over 0.5 g Pt / H-Beta catalyst at WHSV of 1.5 h⁻¹, H₂ / pentane mole ratio of 3.12, and at 200, 250, 300, and 350°C reaction temperatures [16]

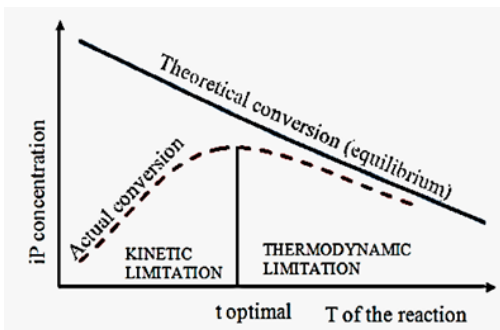


Figure 2. Effect of reaction temperature on actual and theoretical conversion in light alkane isomerization [23]

Over time, the active centers may gradually become blocked due to the deposition of coke, highly adsorbed reaction intermediates, or impurities in the raw materials. This leads to a decrease in the number of available acid and metal centers, thereby reducing the overall catalytic activity and changing the balance between isomerization and competing side reactions. In addition, spatially uneven deactivation along the catalyst layer can cause axial fluctuations in activity, which further deviates the system from the equilibrium state. The presence of parallel side reactions, including cracking, hydrogenolysis, and aromatization, also plays an important role in limiting the achievement of equilibrium. These reactions compete directly with the isomerization process for the presence of reagents and intermediates and, as a rule, intensify at elevated temperatures

and longer holding times. Under such conditions, the system can approach a steady state that differs significantly from the thermodynamically equilibrium composition [16, 24].

The partial pressure of hydrogen indirectly affects the approach to equilibrium, although it does not directly participate in the stoichiometry of isomerization. Hydrogen plays a crucial role in stabilizing the metal sections responsible for the stages of hydrogenation and dehydrogenation, and in suppressing the formation of coke. Insufficient availability of hydrogen can contribute to the accumulation of olefins, thereby accelerating secondary reactions and increasing the deviation from equilibrium conditions. Finally, the hydrodynamics of the reactor and factors related to the design introduce additional imperfections [10, 12].

In fixed-bed reactors, phenomena such as channel formation, axial dispersion, and radial temperature gradients can lead to local deviations from optimal operating conditions. These spatial inhomogeneities lead to the fact that sections of the catalyst layer operate in suboptimal modes, thereby preventing the achievement of general equilibrium in the system. In general, equilibrium constraints in alkane isomerization systems arise from a complex interaction of thermodynamic constraints, finite reaction kinetics, mass transfer resistances, catalyst deactivation, and competing reaction pathways. A comprehensive understanding of these deviations is necessary to develop accurate reactor models and optimize industrial processes aimed at maximizing the yield of high-octane branched isomers [10, 13–14].

Discussion

The catalytic isomerization of light alkanes (C₄–C₆) remains one of the most technologically significant processes in modern oil refining, playing a central role in the production of components for mixing high-octane gasoline. This process makes it possible to convert linear paraffinic hydrocarbons into their branched isomers, which have significantly improved anti-knock properties, while minimizing the formation of highly toxic aromatic compounds commonly associated with alternative enrichment methods such as catalytic reforming. This review shows that the process of alkane isomerization is regulated by a complex and interdependent combination of thermodynamic, kinetic, and catalytic factors. From a thermodynamic point of view, branched isomers are preferable to use at lower temperatures due to their higher internal stability and lower Gibbs free energy. On the contrary, an increase in temperature shifts the equilibrium composition towards less branched structures and at the same time increases the likelihood of undesirable secondary reactions.

However, the practical implementation is significantly limited by the kinetics of the reaction, since sufficient activation energy is required for the formation of intermediate compounds of carbenium ions and subsequent structural rearrangements, which limits the possibility of carrying out a low-temperature process. The mechanistic analysis highlights the critical importance of bifunctional catalytic systems in which metallic regions contribute to the hydrogenation-dehydrogenation stages, while acidic regions contribute to the restructuring of the skeleton with the help of intermediate carbenium ions. The synergistic interaction between these two types of active centers determines both the catalytic activity and the selectivity of the product.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was conducted within the framework of program-targeted funding from the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. BR24992883 Creation of a scientific and technological park for petrochemicals and polymer materials to provide services and implement applied R&D results in the priority sectors of the country's economy).

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

Acknowledgments. The author expresses gratitude to the academic supervisor and the faculty members of the Faculty of Natural Sciences at L.N. Gumilyov Eurasian National University for their valuable consultations and academic support during the preparation of this review.

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,

However, the effectiveness of the catalyst is constantly affected by competing side reactions, including hydrocracking, aromatization and coking, which contribute to a decrease in selectivity and gradual deactivation of the catalyst.

Conclusion

The key conclusion of this study is that real industrial systems rarely achieve true thermodynamic equilibrium. Significant deviations occur as a result of internal kinetic constraints, resistance to intra- and interparticle mass transfer in porous catalysts, imperfect reactor hydrodynamics, and gradual deactivation of the catalyst. Together, these factors determine the actual distribution of the product and, therefore, must be carefully considered when designing the reactor, expanding production and optimizing the technological process. In general, the efficient operation of isomerization plants requires an integrated approach combining thermodynamic analysis, detailed kinetic modeling, and advanced catalyst development technologies. Recent developments in the field of catalytic materials, reactor configurations, and computer modeling techniques have significantly improved the productivity and selectivity of the process.

However, further research is still needed to achieve a more complete understanding of reaction systems at the molecular level and to develop catalysts with increased stability, activity, and selectivity in industrial environments. In conclusion, it should be noted that alkane isomerization is a mature but constantly evolving field of oil refining, in which continuous progress is mainly due to global demand for environmentally friendly fuels, increased energy efficiency and more environmentally friendly refining technologies.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование было проведено в рамках программно-целевого финансирования Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (Грант №BR24992883 "Создание научно-технологического парка нефтехимии и полимерных материалов для предоставления услуг, и внедрения прикладных результатов НИР в приоритетные сектора экономики страны").

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

Благодарность. Авторы выражают благодарность научному руководителю и преподавателям факультета естественных наук Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилёва за ценные консультации и научную поддержку в процессе подготовки данного обзора.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным

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: Nurkhan S. Orazbayev – conceptualization of the study, literature review, analysis of scientific sources, writing and editing of the manuscript; Gaini Zh. Seitenova – the concept of research.

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: Оразбаев Н.С. – концептуализация исследования, обзор литературы, анализ научных источников, написание и редактирование рукописи; Сейтенова Г.Ж. – разработка концепции исследования.

REFERENCES

1. Wei C, Zhang G, Zhao L, et al. Effect of metal–acid balance and textual modifications on hydroisomerization catalysts for n-alkanes with different chain length: A mini-review. *Fuel*. 2022;315:122809. doi: [10.1016/j.fuel.2021.122809](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122809).
2. Tan Y, Hu W, Du Y, et al. Species and impacts of metal sites over bifunctional catalyst on long-chain n-alkane hydroisomerization: A review. *Applied Catalysis A: General*. 2021;611:117916. doi: [10.1016/j.apcata.2020.117916](https://doi.org/10.1016/j.apcata.2020.117916).
3. Cheng K, wan der Wal LI, Yoshida H, et al. Impact of spatial organization of bifunctional metal–zeolite catalysts on hydroisomerization of light alkanes. *Angewandte Chemie International Edition*. 2020;59(9):3592–3600. doi: [10.1002/anie.201915080](https://doi.org/10.1002/anie.201915080).
4. Del Campo P, Martinez C, Corma A. Activation and conversion of alkanes in zeolite-type materials. *Chemical Society Reviews*. 2021;50:8511–8595. doi: [10.1039/D0CS01459A](https://doi.org/10.1039/D0CS01459A).
5. Potter ME, Le Brocq JJM, Oakley AE, et al. Butane isomerization as a diagnostic tool in solid acid catalyst design. *Catalysts*. 2020;10(9):1099. doi: [10.3390/catal10091099](https://doi.org/10.3390/catal10091099).
6. Liu L, Zhang M, Wang L, et al. Construction of ordered mesopores outside MTT zeolite for efficient hydroisomerization. *Applied Catalysis A: General*. 2020;602:117664. doi: [10.1016/j.apcata.2020.117664](https://doi.org/10.1016/j.apcata.2020.117664).
7. Wang X-M, Wen C-L, Fan Y. Synthesis of hierarchical SAPO-11-based catalysts with Al-based metal-organic framework derivative as mesoporous to improve n-decane branched isomerization. *Petroleum Science*. 2022;19(6):3171–3181. doi: [10.1016/j.petsci.2022.06.003](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.003).
8. Lyu Y, Yu Z, Yang Y, et al. Metal-acid balance in the in-situ solid synthesized Ni/SAPO-11 catalyst for n-hexane hydroisomerization. *Fuel*. 2019;243:348–405. doi: [10.1016/j.fuel.2019.01.013](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.013).
9. Besl H, Crowe TJ, Caracotsios M. Nontraditional optimization for isom unit improves profits. *Oil & Gas Journal*. 1998 [cited 2026 Apr 12];[about 1 p.]. Available from: www.ogj.com/home/article/17225389/nontraditional-optimization-for-isom-unit-improves-profits.
10. Said MM, Ahmed TS, Moustafa TM. Predictive Modeling and Optimization for an Industrial Penex Isomerization Unit: A Case Study. *Energy & Fuels*. 2014;28(12):7726–7741. doi: [10.1021/ef502332k](https://doi.org/10.1021/ef502332k).
11. Seghir MZ, Djennad M, Schomäcker R, Ghezzer MR. Study of n-Butane isomerization on acid catalysts niobium and lanthanum promoted tungstated zirconia: n-Butane isomerization activity. *Kemija u Industriji*. 2022;71(7-8):439–446. doi: [10.15255/KUI.2021.078](https://doi.org/10.15255/KUI.2021.078).
12. Kocsag C, Tutun IA, Safta C. Study of C₅/C₆ isomerization on Pt / H-zeolite catalyst in industrial conditions. *Chemistry*. 2011;22(2):102–106.
13. Wang J, Song K, Xiang HW, et al. Single event kinetic modeling for paraffin hydrocracking over an industrial Ni-W silica-aluminum catalyst. *Reaction Chemistry & Engineering*. 2023;8(1):95–108. doi: [10.1039/D2RE00286H](https://doi.org/10.1039/D2RE00286H).
14. Zhong H, Song X, He S, et al. Reaction behavior and kinetic model of hydroisomerization and hydroaromatization of fluid catalytic cracking gasoline. *Molecules*. 2025;30(4):783. doi: [10.3390/molecules30040783](https://doi.org/10.3390/molecules30040783).
15. Batalha N, Pinard L, Bouchy C, et al. n-Hexadecane hydroisomerization over Pt-HBEA catalysts. Quantification and effect of the intimacy between metal and protonic sites. *Journal of Catalysis*. 2013;307:122–131. doi: [10.1016/j.JCAT.2013.07.014](https://doi.org/10.1016/j.JCAT.2013.07.014).
16. Parsafard N, Shakor ZM. Advancements in zeolite-based catalysts for the isomerization of n-alkanes: mechanistic insights and future directions. *Discover Applied Sciences*. 2025;7:415. doi: [10.1007/s42452-025-06842-4](https://doi.org/10.1007/s42452-025-06842-4).
17. Safaat M, Adilina I, Tursiloadi S. A Review on the Hydroisomerisation of n-Paraffins over Supported Metal Catalysts. *Jurnal Rekayasa Proses*. 2021;15(2):141–153. doi: [10.22146/jrekpro.67587](https://doi.org/10.22146/jrekpro.67587).
18. Chekancev NV, Ivanchina ED, Chuzlov VA, Kurtukov VA. Feedstock Composition Optimization at Naphtha Catalytic Reforming and C₅-C₆ Isomerization Units with the Help of «HYSYS IZOMER ACTIV» Simulator. *Fundamental research*. 2013;8-3:766–772.
19. 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](https://doi.org/10.54859/kjogi108876). (In Russ).
20. Szoboszlai Z, Hancsók J. Investigation of kinetics of hydroisomerization of C₅/C₆ and C₆/C₇ alkenes and their binary mixture. *Hungarian Journal of Industrial Chemistry*. 2011;39(1):117–120.
21. Hancsók J, Kasza T, Visnyei O. Isomerization of n-C₅/C₆ Bioparaffins to Gasoline Components with High Octane Number. *Energies*. 2020;13(7):1672. doi: [10.3390/en13071672](https://doi.org/10.3390/en13071672).
22. Mortezaeiikia V, Tavakoli O, Khodaparasti MS. A review on kinetic study approach for pyrolysis of plastic wastes using thermogravimetric analysis. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2021;160:105340. doi: [10.1016/j.jaap.2021.105340](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2021.105340).
23. Martínez J, Zúñiga-Hinojosa MA, Ruiz-Martínez RS. A thermodynamic analysis of naphtha catalytic reforming reactions. *Processes*. 2022;10(2):313. doi: [10.3390/pr10020313](https://doi.org/10.3390/pr10020313).
24. Shakun FN, Fedorova ML, Karpenko TV, Demidova EV. Development of paraffin hydrocarbons isomerization processes. *Mir nefteproductov*. 2020;6. doi: [10.32758/2071-5951-2020-0-6-6-14](https://doi.org/10.32758/2071-5951-2020-0-6-6-14). (In Russ).
25. Ling H, Wang Q, Shen B. Hydroisomerization and hydrocracking of hydrocracker bottom for producing lube base oil. *Fuel Processing Technology*. 2009;90(4):531–535. doi: [10.1016/j.fuproc.2009.01.006](https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2009.01.006).

26. Díaz-Cervantes DK, Elías-Domínguez A, Castro-Agüero Á, et al. A Comparative Study of Kinetic Reaction Schemes for the Isomerization Process of the C₆ Series. *Applied Sciences*. 2025;15(8):4429. doi: [10.3390/app15084429](https://doi.org/10.3390/app15084429).
27. Valavarasu G, Sairam B. Light Naphtha Isomerization Process: A Review. *Petroleum Science and Technology*. 2013;31(6):580–595. doi: [10.1080/10916466.2010.504931](https://doi.org/10.1080/10916466.2010.504931).
28. Naqvi SR, Bibi A, Naqvi M, et al. New trends in improving gasoline quality and octane through naphtha isomerization: a short review. *Applied Petrochemical Research*. 2018;8:131–139. doi: [10.1007/s13203-018-0204-y](https://doi.org/10.1007/s13203-018-0204-y).
29. Barbosa E, Menon AK. Thermodynamic and kinetic characterization of salt hydrates for thermochemical energy storage. *MRS Communications*. 2022;12:678–685. doi: [10.1557/s43579-022-00264-8](https://doi.org/10.1557/s43579-022-00264-8).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wei Ch., Zhang G., Zhao L., et al. Effect of metal–acid balance and textual modifications on hydroisomerization catalysts for n-alkanes with different chain length: A mini-review // *Fuel*. 2022. Vol. 315. doi: [10.1016/j.fuel.2021.122809](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122809).
2. Tan Ya., Hu W., Du Ya., et al. Species and impacts of metal sites over bifunctional catalyst on long-chain n-alkane hydroisomerization: A review // *Applied Catalysis A: General*. 2021. Vol. 611. doi: [10.1016/j.apcata.2020.117916](https://doi.org/10.1016/j.apcata.2020.117916).
3. Cheng K., van der Wal L.I., Yoshida H., et al. Impact of spatial organization of bifunctional metal–zeolite catalysts on hydroisomerization of light alkanes // *Angewandte Chemie International Edition*. 2020. Vol. 59, Issue 9. P. 3592–3600. doi: [10.1002/anie.201915080](https://doi.org/10.1002/anie.201915080).
4. Del Campo P., Martínez C., Corma A. Activation and conversion of alkanes in zeolite-type materials // *Chemical Society Reviews*. 2021. Vol. 50. P. 8511–8595. doi: [10.1039/D0CS01459A](https://doi.org/10.1039/D0CS01459A).
5. Potter M.E., Le Brocq J.J.M., Oakley A.E., et al. Butane isomerization as a diagnostic tool in solid acid catalyst design // *Catalysts*. 2020. Vol. 10, Issue 9. doi: [10.3390/catal10091099](https://doi.org/10.3390/catal10091099).
6. Liu L., Zhang M., Wang L., et al. Construction of ordered mesopores outside MTT zeolite for efficient hydroisomerization // *Applied Catalysis A: General*. 2020. Vol. 602. doi: [10.1016/j.apcata.2020.117664](https://doi.org/10.1016/j.apcata.2020.117664).
7. Wang X.-M., Wen Ch.-L., Fan Y. Synthesis of hierarchical SAPO-11-based catalysts with Al-based metal-organic framework derivative as mesoporous to improve n-decane branched isomerization // *Petroleum Science*. 2022. Vol. 19, Issue 6. P. 3171–3181. doi: [10.1016/j.petsci.2022.06.003](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.003).
8. Lyu Yu., Yu Zh., Yang Ye., et al. Metal-acid balance in the in-situ solid synthesized Ni/SAPO-11 catalyst for n-hexane hydroisomerization // *Fuel*. 2019. Vol. 243. P. 348–405. doi: [10.1016/j.fuel.2019.01.013](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.013).
9. Besl H., Crowe T.J., Caracotsios M. Nontraditional optimization for isom unit improves profits // *Oil & Gas Journal*. 1998 [about 1 p.]. Дата обращения: 12.04.2026. Доступ по ссылке: www.ogj.com/home/article/17225389/nontraditional-optimization-for-isom-unit-improves-profits.
10. Said M.M., Ahmed T.S., Moustafa T.M. Predictive Modeling and Optimization for an Industrial Penex Isomerization Unit: A Case Study // *Energy & Fuels*. 2014. Vol. 28, Issue 12. P. 7726–7741. doi: [10.1021/ef502332k](https://doi.org/10.1021/ef502332k).
11. Seghir M.Z., Djennad M., Schomäcker R., Ghezzer M.R. Study of n-Butane isomerization on acid catalysts niobium and lanthanum promoted tungstated zirconia: n-Butane isomerization activity // *Kemija u Industriji*. 2022. Vol. 71(7-8). P. 439–446. doi: [10.15255/KUI.2021.078](https://doi.org/10.15255/KUI.2021.078).
12. Koncsag C., Tutun I.A., Saffa C. Study of C₅/C₆ isomerization on Pt / H-zeolite catalyst in industrial conditions // *Chemistry*. 2011. Vol. 22, N 2. P. 102–106.
13. Wang J, Song K, Xiang HW, et al. Single event kinetic modeling for paraffin hydrocracking over an industrial Ni-W silica-aluminum catalyst // *Reaction Chemistry & Engineering*. 2023. Vol. 8, Issue 1. P. 95–108. doi: [10.1039/D2RE00286H](https://doi.org/10.1039/D2RE00286H).
14. Zhong H., Song X., He Sh., et al. Reaction behavior and kinetic model of hydroisomerization and hydroaromatization of fluid catalytic cracking gasoline // *Molecules*. 2025. Vol. 30, Issue 4. doi: [10.3390/molecules30040783](https://doi.org/10.3390/molecules30040783).
15. Batalha N., Pinar L., Bouchy C., et al. n-Hexadecane hydroisomerization over Pt-HBEA catalysts. Quantification and effect of the intimacy between metal and protonic sites // *Journal of Catalysis*. 2013. Vol. 307. P. 122–131. doi: [10.1016/J.JCAT.2013.07.014](https://doi.org/10.1016/J.JCAT.2013.07.014).
16. Parsafard N., Shakor Z.M. Advancements in zeolite-based catalysts for the isomerization of n-alkanes: mechanistic insights and future directions // *Discover Applied Sciences*. 2025. Vol. 7. doi: [10.1007/s42452-025-06842-4](https://doi.org/10.1007/s42452-025-06842-4).
17. Safaat M., Adilina I., Tursiloadi S. A Review on the Hydroisomerisation of n-Paraffins over Supported Metal Catalysts // *Jurnal Rekayasa Proses*. 2021. Vol. 15, No. 2. P. 141–153. doi: [10.22146/jrekpros.67587](https://doi.org/10.22146/jrekpros.67587).
18. Чеканцев Н.В., Иванчина Э.Д., Чузлов В.А., Куртуков В.А. Оптимизация состава перерабатываемого сырья на установках каталитического риформинга бензинов и изомеризации пентан-гексановой фракции с использованием комплексной математической модели «HYSYS IZOMER ACTIV» // *Фундаментальные исследования*. 2013. №8-3. С. 766–772.
19. Дюсоева Р.М., Жакманова Е.А., Сейтенова Г.Ж. Сравнительная характеристика технологий каталитического риформинга в Казахстане // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2025. Т. 7, №4. С. 91–100. doi: [10.54859/kjogi108876](https://doi.org/10.54859/kjogi108876).
20. Szoboszlai Zs., Hancsók J. Investigation of kinetics of hydroisomerization of C₅/C₆ and C₆/C₇ alkenes and their binary mixture // *Hungarian Journal of Industrial Chemistry*. 2011. Vol. 39, Issue 1. P. 117–120.
21. Hancsók J., Kasza T., Visnyei O. Isomerization of n-C₅/C₆ Bioparaffins to Gasoline Components with High Octane Number // *Energies*. 2020. Vol. 13, Issue 7. doi: [10.3390/en13071672](https://doi.org/10.3390/en13071672).
22. Mortezaeikia V., Tavakoli O., Khodaparasti M.S. A review on kinetic study approach for pyrolysis of plastic wastes using thermogravimetric analysis // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2021. Vol. 160. doi: [10.1016/j.jaap.2021.105340](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2021.105340).
23. Martínez J., Zúñiga-Hinojosa M.A., Ruiz-Martínez R.S. A thermodynamic analysis of naphtha catalytic reforming reactions // *Processes*. 2022. Vol. 10, No. 2. doi: [10.3390/pr10020313](https://doi.org/10.3390/pr10020313).
24. Шахун Ф.Н., Федорова М.Л., Карпенко Т.В., Демидова Е.В. Развитие процессов изомеризации парафиновых углеводородов // *Мир нефтепродуктов*. 2020. №6. doi: [10.32758/2071-5951-2020-0-6-6-14](https://doi.org/10.32758/2071-5951-2020-0-6-6-14).
25. Ling H., Wang Q., Shen B. Hydroisomerization and hydrocracking of hydrocracker bottom for producing lube base oil // *Fuel Processing Technology*. 2009. Vol. 90, Issue 4. P. 531–535. doi: [10.1016/j.fuproc.2009.01.006](https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2009.01.006).
26. Díaz-Cervantes D.K., Elías-Domínguez A., Castro-Agüero Á., et al. A Comparative Study of Kinetic Reaction Schemes for the Isomerization Process of the C₆ Series // *Applied Sciences*. 2025. Vol. 15, Issue 8. doi: [10.3390/app15084429](https://doi.org/10.3390/app15084429).

27. *Valavarasu G., Sairam B.* Light Naphtha Isomerization Process: A Review // *Petroleum Science and Technology*. 2013. Vol. 31, Issue 6. P. 580–595. doi: [10.1080/10916466.2010.504931](https://doi.org/10.1080/10916466.2010.504931).
28. *Naqvi S.R., Bibi A., Naqvi M., et al.* New trends in improving gasoline quality and octane through naphtha isomerization: a short review // *Applied Petrochemical Research*. 2018. Vol. 8. P. 131–139. doi: [10.1007/s13203-018-0204-y](https://doi.org/10.1007/s13203-018-0204-y).
29. *Barbosa E., Menon A.K.* Thermodynamic and kinetic characterization of salt hydrates for thermochemical energy storage // *MRS Communications*. 2022. Vol. 12. P. 678–685. doi: [10.1557/s43579-022-00264-8](https://doi.org/10.1557/s43579-022-00264-8).

AUTHORS' INFO***Nurkhan S. Orazbayev**ORCID [0009-0000-7097-989X](https://orcid.org/0009-0000-7097-989X)e-mail: nurkhan7allmight@gmail.com.**Gaini Zh. Seitenova**

Cand. Sc. (Chemistry), Professor

ORCID [0000-0001-6202-3951](https://orcid.org/0000-0001-6202-3951)e-mail: gainiseitenova@gmail.com.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Оразбаев Нурхан Саматулы**ORCID [0009-0000-7097-989X](https://orcid.org/0009-0000-7097-989X)e-mail: nurkhan7allmight@gmail.com.**Сейтенова Гайни Жумагалиевна**

канд. хим. наук, профессор

ORCID [0000-0001-6202-3951](https://orcid.org/0000-0001-6202-3951)e-mail: gainiseitenova@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 662.74:552
CSCSTI 61.53.00

DOI: [10.54859/kjogi108955](https://doi.org/10.54859/kjogi108955)

Received: 23.02.2026.

Accepted: 15.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Thermal Destruction of Composite Raw Materials Based on Combustible Shale and Heavy Petroleum Products

Zhaksyntay K. Kairbekov¹, Raushan G. Sarmurzina², Manshuk Z. Esenalieva¹,
Alizhan A. Kairbekov¹, Saltanat M. Suimbaeva¹, Indira M. Dzheldybaeva¹

¹*Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan*

²*Kazakhstan Association of Organizations of the oil and Gas and Energy complex “KAZENERGY”, Astana, Kazakhstan*

ABSTRACT

Background: The significance of this study stems from the necessity to broaden the hydrocarbon resource base as conventional oil reserves are steadily declining. Consequently, alternative sources like oil shale, which boast global reserves far exceeding those of traditional oil, have become a focal point of interest. Furthermore, incorporating fuel oil into composite feedstock's addresses the challenge of efficiently processing heavy oil residues, converting them into high-value motor fuel components.

Aim: Determining the effect of composite feedstock composition (shale/fuel oil) on thermal degradation parameters and investigating the physicochemical properties of the resulting products for their further application as motor fuel components.

Materials and Methods: The study objects included oil shale from the Kenderlyk deposit (East Kazakhstan Region, JSC “Quartz”) and petroleum fuel oil from the Pavlodar refinery (Northeastern Kazakhstan). The hydrogenation process was studied using two types of equipment: in a rotating 2-liter autoclave and on a bench-scale flow-through unit (reactor volume 0.8 L). For the disposal of sludge (solid liquefaction residue), the pyrolysis method was used in a flow-through apparatus with a descending layer of solid heat carrier.

Results: Analysis of experimental data showed that increasing the hydrogenation temperature of oil shale from 410 to 440°C (at P = 8 MPa) intensifies gas formation from 10.2 to 12.2 wt.% and almost doubles hydrogen consumption to 1.6 wt.%, contributing to an increase in the yield of gasoline and diesel fractions. It was found that increasing the hydrogen pressure within the range of 4.0–8.0 MPa has a positive effect on the performance: the organic mass of shale (OMS) increases by 20%, while the yields of liquid products, gas, and water rise to 50.4, 10.5, and 7.7 wt.%, respectively. A further increase in pressure beyond 8.0 MPa is impractical, as it does not significantly affect the process. Optimization of the parameters of thermocatalytic processing of a mixture of fuel oil and shale made it possible to identify the best conditions: temperature 420°C, time 60 min, and concentration of shale as an activating additive 12 wt.%. In this mode, the total distillate yield reaches 59.2% by mass.

Conclusion: The fundamental feasibility and high efficiency of the co-processing of oil shale and heavy petroleum residues have been proven. The resulting liquid degradation products possess optimal physicochemical properties for the subsequent compounded processing of solid fossil fuels. They serve as a direct alternative to the scarce components of highly marketable motor fuels.

Keywords: *oil shale; fuel oil; thermal processing; liquid fuel; motor fuels.*

To cite this article:

Kairbekov ZK, Sarmurzina RG, Esenalieva MZ, et al. Thermal Destruction of Composite Raw Materials Based on Combustible Shale and Heavy Petroleum Products. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):133–141. DOI: [10.54859/kjogi108955](https://doi.org/10.54859/kjogi108955).

УДК 662.74:552
МРНТИ 61.53.00

DOI: [10.54859/kjogi108955](https://doi.org/10.54859/kjogi108955)

Получена: 23.02.2026.
Одобрена: 15.05.2026.
Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Термическая деструкция композиционного сырья на основе горючих сланцев и тяжёлых нефтепродуктов

Ж.К. Каирбеков¹, Р.Г. Сармурзина², М.З. Есеналиева¹,
А.А. Каирбеков¹, С.М. Суймбаева¹, И.М. Джелдыбаева¹

¹Казахский национальный университет им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

²Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Актуальность исследования обусловлена необходимостью расширения ресурсной базы углеводородного сырья на фоне постепенного истощения запасов легко добываемой нефти. В связи с этим особое внимание привлекают альтернативные источники, такие как горючие сланцы, мировые запасы которых многократно превышают запасы традиционной нефти. Использование мазута в качестве компонента композиционного сырья решает задачу квалифицированной утилизации тяжёлых нефтяных остатков, превращая их в высоколиквидные компоненты моторных топлив.

Цель. Установление влияния состава композиционного сырья (сланец / мазут) на показатели процесса термической деструкции и изучение физико-химических свойств полученных продуктов для их дальнейшего использования в качестве компонентов моторных топлив.

Материалы и методы. Объектами исследования послужили горючий сланец месторождения Кендерлык (Восточно-Казахстанская область, Казахстан, АО «Кварц») и нефтяной мазут Павлодарского нефтеперерабатывающего завода (Северо-Восточный Казахстан). Процесс гидрогенизации изучался на двух типах оборудования: во вращающемся двухлитровом автоклаве и на стендовой проточной установке (объём реактора 0,8 л). Для утилизации шлама (твёрдого остатка ожигения) применялся метод пиролиза в проточном аппарате с нисходящим слоем твёрдого теплоносителя.

Результаты. Анализ экспериментальных данных показал, что повышение температуры гидрогенизации горючего сланца с 410°C до 440°C (при давлении 8 МПа) интенсифицирует газообразование с 10,2 до 12,2% масс. и увеличивает расход водорода почти вдвое – до 1,6% масс., способствуя росту выхода бензиновых и дизельных фракций. Установлено, что рост давления водорода в интервале 4–8 МПа положительно влияет на показатели: степень превращения органической массы сланца возрастает на 20%, а выход жидких продуктов, газа и воды увеличивается до 50,4, 10,5 и 7,7% масс. соответственно. Дальнейшее повышение давления свыше 8 МПа оказывается нецелесообразным, т.к. не оказывает существенного влияния на ход процесса. Оптимизация параметров термодеструкции смеси мазута и сланца позволила выявить наилучшие условия: температура 420°C, продолжительность – 60 мин, концентрация сланца как активирующей добавки – 12% масс. В данном режиме суммарный выход дистиллятов достигает 59,2% масс.

Заключение. В работе доказана принципиальная возможность и высокая эффективность совместной переработки горючих сланцев и тяжёлых нефтяных остатков. Полученные жидкие продукты деструкции обладают оптимальными физико-химическими свойствами для дальнейшей компаундированной переработки твердых горючих ископаемых. Они служат прямой альтернативой дефицитным компонентам высоколиквидных моторных.

Ключевые слова: сланец, мазут, термическая переработка, жидкое топливо, моторные топлива.

Как цитировать:

Каирбеков Ж.К., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З., и др. Термическая деструкция композиционного сырья на основе горючих сланцев и тяжёлых нефтепродуктов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 133–141. DOI: [10.54859/kjogi108955](https://doi.org/10.54859/kjogi108955).

ӨОЖ 662.74:552

ГТАХР 61.53.00

DOI: [10.54859/kjogi108955](https://doi.org/10.54859/kjogi108955)

Қабылданды: 23.02.2026.

Мақұлданды: 15.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Жанғыш тақтатастар мен ауыр мұнай өнімдеріне негізделген композициялық шикізаттың термиялық жойылуы

Қ.Ж. Қайырбеков¹, Р.Г. Сармурзина², М.З. Есеналиева¹,
Ә.А. Қайырбеков¹, С.М. Суймбаева¹, И.М. Джелдыбаева¹

¹Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

²KAZENERGY Қазақстандық мұнай-газ және энергетика кешені ұйымдарының қауымдастығы, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Зерттеудің өзектілігі оңай өндірілетін мұнай қорларының біртіндеп сарқылуы аясында көмірсутек шикізатының ресурстық базасын кеңейту қажеттілігіне байланысты туындап отыр. Осыған байланысты әлемдік қорлары дәстүрлі мұнай қорларынан бірнеше есе асып түсетін жанғыш тақтатастар сияқты балама көздерге ерекше назар аударылады. Мазутты композициялық шикізаттың құрамдас бөлігі ретінде пайдалану ауыр мұнай қалдықтарын мотор отынының жоғары өтімді компоненттеріне айналдыру арқылы білікті түрде көдеге жарату мәселесін шешеді.

Мақсаты. Композициялық шикізат құрамының (тақтатас / мазут) термиялық ыдырау процесінің көрсеткіштеріне әсерін белгілеу және оларды мотор отындарының компоненттері ретінде одан әрі пайдалану үшін алынған өнімдердің физикалық-химиялық қасиеттерін зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу нысандары Кеңдірлік кен орнының жанғыш тақтатаасы (Шығыс Қазақстан облысы, Қазақстан, «Кварц» АҚ) және Павлодар мұнайды қайта өңдеу зауытының мұнай мазуты (Солтүстік-Шығыс Қазақстан) болды. Гидрогенизация процесі жабдықтың екі түрінде зерттелді: айналмалы екі литрлік автоклавта және стендтік ағынды қондырғыда (реактордың көлемі 0,8 л). Шламды (сұйылтудың қатты қалдығы) көдеге жарату үшін қатты салқындатқыштың төменгі қабаты бар ағынды аппаратта пиролиз әдісі қолданылды.

Нәтижелері. Эксперименттік деректерді талдау жанғыш тақтатастың гидрогенизация температурасының 410°C-тан 440°C-қа дейін көтерілуі (8 МПа қысымда) газ түзілуін 10,2-ден 12,2%масс.-ға дейін күшейтетінін көрсетті, және сутегі шығынын екі есе дерлік арттырады – 1,6%масс. дейін, бензин мен дизель фракцияларының шығымдылығының өсуіне ықпал етеді. 4–8 МПа аралығындағы сутегі қысымының жоғарылауы көрсеткіштерге оң әсер ететіні анықталды: тақтатастың органикалық массасының өзгеру дәрежесі 20%-ға артады, ал сұйық өнімдердің, газдың және судың шығымы сәйкесінше 50,4, 10,5 және 7,7%масс.-ға дейін артады. 8 МПа-дан жоғары қысымның одан әрі көтерілуі мүмкін емес, өйткені бұл процестің барысына айтарлықтай әсер етпейді. Мазут пен шифер қоспасын термокаталитикалық қайта өңдеу параметрлерін оңтайландыру ең жақсы жағдайларды анықтауға мүмкіндік берді: температура 420°C, ұзақтығы – 60 мин, шифер концентрациясы активтендіретін қоспа ретінде – 12%масс. Бұл режимде дистилляттардың жалпы шығымы 59,2%масс.-ға жетеді.

Қорытынды. Жұмыста жанғыш тақтатастар мен ауыр мұнай қалдықтарын бірлесіп қайта өңдеудің принципті мүмкіндігі мен жоғары тиімділігі дәлелденді. Алынған сұйық деструкция өнімдері қатты жанғыш қазбаларды одан әрі компаундталған қайта өңдеу үшін оңтайлы физикалық-химиялық қасиеттерге ие. Олар жоғары өтімді мотор отындарының тапшы компоненттеріне тікелей балама болып табылады.

Негізгі сөздер: тақтатас, мазут, термиялық қайта өңдеу, сұйық отыны, мотор отындары.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қайырбеков Қ.Ж., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З., және б. Жанғыш тақтатастар мен ауыр мұнай өнімдеріне негізделген композициялық шикізаттың термиялық жойылуы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2, 133–141 б. DOI: [10.54859/kjogi108955](https://doi.org/10.54859/kjogi108955).

Introduction

The current state of the global energy sector is characterized by a decline in traditional oil reserves (not exceeding 90 billion tons) against the backdrop of the enormous resource potential of combustible shale concentrated in Russia, Kazakhstan, and Estonia. In these conditions, the search for effective methods of chemical processing of solid caustic biolites is of strategic importance for replenishing the deficit of hydrocarbon raw materials [1–3].

Previous studies (in particular, on the processing of Gdov and Volga shales) were based on the use of ultra-high pressures (up to 30 MPa). This technology is associated with critical wear and intensive erosion of equipment, and high cost of end products [3–4].

There is an urgent need to develop processes that operate under milder conditions. The transition to the use of moderate pressure while maintaining a high degree of conversion of organic mass of shale (OMS) is a priority task.

Joint processing of high-ash shale with oil residues not only expands the raw material base, but also significantly improves economic performance by reducing capital costs for high-pressure equipment.

Interest in combustible shale as a component of raw material mixtures for the production of motor fuels is due to its unique physical and chemical properties, which distinguish it favorably from traditional solid fuels (coal). The relevance of research in this area is based on the following key aspects:

Features of molecular structure: Organic mass of shale (OMS) is considered a self-associated multimer stabilized by weak electron donor-acceptor (EDA) interactions. Unlike highly metamorphosed coals, this structure allows up to 80% of OMS to be converted into low-molecular-weight liquid products under moderate thermal exposure (350–380°C), which opens up opportunities for the creation of energy-efficient technologies [5–6].

High reactivity: The predominance of naphthenic cycles and aliphatic chains, as well as the presence of labile oxygen-containing bonds, ensure high rates of OMS destruction. This enables the hydrogenation process to proceed under more moderate conditions than those required by traditional heavy oil processing techniques.

Resource efficiency and economics: The high hydrogen content in OMS (over 9%) significantly reduces its external consumption during the hydrogenation process. This key advantage makes shale processing more economically attractive compared to coal chemical processes [7–9].

Innovative potential of mixed raw materials: Using OMS as an activating additive (10–20%) to heavy oil residues (HOR) or coal allows the destruction of the latter to be initiated due to the high reactivity of shale. This approach is in line with global trends in petrochemistry, which are being actively developed in leading scientific and technological centers (Russia, Germany, USA, Japan) [10–12].

Thus, the scientific rationale for the joint processing of shale and fuel oil not only expands the resource

base, but also significantly reduces the technological barriers (pressure, temperature, hydrogen consumption) that exist in modern oil refining.

Materials and methods

This paper presents the results of research on the hydrogenation of Kenderlyk oil shale, as well as its blends with fuel oil, aimed at producing motor fuel components; it also evaluates the current state and prospects of using low-pressure hydrogenation to address this challenge.

The raw material employed in the hydrogenation process consisted of combustible shale specimens sourced from the Kenderlyk deposit.

The shale concentrates had a particle size of less than 0.1–0.2 mm and contained (wt.%): W^a – 1.2–1.3; A^d – 18–22 (including carbon dioxide 2.4–2.5); S^d – 1.7–1.8. The elemental analysis of the samples yielded the following results (%daf): C – 74.2–74.7; H – 8.9–9.0; S – 1.2–1.4; N – 0.4–0.5; and O – 14.5–15.0. The gross calorific value (Q^{daf}) of the oil shale ranged from 31.5 to 33.4 MJ/kg. The composition of the mineral part, %: SiO_2 – 58.2; $Al_2O_3 + TiO_2$ – 17.2; Fe_2O_3 – 7.3; CaO – 2.3; MgO – 1.0; SO_3 – 3.4; $Na_2O + K_2O$ – 10.3 [13–14].

The composition of the hydrogenation off-gases was determined using a CHROM-5 chromatograph (a 3.5 m stainless steel column with a 3 mm internal diameter packed with CHN). The carrier gas (helium) flow rate was 5 L/h. The catharometer cells operated at 430 K with a current of 125 mA. The analysis of the gasoline fraction of synthetic oil was performed on a CHROM-5 chromatograph equipped with a capillary column and a flame ionization detector. Squalane, an individual triterpene hydrocarbon, was used as the stationary phase. The column length was 100 m. Argon was used as the carrier gas, while hydrogen served as an auxiliary carrier gas.

An oil shale paste was prepared by mixing 40 wt.% oil shale with 60 wt.% liquid oil shale products with a boiling point above 400–440°C obtained from the process itself and from pyrolysis of the liquefaction residue, was subjected to hydrogenation. The paste was added with 0.5–3.0 wt.% of catalysts, represented by appropriate polymetallic ores containing Fe.

The hydrogenation process was studied using two types of equipment: in a rotating 2-liter autoclave and on a bench-scale flow-through unit (reactor volume 0.8 L). For the disposal of sludge (solid liquefaction residue), the pyrolysis method was used in a flow-through apparatus with a descending layer of solid heat carrier.

Results and Discussion

1. Shale Hydrogenation

Autoclave testing demonstrated that an 82–84% conversion of the organic matter of shale (OMS) into liquid and gaseous products is achievable at 420°C and 8 MPa over a 60-minute period using iron-based catalysts. Temperature serves as a crit-

ical factor influencing both the liquefaction degree of the OMS and the overall product yields (Tab. 1). Elevating the temperature from 410°C to 440°C leads to a rise in gas formation (from 10.2 to 12.2 wt.%) and hydrogen consumption (from 0.9 to 1.6 wt.%), stemming from the cracking of fractions boiling above 320°C. Consequently, the concentration of these heavy fractions in the hydrogenate drops from 22.6 to 16.9 wt.%, whereas the yield of gasoline and diesel fractions significantly improves. Extending the reaction time to 30–45 min exerts a comparable influence on the process dynamics.

Table 1. The effect of temperature on the hydrogenation outcomes of Kenderlyk oil shale

№	Indicator	Temperature, °C		
		410	420	440
1	Degree of OMS transformation, wt.%	83.3	84.6	82.3
2	Hydrogen for reaction, wt.%	0.9	1.3	1.6
3	Yield of liquid products, wt. %:			
	TOTAL	49.6	50.4	46.3
	with boiling point up to 320°C	27.0	28.6	29.4
	with boiling point above 320°C	22.6	21.8	16.9
4	Gas, wt. %	10.2	10.5	12.2
5	Water, wt. %	7.7	7.7	8.1
6	Coke on mineral part of oil shale, wt. %	2.6	2.8	3.5

Process conditions: ratio of shale to paste former – 1:1.5; pressure – 8 MPa; duration of the experiment – 60 min; a mixture of water-soluble salts of divalent and trivalent iron was used as a catalyst

Table 2. Characteristics of Kenderlyk oil shale hydrogenolysis as a function of process pressure

Process parameters	Hydrogen pressure in the reactor volume, MPa				
	4.0	6.0	8.0	9.0	10.0
Degree of OMOS transformation, wt. %	64.2	76.2	84.6	84.2	83.2
Hydrogen for reaction, wt. %	0.5	0.7	1.3	1.2	1.1
Yield of liquid products, wt. %	40.1	46.9	50.4	50.0	49.6
With boiling point up to 320°C	18.2	19.0	28.6	27.0	26.5
Residue with boiling point above 320°C	21.9	27.9	21.8	23.0	23.1
Gas, wt. %	6.7	8.8	10.5	11.1	10.6
Water, wt. %	5.5	6.9	7.7	7.7	7.7
Coke on mineral part, wt. %	1.9	2.2	2.8	2.4	2.6

Conditions: 1:1.5 shale-to-slurry oil ratio; temperature: 420°C; reaction time: 60 min; catalyst: a mixture of water-soluble Fe(II) and Fe(III) salts

The influence of pressure on the process of hydrogenolysis of oil shale was studied at temperature of 420°C and pressure within the interval from 4.0 to 10.0 MPa (Tab. 2).

Elevating the hydrogen pressure from 4.0 to 8.0 MPa results in an approximately 20% increase in the organic matter conversion of the shale, while the amount of hydrogen consumed in the reaction doubles. Concurrently, the yield of liquid products rises from 40.1 to 50.4 wt.%, while gas and water yields increase from 6.7 to 10.5 wt.% and 5.5 to 7.7 wt.%, respectively.

These trends demonstrate an intensification of Kenderlyk shale hydrogenolysis and an enhanced proportion of gasoline and diesel fractions. Notably, no significant improvements in process performance are observed at pressures exceeding 8 MPa.

The gasoline fractions (IBP – 180°C) are composed of 1.0–1.6% phenols, 34–38% neutral oxygen-con-

taining compounds, 35–38% unsaturated, 15–17% aromatic, and 43–46% paraffin-naphthenic hydrocarbons. –Additionally, the mixture contains organic acid and pyridine base impurities, with a total sulfur content ranging from 0.5% to 0.7% (Tab. 3).

Diesel fuel fractions boiling between 180 and 320°C contain up to 8% C₆–C₈ phenols, with approximately 3% consisting of phenol, cresols, and xylenols. Additionally, they comprise 9% neutral oxygenates, 20–26% aromatic, and 30–33% unsaturated hydrocarbons, along with minor impurities (<1.3%) of organic acids and pyridine bases. These distillates serve as viable feedstocks for chemical production or, following hydrotreatment, as motor fuel components. The process water, enriched with water-soluble phenols (including dihydric and trihydric types), is also suitable for subsequent phenol extraction (Tab. 3).

Table 3. Characteristics of distillate products

Indicator	Fractions with boiling point, °C	
	up to 180°C	180–320°C
Content, vol. %:		
phenols	1.0–1.6	up to 8
neutral oxygen compounds	34–38	9
pyridine compounds	0.5–0.7	less than 1.3
Hydrocarbon group composition, wt. %:		
unsaturated	35–38	30–33
aromatic	15–17	20–26
paraffinonaphthenic	43–46	-

Conditions: ratio of oil shale: paste-former 1:1.5; pressure – 8 MPa; temperature – 420°C; experiment duration – 60 min; catalyst-mixture of water-soluble salts of two and trivalent Fe

Since the shale liquefaction products contain mineral ash and catalyst components, the residue remaining after partial liquid separation via centrifugation was subjected to pyrolysis at 440°C using a moving solid heat carrier. The generated coke was subsequently utilized to heat the heat carrier.

2. Thermocatalytic destruction of Kenderlyk oil shale and fuel oil

In recent years, the world market of raw materials has seen relatively high prices for major energy carriers and, above all, for oil. In this regard, the task of improving existing and creating new promising technologies for deep oil processing remains relevant for the domestic oil industry.

Improving deep oil refining processes is important for the environment and resources. Despite the availability of foreign solutions from companies such as Shell and Axens, their high capital intensity limits their implementation at domestic enterprises. This creates an urgent need to develop affordable domestic technologies that can compete with global engineering solutions [15–16].

A thermochemical process has been developed for the treatment of heavy oil residues of both native and destructive origin (such as fuel oil, tar, and heavy pyrolysis resins) in the presence of Kenderlyk shale as an activating additive. This unique technology, which has no foreign counterparts, is implemented without external hydrogen at temperatures

of 400–430°C and pressures ranging from 0.5 to 8 MPa [13–14, 17–20].

It was demonstrated that both the organic and mineral constituents of oil shales exert an activating effect on the thermal conversion of heavy petroleum fractions. Within the 370–420°C temperature range, the decomposition of the shale organic matter (kerogen) yields compounds that exhibit strong hydrogen-donor properties. They intensify the hydrogenation reactions of unsaturated compounds that occur during the cracking of petroleum residues (fuel oil) and at the same time reduce the system's tendency to form coke intensively.

The shale's mineral fraction, rich in aluminosilicates and transition metal oxides (Fe, Mo, Co), also promotes cracking and hydrogenation. Incorporating 5–25% oil shale as an activator allows for precise control over the thermal cracking of heavy residues at 390–450°C, yielding up to 70% light products with minimal carbonaceous deposits (under 5%). This process operates via a carbon-ion mechanism, with the mineral phase facilitating coke removal and providing auxiliary catalytic activity. In this regard, it was decided to enhance the process with zeolites, which act as Bronsted strong acids.

Table 4. Physical and chemical properties of fuel oils

Fuel oil type	Density, kg/m ³	Fractional composition, vol.%			Conditional viscosity at 80°C, °E	Content, wt.%			
		Initial boiling point, °C	Initial boiling point, 360°C	boils out before reaching 450°C		waters	asphaltenens	sulphur	mechanical impurities
Straight fuel oil from Pavlodar refinery	938	251	12.5	45.9	10.4	0	1.8	2.3	0

Table 5. Dependence of product yields from thermocatalytic processing of fuel oil and shale mixtures on process parameters: temperature, time, and additive concentration

Thermolysis product	Amount of oil shale, wt.% (420°C, 60 min)						Temperature, °C (12% oil shale, 60 min)					Thermolysis time, min (420°C, 12% oil shale)				
	0	3	5	8	10	12	300	400	420	430	440	10	20	30	45	Q60
Gas	8.2	4.7	5.3	5.5	5.9	8.7	3.3	4.6	8.7	7.5	9.1	2.1	2.7	3.6	5.3	8.7
Fraction <180°C	15.3	6.8	7.6	11.5	14.1	17.3	8.1	12.2	17.3	16.7	16.0	7.6	8.8	10.6	13.4	17.3
Fraction 180–360°C	14.4	28.1	29.8	36.4	42.2	41.9	37.0	38.8	41.9	38.4	38.9	22.7	28.4	33.2	36.8	41.9
Fraction > 360°C	62.1	60.4	57.3	46.6	37.8	32.1	51.6	44.4	32.1	37.4	36.0	67.6	60.1	52.6	44.5	32.1
Coke on solid phase	8.2	4.8	5.3	5.5	5.9	6.7	3.2	4.4	6.7	7.1	9.1	2.3	2.9	3.8	5.3	6.7
Total yield of light distillates	29.7	34.9	37.4	47.9	56.3	59.2	45.1	51.0	59.2	55.1	54.9	30.3	37.3	43.8	50.2	59.2

No formation of pellets was observed

Straight-run fuel oil from the Pavlodar refinery was used as the starting raw material.

Natural zeolite of clinoptilolite structure of Shankanai deposit of Kazakhstan ($W^a - 4.3\%$, $A^d - 81.2\%$, $SiO_2/Al_2O_3 = 7.5$, density – 2500 kg/m³, clinoptilolite content 65%, $SiO_2 - 67.5\%$, $Al_2O_3 - 15.8\%$, $Fe_2O_3 - 4.6\%$) was studied as a catalyst [17–18].

To find the optimal conditions for fuel oil thermolysis, the use of ordinary shale from the Kenderlyk field as an activating additive was considered. The dependence of the yield of processing products on temperature, process duration, and shale content in the mixture was analyzed (Tab. 5).

To find the optimal conditions for fuel oil thermolysis, the use of ordinary shale from the Kenderlyk field as an activating additive was considered. The dependence of the yield of processing products on temperature, process duration, and shale content in the mixture was analyzed (Tab. 5).

An evaluation of the shale additive's impact on fuel oil thermal cracking demonstrated a clear correlation: higher shale concentrations lead to increased yields of gasoline (from 6.8% to 17.3%) and diesel (from 28.1% to 41.9%) fractions, while concurrently decreasing the proportion of middle distillates from 60.4% to 32.1%. The total yield of light petroleum products increases from 34.9% to 59.2%. It is important to emphasize that the use of shale in optimal proportions reduces coking compared to pure fuel oil.

From the data of Tab. 5 it follows that dependence of fuel oil the yield of light distillate fractions on the temperature of thermal cracking is 45.1–59.2 wt.%. In this case, the yield of the gasoline fraction (IBP – 180°C) rises from 8.1 wt.% at 300°C to 17.3 wt.% at 420°C, while the diesel fraction (180–320°C) yield ranges between 37.0 and 41.9 wt.%. At the temperature above 320°C, the coke formation is 3.1–6.7 wt.%.

Data from Tab. 5 indicate that increasing the residence time from 10 to 60 min enhances the output of gasoline and diesel distillates, reaching 17.3% and 41.9%, respectively. At the same time, there is a regular decrease in the share of middle distillates – from 67.6% to 32.1%.

The optimal process parameters ensuring maximum yield of distillate fractions (59.2 wt.%) are as follows: temperature 420°C, reaction time 60 min, and shale additive content in the range of 12 wt.%.

Conclusion

Thus, the paper shows the possibility of obtaining synthetic oil from oil shale by means of hydrogenation processing. In this case it is possible to extract more than 90% of the organic matter of oil shale. According to the obtained results, increasing the temperature of oil shale hydrogenation from 410°C to 440°C at a pressure of 8.0 MPa leads to increase in gas formation from 10.2 to 12.2 wt.%

and hydrogen consumption from 0.9 to 1.6 wt.%, and connection of gasoline and diesel fuel fractions. As the hydrogen pressure increases within the 4.0–8.0 MPa range, the conversion degree of the shale's organic mass grows by 20%. Concurrently, the yields of liquid fractions, gas, and water reach 50.4, 10.5, and 7.7 wt.%, respectively, up from their initial values. Hydrogen pressure above 8.0 MPa has no effect on the process parameters. Experimental data confirm that single-stage processing under moderate conditions (8 MPa, 425 °C, 1.0 h⁻¹) ensures deep feedstock conversion, yielding 17.2% of the gasoline fraction, 41.8% of diesel distillates, and 51.7% of the fraction heavier

than 360 °C, suitable for catalytic cracking. The resulting coke-like products, along with the V and Ni present in the feedstock, are deposited on the mineral part of the shale and removed from the reaction zone with the liquid process products.

A scientifically grounded approach has been developed for the co-processing of oil shale and fuel oil under mild conditions. It is shown that the specific structure of the shale organic matter allows for a high degree of conversion without the use of ultra-high pressure, achieved by optimizing contact time and the concentration of the catalytically active shale additive.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This work was supported by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. AP26197473 «Development of technology for joint thermochemical processing of shale and heavy petroleum products to obtain of motor fuels and chemicals»).

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: Zhaksyntay K. Kairbekov – manuscript preparation, writing, and editing; Raushan G. Sarmurzina – comprehensive analysis of the manuscript; Manshuk Z. Esenalieva – literature review and conducting research; Alizhan A. Kairbekov – collection and preparation of materials; Saltanat M. Suimbaeva – conducting experiments, writing, and formatting of results; Indira M. Dzheldybaeva – correction of the analytical part, interpretation of results, and manuscript editing.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Работа выполнена в рамках проекта грантового финансирования Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант №AP26197473 «Разработка технологии совместной термохимической переработки сланца и тяжёлых нефтяных продуктов для получения моторных топлив и химических веществ»).

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: Каирбеков Ж.К. – подготовка, написание и редактирование рукописи; Сармурзина Р.Г. – комплексный анализ рукописи; Есеналиева М.З. – литературный обзор и проведение исследований; Каирбеков А.А. – сбор и подготовка материалов; Суймбаева С.М. – проведение экспериментов, написание и оформление результатов; Джелдыбаева И.М. – корректировка аналитической части, интерпретация результатов и редактирование рукописи.

REFERENCES

1. Maloletnev AS, Naumov KI, Shvedov IM, Mazneva OA. Shale hydrogenation. *Solid Fuel Chemistry*. 2011;5:29–33. (In Russ).
2. Nazarenko MY, Bazhin VY, Saltykova SN, Kononov GV. Physicochemical Properties of Fuel Shales. *Coke and Chemistry*. 2014;3:44–49. doi: [10.3103/S1068364X14030065](https://doi.org/10.3103/S1068364X14030065).
3. Maloletnev AS, Yulin MK, Wohl-Epstein AB. Thermal cracking of heavy oil residues mixed with shale. *Solid Fuel Chemistry*. 2011;4:20–25. (In Russ).
4. Kairbekov ZK, Sarmurzina RG, Esenalieva MZ, et al. Obtaining fuel products by combined hydrogenation of coal and shale. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):83–91. doi: [10.54859/kjogi108656](https://doi.org/10.54859/kjogi108656). (In Russ).
5. Strizhakova YA, Usova TV, Tretjakov VF. Oil shale – potential feedstock for fuel and energy sector and chemical industry. *Fine Chemical Technologies*. 2006;1(4):76–85. (In Russ).
6. Strizhakova YA. Conversion of Oil Shales to Chemical Products. *Solid Fuel Chemistry*. 2006;40(2):78–82. (In Russ).
7. Gerasimov AM, Syroezhko AM, Itskoviya VA, Kholodnov VA. Influence of oil waste additives on the process of thermochemical processing of oil shales and brown coals. *Bulletin of St PbSIT(TU)*. 2012;16(42):40–43. (In Russ).
8. Gerasimov AM, Syroezhko AM, Drono SV, Strakhov VM. Vliyaniye mineral'noy chasti goryuchego slantsa na protsess yego termokhimicheskoy pererabotki s gudronom. *Coke and Chemistry*. 2012;4:37–41. (In Russ).

9. Mozhayskaya MV, Surkov VG, Kopytov MA, Golovko AK. Combined Cracking Residue and Mechanical Activation Oil Shale. Journal of Siberian Federal University. Chemistry. 2019;12(3):319–327. doi: [10.17516/1998-2836-0129](https://doi.org/10.17516/1998-2836-0129).
10. Gorlov EG, Kotov AS, Gorlova EE. Thermocatalytic Treatment of Petroleum Residues in The Presence of Zeolites and Oil Shale. *Solid Fuel Chemistry*. 2009;1:31–38. (In Russ).
11. Abbasov VM, Muhtarova GS, Alizade AE, Bashirova TK. Use of Combustible Shales in the Process of Hydrocracking of Heavy Oil Residues. *Oil and Gas Technologies*. 2020;3(128):13–16. doi: [10.32935/1815-2600-2020-128-3-13-16](https://doi.org/10.32935/1815-2600-2020-128-3-13-16). (In Russ).
12. Strizhakova YA, Usova TV. Istoriya razvitiya polucheniya sinteticheskikh motorknykh topliv na osnove goryuchikh slantsev. *History of science and technology*. 2007;9:32–48. (In Russ).
13. Mozhayskaya MV, Pevneva GS. Influence of Iron Nitrate Additive Concentration on Cracking of Fuel Oil Mixture – Mechanically Activated Oil Shale. Proceedings of the XII International Conference «Chemistry of Oil and Gas»; 2022 Sept 26–30; Tomsk, Russia. Available from: elibrary.ru/download/elibrary_49762648_98582436.pdf. (In Russ).
14. Gorlova EE, Nefedov BK, Gorlov EG. Termochimicheskaya pererabotka mazuta sovместно s rezinotekhnicheskimi otkhodami s smesi so slantsem. *Modern Science*. 2012;1(9):15–18. (In Russ).
15. Kairbekov ZK, Jeldybayeva IM, Akhmetov TZ, Essenaliyeva MZ. Influence of ultrasound on thermochemical processing of fuel oil with shale additives at different pressures. *Chemical Journal of Kazakhstan*. 2021;1(73):119–126. (In Russ).
16. Kairbekov ZK, Jeldybayeva IM, Maloletnev AS. Primeneniye ul'trazvukovogo vozdeystviya dlya intensivatsii termicheskogo krekinga mazuta v smesi со slantsem. *Solid Fuel Chemistry*. 2020;3:62–67. doi: [10.31857/S0023117720030056](https://doi.org/10.31857/S0023117720030056). (In Russ).
17. Kairbekov Z, Kairolla S, Kayrzhanova K, Jeldybayeva IM. Termal utilization of Kenderlyk field shales and solid oil residue. *Chemical Journal of Kazakhstan*. 2020;1(69):146–152.
18. Kairbekov Z, Jeldybayeva IM, Akhmetov TZ, Kairbekov AZ. High Grade Petroleum Residue Recycling with Shale Additive. *Chemical Journal of Kazakhstan*. 2020;3(71):189–195.
19. Kairbekov ZK, Yermoldina ET, Jeldybayeva IM, Akhmetov T. Effective Use of Oil Shale from The Kendrylyk field. *Chemical Journal of Kazakhstan*. 2018;4(64):124–129.
20. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Jeldybayeva IM. Application of Ultrasonication to Intensify the Thermal Cracking of Fuel Oil in a Mixture with Oil Shale. *Solid Fuel Chemistry*. 2020;54(3):175–179. doi: [10.3103/S0361521920030052](https://doi.org/10.3103/S0361521920030052).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Малолетнев А.С., Наумов К.И., Шведев И.М., Мазнева О.А. Гидрогенизация сланца // Химия твердого топлива. 2011. №5. С. 29–33.
2. Назаренко М.Ю., Бажин В.Ю., Салтыкова С.Н., Коновалов Г.В. Изучение физико-химических свойств горючих сланцев // Кокс и химия. 2014. №3. С. 44–49. doi: [10.3103/S1068364X14030065](https://doi.org/10.3103/S1068364X14030065).
3. Малолетнев А.С., Юлин М.К., Воль-Эпштейн А.Б. Термический крекинг тяжелых нефтяных остатков в смеси со сланцем // Химия твердого топлива. 2011. Т. 45, № 4. С. 20–25.
4. Каирбеков Ж.К., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З., и др. Получение топливных продуктов совместным гидрированием угля и сланца // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Т. 5, №4. С. 83–91. doi: [10.54859/kjogi108656](https://doi.org/10.54859/kjogi108656).
5. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Третьякова В.Ф. Горючие сланцы – потенциальный источник сырья для топливно-энергетической и химической промышленности // Вестник МИТХТ. 2006. Т. 1, №4. С. 76–85.
6. Стрижакова Ю.А. Пути переработки горючих сланцев в химические продукты // Химия твердого топлива. 2006. Т. 40, №2. С. 86–90.
7. Герасимов А.М., Сыроежко А.М., Ицковия В.А., Холоднов В.А. Влияние добавок нефтеотходов на процесс термохимической переработки горючих сланцев и бурых углей // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). 2012. Т. 16, №(42). С. 40–43.
8. Герасимов А.М., Сыроежко А.М., Дронов С.В., Страхов В.М. Влияние минеральной части горючего сланца на процесс его совместной термохимической переработки с гудроном // Кокс и химия. 2012. №4. С. 37–41.
9. Можайская М.В., Сурков В.Г., Копытов М.А., Головки А.К. Совместный крекинг нефтяного остатка и механоактивированного горючего сланца // Журнал Сибирского университета. Химия. 2019. Т. 12, №3. С. 319–327. doi: [10.17516/1998-2836-0129](https://doi.org/10.17516/1998-2836-0129).
10. Горлов Е.Г., Котов А.С., Горлова Е.Е. Термокаталитическая переработка нефтяных остатков в присутствии цеолитов и горючих сланцев // Химия твердого топлива. 2009. №1. С. 31–38.
11. Abbasov VM, Muhtarova GS, Alizade A.E., Bashirova TK. Использование горючих сланцев в процессе гидрокрекинга тяжелых нефтяных остатков // Технология нефти и газа. 2020. №3(128). С. 13–16. doi: [10.32935/1815-2600-2020-128-3-13-16](https://doi.org/10.32935/1815-2600-2020-128-3-13-16).
12. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В. История развития процессов получения синтетических моторных топлив на основе горючих сланцев // История науки и техники. 2007. №9. С. 32–48.
13. Каирбеков Ж.К., Джелдыбаева И.М., Малолетнев А.С. Применение ультразвукового воздействия для интенсификации термического крекинга мазута в смеси со сланцем // Химия твердого топлива. 2020. №3. С. 62–67. doi: [10.31857/S0023117720030056](https://doi.org/10.31857/S0023117720030056).
14. Каирбеков Ж.К., Джелдыбаева И.М., Кайролла С., Кайыржанова К. Термическая переработка сланцев и твердого нефтяного остатка Кендерлыкского месторождения // Химический журнал Казахстана. 2020. №1(69). С. 146–152.
15. Можайская М.В., Певнева Г.С. Влияние концентрации добавки нитрата железа на крекинг смеси мазут-механоактивированный горючий сланец // Материалы XII Международной конференции «Химия нефти и газа»; Сентябрь 26–30, 2022; Томск, Россия. Режим доступа: elibrary.ru/download/elibrary_49762648_98582436.pdf. Дата обращения: 07.01.2026.
16. Горлова Е.Е., Нefедов Б.К., Горлов Е.Г. Термохимическая переработка мазута совместно с резинотехническими отходами в смеси со сланцем // Современная наука. 2012. №1(9). С. 15–18.
17. Каирбеков Ж.К., Джелдыбаева И.М., Ахметов Т.З., Есеналиева М.З. Влияние ультразвука на термохимическую переработку мазута с добавками сланца при разных давлениях // Химический журнал Казахстана. 2021. №1(73). С. 119–126. doi: [10.51580/2021-1/2710-1185.12](https://doi.org/10.51580/2021-1/2710-1185.12).
18. Каирбеков Ж.К., Джелдыбаева И.М., Ахметов Т., Каирбеков А.Ж. Высокотемпературная переработка нефтяного остатка с добавками сланца // Химический журнал Казахстана. 2020. №3(71). С. 189–195.

19. *Каирбеков Ж.К., Ермолдина Э.Т., Желдыбаева И.М., Ахметов Т.* Эффективное использование горячего сланца месторождения Кендырлык // Химический журнал Казахстана. 2018. №4(64). С. 124–129.
20. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Jeldybayeva I.M.* Application of Ultrasonication to Intensify the Thermal Cracking of Fuel Oil in a Mixture with Oil Shale // Solid Fuel Chemistry. 2020. Vol. 54, No. 3. P. 175–179. doi: [10.3103/S0361521920030052](https://doi.org/10.3103/S0361521920030052).

AUTHORS' INFO**Zhaksyntyay K. Kairbekov**

D. Sc. (Chemistry), Professor

ORCID [0000-0002-0255-2330](https://orcid.org/0000-0002-0255-2330)e-mail: zh_kairbekov@mail.ru.**Raushan G. Sarmurzina**

D. Sc. (Chemistry), Professor

ORCID [0000-0002-9572-9712](https://orcid.org/0000-0002-9572-9712)e-mail: sarmurzina_r@mail.ru.**Manshuk Z. Esenalieva**

Cand. Sc. (Chemistry), Associate Professor

ORCID [0000-0002-0817-2048](https://orcid.org/0000-0002-0817-2048)e-mail: manshuk.esenalieva@mail.ru.**Alizhan A. Kairbekov**ORCID [0009-0006-5534-9869](https://orcid.org/0009-0006-5534-9869)e-mail: alizhan.kairbekov@gmail.com.**Saltanat M. Suimbaeva**

PhD

ORCID [0000-0003-3990-4974](https://orcid.org/0000-0003-3990-4974)e-mail: suimbayeva@gmail.com.***Indira M. Dzheldybaeva**

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0002-1524-4046](https://orcid.org/0000-0002-1524-4046)e-mail: dzheldybaeva@mail.ru.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Каирбеков Жаксынтай Каирбекович**

D. Sc. (Chemistry), professor

ORCID [0000-0002-0255-2330](https://orcid.org/0000-0002-0255-2330)e-mail: zh_kairbekov@mail.ru.**Сармурзина Раушан Гайсиевна**

докт. хим. наук, профессор

ORCID [0000-0002-9572-9712](https://orcid.org/0000-0002-9572-9712)e-mail: sarmurzina_r@mail.ru.**Есеналиева Маншук Зинуллаевна**

канд. хим. наук, доцент

ORCID [0000-0002-0817-2048](https://orcid.org/0000-0002-0817-2048)e-mail: manshuk.esenalieva@mail.ru.**Каирбеков Алижан Алтаевич**ORCID [0009-0006-5534-9869](https://orcid.org/0009-0006-5534-9869)e-mail: alizhan.kairbekov@gmail.com.**Суймбаева Салтанат Маликовна**

PhD

ORCID [0000-0003-3990-4974](https://orcid.org/0000-0003-3990-4974)e-mail: suimbayeva@gmail.com.***Джелдыбаева Индира Мухаметкеримовна**

PhD, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-1524-4046](https://orcid.org/0000-0002-1524-4046)e-mail: dzheldybaeva@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 504.7

МРНТИ 87.15.15

DOI: [10.54859/kjogi108915](https://doi.org/10.54859/kjogi108915)

Получена: 07.09.2025.

Одобрена: 10.06.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Научный обзор

Регулирование метана: отчётность по выбросам

А.Л. Шалабекова, Э.К. Идрисова, Г.Т. Атемова

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Приняв в 2023 г. обязательство сократить выбросы метана к 2030 г. на 30%, Казахстан планирует обновить законодательство в отношении данного парникового газа, сфокусировав внимание на улучшении систем мониторинга, отчётности и верификации его выбросов на примере дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз». В условиях стремления к устойчивому развитию и смягчения последствий изменения климата точное измерение и прозрачная отчётность по выбросам метана становятся ключевыми элементами эффективной экологической политики.

В статье даётся обзор подходов к расчётам выбросов метана по национальной методике и в соответствии с требованиями OGMP 2.0. Внедрение данной практики необходимо не только для выполнения государственных обязательств и обязательств компании на примере АО НК «КазМунайГаз», но и в связи с вступлением в силу нового регламента Европейского Союза в части сокращения выбросов метана.

Приведены данные по объёмам выбросов метана по группе компаний АО НК «КазМунайГаз» за 2023–2024 гг., рассчитанные по национальной методике и по OGMP 2.0. Приведены меры, необходимые для выполнения международных обязательств и повышения точности учёта метановых выбросов в нефтегазовой отрасли. Выявлены ключевые направления для совершенствования национального регулирования выбросов метана в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: метан, GMP, OGMP 2.0, отчётность по выбросам метана, усреднённые коэффициенты, измерительная кампания, метаноёмкость, экспорт нефти, методология МГЭИК, инвентаризация источников выбросов.

Как цитировать:

Шалабекова А.Л., Идрисова Э.К., Атемова Г.Т. Регулирование метана: отчётность по выбросам // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 142–151. DOI: [10.54859/kjogi108915](https://doi.org/10.54859/kjogi108915).

UDC 504.7
CSCSTI 87.15.15

DOI: [10.54859/kjogi108915](https://doi.org/10.54859/kjogi108915)

Received: 07.09.2025.

Accepted: 10.06.2026.

Published: 30.06.2026.

Review article

Methane Regulation: Emissions Reporting

Aliya L. Shalabekova, Elmira K. Idrissova, Gulshira T. Atemova

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Having committed in 2023 to reducing methane emissions by 30% by 2030, Kazakhstan plans to update its legislation on this greenhouse gas, focusing on improving its emission monitoring, reporting, and verification systems for emissions, using the example of subsidiaries and affiliates of NC KazMunayGas JSC. In the context of sustainable development and climate change mitigation, accurate measurement and transparent reporting of methane emissions are becoming key elements of effective environmental policy.

The article provides an overview of approaches to calculating methane emissions based on the national methodology and in accordance with the requirements of OGMP 2.0, organized by UNEP. The implementation of this article is necessary not only to meet national and corporate commitments, as exemplified by NC KazMunayGas JSC, but also in connection with the entry into force of the new European Union regulation on methane emission reduction.

The data on methane emissions for the KMG group of companies for 2023 and 2024 are presented, calculated using the national methodology and OGMP 2.0. The measures required to fulfill international commitments and improve the accuracy of methane emissions accounting in the oil and gas industry are outlined. Key areas for improving national regulation of methane emissions in the oil and gas industry have been identified.

Keywords: *methane; GMP; OGMP 2.0; methane emissions reporting; average emission factors; measurement campaign; methane intensity; oil export; IPCC methodology; emission source inventory.*

To cite this article:

Shalabekova AL, Idrissova EK, Atemova GT. Methane Regulation: Emissions Reporting. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):142–151. DOI: [10.54859/kjogi108915](https://doi.org/10.54859/kjogi108915).

ӨОЖ 504.7
ҒТАХР 87.15.15

DOI: [10.54859/kjogi108915](https://doi.org/10.54859/kjogi108915)

Қабылданды: 07.09.2025.

Мақұлданды: 10.06.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Ғылыми шолу

Метанды реттеу: шығарындылары бойынша есеп беру

Ө.Л. Шалабекова, Э.К. Идрисова, Г.Т. Атемова

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Қазақстан 2023 жылы метан шығарындыларын 2030 жылға қарай 30%-ға қысқарту міндеттемесін қабылдап, «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ еншілес және тәуелді ұйымдарының мысалында оның шығарындыларына мониторинг жасау, есеп беру және верификациялау жүйелерін жақсартуға назар аудару отырып, осы парниктік газға қатысты заңнаманы жаңартуды жоспарлап отыр. Тұрақты дамуға ұмтылу және климаттың өзгеруінің салдарын азайту жағдайында метан шығарындыларын дәл өлшеу және ашық есеп беру тиімді экологиялық саясаттың негізгі элементтеріне айналуға.

Мақалада ұлттық әдістеме бойынша және OGMP 2.0 талаптарына сәйкес метан шығарындыларын есептеу тәсілдеріне шолу жасалады. Бұл тәжірибені енгізу тек елдік міндеттемелерді және мысал ретінде «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ-ның корпоративтік міндеттемелерін орындау үшін ғана емес, сондай-ақ метан шығарындыларын қысқартуға қатысты Еуропалық Одақтың жаңа регламентінің күшіне енуіне байланысты да қажет.

Ұлттық әдістеме мен OGMP 2.0 көмегі арқылы есептелген «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобы бойынша метан шығарындыларының көлемі бойынша 2023–2024 жж. аралығындағы деректері келтірілген. Халықаралық міндеттемелерді орындау және мұнай-газ саласындағы метан шығарындыларын есепке алудың дәлдігін арттыру үшін қажетті шаралар ұсынылған. Мұнай-газ саласындағы метан шығарындыларын ұлттық реттеуді жетілдіру үшін негізгі бағыттар анықталды.

Негізгі сөздер: метан, GMP, OGMP 2.0, метан шығарындылары туралы есеп, орташаланған коэффициенттер, өлшеу науқаны, метан қарқындылығы, мұнай экспорты, IPCC әдістемесі, шығарындылар көздерін түгендеу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Шалабекова Ө.Л., Идрисова Э.К., Атемова Г.Т. Метанды реттеу: шығарындылары бойынша есеп беру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2, 142–151 б.

DOI: [10.54859/kjogi108915](https://doi.org/10.54859/kjogi108915).

Введение

В декабре 2023 г. на COP28¹ (англ. Conference of the Parties – Конференция сторон) Казахстан присоединился к Глобальной инициативе по сокращению выбросов метана (англ. Global Methane Pledge, далее – GMP) [1], обязуясь сократить выбросы метана на 30% к 2030 г. [2]. При этом ключевым сектором по снижению выбросов метана определена нефтегазовая отрасль, соответственно, выполнение страновых обязательств GMP во многом зависит от активных действий операторов нефтегазодобычи. На COP28 АО НК «КазМунайГаз»² (далее – КМГ) стал первой казахстанской компанией, присоединившейся к инициативе OGMP 2.0 [3] (англ. Oil & Gas Methane Partnership – Партнерство по метану в нефтегазовой отрасли) [4].

Программа OGMP 2.0, реализуемая Программой Организации Объединённых Наций (далее – ООН) по окружающей среде [5], представляет собой ведущую международную инициативу, направленную на улучшение качества данных о выбросах метана в нефтегазовой отрасли.

Это единственная в своём роде система отчётности, основанная на фактических измерениях, которая позволяет компаниям предоставлять данные с высокой степенью детализации – от уровня страны до конкретных объектов. Принцип OGMP 2.0 прост: «Если не можешь измерить – не можешь исправить». Благодаря этому подходу становится возможным отслеживать прогресс, сравнивать эффективность различных компаний и принимать обоснованные решения по снижению выбросов. Международная обсерватория по выбросам метана³ (англ. International Methane Emissions Observatory, далее – ИМЕО) выполняет важную функцию в части ведения своей базы данных [6], что позволяет правительствам и компаниям разрабатывать научно обоснованные политики и приоритетные меры по снижению выбросов.

Таким образом, OGMP 2.0 и ИМЕО формируют основу для системного и прозрачного подхода к решению одной из самых острых климатических проблем – выбросы метана, что поддерживает глобальные инициативы по достижению климатических целей.

Таблица 1. Регулирование выбросов метана в ЕС
Table 1. Regulation of Methane Emissions in the EU

Согласно Регламенту ЕС According to the EU Regulation	Правоприменение Enforcement
Сроки / Timelines	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ С 01.01.2027 г. импортёры должны информировать компетентные органы государства-члена, в котором они зарегистрированы, о результатах проведенных мер по мониторингу, отчётности и верификации (monitoring, reporting, and verification) на уровне производителя (ст. 28); ▪ Проведение измерений выбросов (на уровне объекта и источника), устранение выявленных утечек. ▪ From January 01, 2027, importers must inform the competent authorities of the Member State in which they are registered about the results of the monitoring, reporting, and verification (MRV) measures carried out at the producer level (Article 28)... ▪ Measurement of emissions (at facility and source level) and elimination of detected leaks. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Фактическое применение штрафов ожидается не ранее мая 2028 г.; ▪ Требования к импорту распространяются на энергоноситель – топливо, произведённое с 2027 г.; ▪ Первые независимые проверенные отчёты должны быть представлены в 2028 г. (до 31.05. согласно п. 1 ст. 27); ▪ Регламент не запрещает импорт; ▪ Многие экспортёры уже участвуют в инициативах по прозрачности метановых выбросов, таких как OGMP 2.0. ▪ The actual enforcement of penalties is expected no earlier than May 2028; ▪ Import requirements apply to energy carriers — fuels produced from 2027; ▪ The first independently verified reports must be submitted in 2028 (by May 31, according to Article 27(1)); ▪ The Regulation does not prohibit imports; ▪ Many exporters are already participating in methane emissions transparency initiatives such as OGMP 2.0.
Уровень штрафных санкций / Level of penalties	
<p>Уровень штрафов может достигать до 20% годового оборота (annual turnover) импортёра (ст. 33)</p> <p>Fines may reach up to 20% of the importer's annual turnover (Art. 33).</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Фактические издержки на внедрение мер по мониторингу и сокращению выбросов метана обычно не превышают ~2% стоимости продукции; ▪ Штрафы должны разработать таким образом, чтобы не подрывать безопасность энергоснабжения. ▪ The actual costs of implementing methane monitoring and emissions reduction measures typically do not exceed ~2% of product value; ▪ Penalties should be designed in such a way as not to undermine energy supply security.
Механизм / Mechanism	
<p>Санкции будут применяться к импортёрам при ввозе продукции в ЕС, а не напрямую к производителям</p> <p>Sanctions will be applied to importers at the point of entry into the EU, rather than directly to producers</p>	<p>Импортёры могут перекладывать связанные издержки и штрафы на поставщиков через контрактные условия.</p> <p>Importers may pass related costs and penalties on to suppliers through contractual arrangements</p>

¹ Конференция ООН по изменению климата 2023 г., 28-я конференция участников Рамочной конвенции ООН по изменению климата.

² АО НК «КазМунайГаз» – национальный оператор нефтегазовой отрасли Казахстана.

³ International Methane Emissions Observatory

Наряду с принятыми странами обязательствами и новыми задачами КМГ по снижению выбросов метана (направление по сокращению выбросов метана вошло в обновленную Программу низкоуглеродного развития группы компаний КМГ до 2060 г.⁴), Европейский Союз (далее – ЕС) в августе 2024 г. ввёл новое регулирование выбросов метана в отношении импортируемого сырья (нефти и газа)⁵.

В соответствии с новыми подходами к импорту поставщики сырья должны обеспечить снижение метаноемкости, представляя отчёты о проводимых работах в этом направлении. Согласно анализу S&P Global [7], нефть, произведённая местными операторами и экспортируемая в ЕС под брендом KEBSCO (*англ.* Kazakhstan Export Blend Crude Oil – экспортная нефтяная смесь из Казахстана), с метановой интенсивностью выше национальных бенчмарков – «Большая тройка»⁶ – составляет от 8 до 14 кгCO₂-экв./б.н.э. При этом интенсивность выбросов метана месторождений «Большой тройки» составляет 0,17–1,5 кгCO₂-экв./б.н.э. Основные требования и планируемые санкции представлены в табл. 1.

На практике операторы сталкиваются с различными подходами в отчётности по выбросам метана. Так, национальная методика по расчёту выбросов и поглощения парниковых газов предназначена для расчётов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов и не учитывает неорганизованные выбросы метана (утечки). Соответственно, данные, полученные расчётным путём, намного меньше, чем фактические объёмы выбросов CH₄, полученные измерительными приборами.

Объём выбросов метана рассчитывается по производственным процессам (сжигание топлива с выработкой энергии, летучие эмиссии, факелы и иные производственные процессы)⁷. Вместе с тем подходы, которые предлагает OGMP, отличаются от национальной методики расчёта выбросов парниковых газов⁸. Методика OGMP 2.0 предполагает расчёты выбросов метана осуществлять на основании измерения выбросов CH₄ по оборудованию. С этой целью определены соответствующие коэффициенты, которые в целом применяются к аналогичному оборудованию.

В табл. 2 представлены данные выбросов метана по группе компаний КМГ за период 2022–2025 гг., рассчитанные по национальной

методике расчёта выбросов парниковых газов и по методике OGMP 2.0.

Так, расчёты выбросов за 2023 г. по национальной методике почти в 2 раза меньше расчётных данных OGMP 2.0; за 2024 г. превышение объёма выброса метана MIST⁹ по сравнению с расчётными данными для уполномоченного органа составляет почти 2,5 раза.

Из таблицы видно, что разные методики расчётов и выполнение измерительных кампаний могут привести к разным показателям. Так, в рамках OGMP 2.0 объём выбросов метана по группе компаний КМГ составил в 2025 г. 126 тыс. т CH₄, в то время как объём выбросов метана по национальной методике составил 48 тыс. т.

По мере проведения измерительных кампаний по обнаружению утечек метана размер объёмов выбросов этого газа в отчётности OGMP должен приближаться к фактическим значениям. Например, измерения, проведённые на одном из дочерних и зависимых организаций (далее – ДЗО) КМГ в рамках LDAR-кампании), выявили существенный объём выбросов 73 тыс. т CH₄. При этом расчётные данные по этому же ДЗО были в пределах 13 тыс. т CH₄. Это наглядно подтверждает, что реальная ситуация значительно отличается от расчётных данных.

Основная цель всех расчётов и измерительных кампаний состоит, с одной стороны, в понимании конкретных показателей выбросов метана для их сокращения и, соответственно, определения, сколько потребуется инвестиций для модернизации оборудования во избежание выбросов метана, включая утечки. С другой стороны, для уполномоченного органа необходимо определение базовой линии фактических выбросов метана для последующего регулирования, в т.ч. внедрения квот для системы торговли выбросами (далее – СТВ). Без определения порога, как это сделано в регулировании парниковых газов, введение СТВ на метан может быть избыточным для операторов с малыми объёмами производства и скудным для крупных предприятий.

Для решения второй задачи операторы могут существенно помочь уполномоченному органу. Для этого им следует провести эмпирические замеры и вывести соответствующие коэффициенты, которые в последующем могут быть основанием для разработки (совершенствования) национальной методики расчёта выбросов метана.

⁴ Программа низкоуглеродного развития АО НК «КазМунайГаз» до 2060 г.

⁵ Постановление 2024/1787 Европейского парламента и совета 13.06.2024 г. «О сокращении выбросов метана в энергетическом секторе и внесении изменений в Регламент (ЕС) 2019/942».

⁶ Под термином «Большая тройка» чаще всего подразумевают три крупнейших нефтегазовых месторождения Казахстана (Тенгиз, Карачаганак и Кашаган), которые дают более 70% всей добычи нефти в стране.

⁷ Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 28.03.2022 г. №91 «Об утверждении Правил государственного регулирования в сфере выбросов и поглощений парниковых газов».

⁸ Приказ Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 17.01.2023 г. №9 «Об утверждении Методик по расчёту выбросов и поглощения парниковых газов».

⁹ MIST (*англ.* Methane Inventory Systematic Tool – систематизированный инструмент инвентаризации метана) – это специализированное программное обеспечение для нефтегазовых компаний, разработанное компанией Carbon Limits (при поддержке ряда климатических фондов), предназначенное для создания и ведения кадастра (инвентаризации) выбросов метана.

Далее будут представлены подходы, которые используются в мировой практике отчётности выбросов метана.

Таблица 2. Объём выбросов метана в группе компаний КМГ, т CH₄
Table 2. Methane Emissions Volume in the KMG Group of Companies, t CH₄

Категория эмиссий Emission Category	2019	2020	2021	2022	2023 MIST	2023	2024 MIST	2024	2025 MIST	2025
Энергетическое сжигание Energy combustion	1701	1821	1332	310	472	100	1378	7364	579	2919
Сжигание на факелах Flaring	176	189	482	128	432	0	622	1	512	1
Удаление газов (вентинг-резервуары и др. оборудование с вентингом ¹⁰) Gas venting (tanks and other venting equipment)	219	63994	68171	0	0	200	43561	0	97000	0
Летучие выбросы Fugitive emissions	42320	48970	46024	14252	69837	36000	72968	40538	18561	44990
Технологические выбросы Process emissions	7009	0	0	5	0	0	0	0	0	0
Другое Other	2729	0	0	0,6	0	300	0	0	0	0
ИТОГО TOTAL	54154	114974	116008	14696	70741	36431	118529	47904	116652	47910

Материалы и методы

Оценка выбросов метана в нефтегазовой отрасли основывается на подходах партнерства OGMP 2.0. Методология OGMP 2.0 включает 5 уровней представления отчётности по выбросам метана [8]:

Уровень 1 является самым базовым и основывается на общих оценках выбросов, часто без конкретных данных по источникам.

Уровень 2 – уровень, на котором начинается идентификация конкретных источников выбросов, но оценки все еще могут быть общими.

Отчётность уровня 3 рассчитывается на основе общих коэффициентов выбросов метана к используемому оборудованию. При этом к источникам метана относятся стационарное горение, сжигание (неполное сгорание), пневматическое оборудование на природном газе, уплотнение валов центробежных компрессоров, уплотнение штоков поршневых компрессоров, гликолевые осушители, резервуары, разгрузка жидкостей из скважин, вентиляция устьев скважин, завершения гидравлического разрыва пласта.

Уровень 4 (отчётность «снизу вверх», выбросы определяются на уровне источника) должен показать результаты прямых измерений выбросов метана на уровне каждого конкретного источника. При этом операторы на основе используемого оборудования и результатов измерительных компаний могут разрабатывать специфические коэффициенты выбросов, применимые к своему оборудованию.

Отчётность уровня 5 (отчётность на уровне объекта, «сверху вниз») представляется на основе результатов измерительных компаний, проводимых с использованием аэросистем (самолеты, беспилотные летательные аппараты). При этом измеряются выбросы всего объекта и сопостав-

ляются данные, полученные при измерении выбросов метана на источниках выбросов.

Согласно подходам партнерства OGMP 2.0, компании-члены обеспечивают достижение «золотого» стандарта отчётности в течении трёх лет на своих операционных активах и пяти лет – на неоперируемых¹¹.

Расчёт выбросов метана в соответствии с методологией Межправительственной группы экспертов по изменению климата (далее – МГЭИК) требует использования данных о добыче, переработке и транспортировке углеводородов (далее – УВ), а также применения коэффициентов выбросов для каждого этапа жизненного цикла продукта [9]. Основной принцип – суммирование выбросов метана, возникающих в результате утечек, сжигания газа и других процессов, с учётом их общего потенциала потепления климата.

Основные этапы расчёта:

1. Сбор данных:

– получение данных о фактических объёмах добычи, переработки, транспортировки нефти и газа;

– идентификация источников выбросов: утечки на объектах, сжигание попутного газа, выбросы при ремонтных работах и т.д.

2. Применение коэффициентов выбросов – использование стандартных или страновых коэффициентов выбросов метана, предоставленных МГЭИК, которые показывают, сколько метана выбрасывается на единицу добытого или переработанного сырья. Эти коэффициенты могут варьироваться в зависимости от типа оборудования, технологии и географического положения.

3. Расчёт объёма выбросов:

– умножение данных о фактических объёмах УВ на соответствующие коэффициенты выбросов для каждого этапа и источника;

¹⁰ Вентинг – это управляемый выброс лишнего газа в атмосферу для предотвращения взрыва из-за избыточного давления в системе, трубопроводе или ёмкости.

¹¹ ДЗО с участием КМГ меньше 50%.

– суммирование выбросов от всех источников для получения общего объема выбросов метана.

4. Учёт потенциала глобального потепления – перевод объемов выбросов метана в эквивалент CO₂, с использованием коэффициентов, разработанных МГЭИК, учитывая больший потенциал глобального потепления метана по сравнению с CO₂.

Методология МГЭИК предоставляет общие принципы и рекомендации, которые могут быть адаптированы к конкретным национальным условиям и отраслевым особенностям.

Для точного расчёта рекомендуется использовать следующие подходы к расчётам метана уровней 1–3.

Уровень 1 (Tier 1)

Используются национальные данные о добыче нефти и газа и совокупные коэффициенты выбросов, представленные в Руководстве МГЭИК 2006 г. [10] Оценка выбросов осуществляется через умножение количества произведённой нефти и газа или количества активных установок на типовой коэффициент выбросов метана, приведённый в базе данных о коэффициентах выбросов EFDB – Basic Search [11] (1–2):

$$E_{gas, ind} = A_{ind} * EF_{gas, ind} \quad (1)$$

$$E_{gas} = \sum E_{gas, ind} \quad (2)$$

где $E_{gas, ind}$ – годовой выброс, Гг; A_{ind} – данные по деятельности (объём); E_{gas} – общий годовой выброс метана, Гг; $EF_{gas, ind}$ – коэффициент выбросов, Гг на единицу деятельности.

Уровень 2 (Tier 2)

Используются более детальные коэффициенты выбросов, адаптированные под региональные и технологические особенности (табл. 3), в соответствии с методикой по расчёту выбросов и поглощения парниковых газов. Данная методика включает раздельный учёт выбросов из различных стадий производства и транспортировки (добыча, переработка, транспортировка, распределение).

Альтернативный метод оценки выбросов при факельном сжигании и вентиляции в нефтегазовом секторе – метод 2-го уровня, основанный на балансе массы с учётом объёмов добычи, соотношения газ – нефть (*англ.* Gas-to-Oil Ratio, далее – GOR), составе газа и консервации газа. Альтернативный метод используется, когда прямые данные недоступны, но ожидаются доминирующие выбросы, т.к. GOR сильно зависит от геологии и темпов добычи. Этот подход эффективен для ситуаций, где точные данные о выбросах отсутствуют, но есть надёжные данные по GOR, и именно факельное сжигание и вентиляция являются основными источниками летучих выбросов варьируясь от 0 до очень высоких значений.

Для реализации альтернативного метода уровня 2 на основе баланса масс необходимо проанализировать распределение всех извлекаемых газов и паров. Этот процесс строится на следующих принципах:

1. Коэффициент эффективности (CE). Для расчётов используется показатель сохранения эффективности CE (в диапазоне от 0 до 1). Суть данного показателя – определить ту часть газа, которая улавливается для последующего использования в качестве топлива, направляется в газосборные сети или закачивается обратно в пласт.

Таблица 3. Коэффициенты выбросов по видам деятельности для субъектов администрирования
Table 3. Emission Factors by Activity Type for Regulated Entities

Категория Category	Источник выбросов Emission source	CH ₄	
		величина Value	неопределённость Uncertainty
Бурение скважин Drilling of wells	Сжигание в факелах и удаление Flaring and venting	3,30E-05	±100%
Испытание скважин Well testing	Сжигание в факелах и удаление Flaring and venting	5,10E-05	±50%
Обслуживание скважин Well servicing	Сжигание в факелах и удаление Flaring and venting	1,10E-04	±50%
Добыча газа Gas production	Выбросы при сжигании в факелах природного газа и отходящего газа/испарений на газовых объектах Flaring of natural gas and vented/emitted gases at gas facilities	7,60E-07	±25%
	Летучие выбросы Fugitive emissions	3,8E-04 до 2,3E-03	±100%
	Летучие (суша) Fugitive emissions (onshore)	1,5E-06 до 3,6E-03	±100%
	Летучие (море) Fugitive emissions (offshore)	5,90E-07	±100%
	Удаление Venting	7,20E-04	±50%
	Сжигание в факелах Flaring	2,50E-05	±50%

2. Граничные значения. Если показатель CE равен единице, это означает полную утилизацию или реинжекцию газа. Если CE равен нулю, это свидетельствует о том, что весь объём газа выбрасывается в атмосферу или сжигается на факельных установках.

3. Типичный диапазон. На практике значения коэффициента CE обычно варьируются от 0,1 до 0,95:

– минимальные значения (0,1) характерны для объектов, где газ отбирается только для собственных технологических нужд, а излишки сжигаются или сбрасываются;

– максимальные значения (0,95) достигаются при развитой инфраструктуре сбора газа и строгом экологическом контроле, направленном на минимизацию факельного сжигания.

Выбросы при удалении газа рассчитываются по формуле (3):

$$E_{gas, prod, delet} = GOR * Q * (1 - CE) * (1 - X) * M * y * 42.3 * 10^{-6} \quad (3)$$

Выбросы при сжигании в факелах газа рассчитываются по формуле (4):

$$E_{CH_4, prod, flaring} = GOR * Q * (1 - CE) * X(1 - FE) * M * y * 42.3 * 10^{-6} \quad (4)$$

где:

$E_{gas, prod, delet}$ – прямые выбросы парниковых газов при операциях по удалению газа в нефтедобыче, Гг/г;

$E_{CH_4, prod, flaring}$ – прямые выбросы метана от сжигания газа на факельных установках при добыче нефти, Гг/г;

GOR – средний газовый фактор, приведённый к температуре 15°C и давлению 101,325 кПа, м³/м³;

Q – общее годовое производство нефти (103 м³/г.);

M – молекулярный вес интересующего газа (например, 16,043 для CH₄ и 44,011 для CO₂);

y – моль или объёмная доля попутного газа, состоящего из вещества I (например, CH₄, CO₂ или летучие неметановые органические соединения);

X – доля сбросного газа, сожжённого в факелах, а не выпущенного (за исключением первичных скважин тяжелой нефти, как правило, большая часть сбросного газа сжигается в факелах);

FE – коэффициент эффективности сжигания, отражающий долю газа, сгорающего в факельной системе неполностью. Обычно для нефтеперерабатывающих заводов данный показатель принимается равным 0,995, в то время как для объектов добычи и переработки используется значение 0,98.

Уровень 3 (Tier 3)

Используются модели и измерения, которые дают наиболее точную оценку. Могут применяться динамические модели, инвентаризация с использованием спутниковых данных, мониторинг выбросов с помощью камер и датчиков. Требуется серьезных ресурсов, специализированного оборудования и глубокого анализа.

Результаты и обсуждение

Проведение измерительных кампаний по выбросам метана законодательно закреплено

в США и странах ЕС. Минимум один раз в год все операторы обязаны провести замеры на всём используемом оборудовании для определения фактических выбросов метана на объекте и совокупно во всей отрасли.

Несмотря на то, что это новое направление для группы компаний КМГ и пока национальное регулирование в этом вопросе отсутствует, при поддержке международных партнеров уже осуществлён ряд замеров на ДЗО КМГ.

Так, в 2024–2025 г. для формирования базовой линии при содействии международных компаний, специализирующихся на предоставлении услуг по мониторингу выбросов парниковых газов и поддержке их сокращения, проведено три крупные измерительные кампании:

1) на АО «Озенмунайгаз» и ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» с компанией Tetra Tech в 2024 г. проведены комплексные измерения выбросов и утечек метана;

2) на месторождении Жетыбай АО «Мангистаумунайгаз» и ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» совместно с компанией Carbon Limits в 2024 г. проведены измерения и демонстрационные LDAR-работы для специалистов;

3) на месторождении Акшабулак ТОО «СП «Казгермунай» при содействии компании Carbon Limits & Intero в 2025 г. проведены работы по выявлению и устранению утечек метана.

Полагаем, что в ближайшем будущем измерительными кампаниями будут охвачены все ДЗО КМГ, что позволит выйти на уровень 4 методологии OGMP 2.0 и соответствовать требованиям ЕС в части управления метаном.

Переход на СТВ по метану без сбора информации по выбросам по итогам измерительных кампаний будет преждевременным. Для определения порога выбросов для регулирования (СТВ) должна быть собрана достаточная база данных, которая позволит определить метаноёмкость оборудования. В условиях нашей страны период минимум в три-пять лет должен быть отведён на сбор данных от операторов в разрезе используемого оборудования и далее расчёт коэффициентов, после чего возможен переход на квотирование установок.

Заключение

Выполнение как страновых обязательств, так и принятых обязательств КМГ в рамках партнерства OGMP2.0 требует не только знаний об объёмах добытых, транспортированных или переработанных УВ, но и владение данными о коэффициентах, соответствующих применяемому оборудованию. Получение точных данных для расчётов выбросов метана во многом будет зависеть от инвентаризации всех источников выбросов с использованием специального измерительного оборудования, что даст возможность разработать коэффициенты выбросов метана

для конкретных установок, используемых на месторождениях.

Проводимая работа по определению базовой линии выбросов метана позволит не только идентифицировать источники выбросов, но и использовать в будущем сохранённый в системе газ для генерации электроэнергии, производства товаров (метанола и аммиака).

Для выполнения международных обязательств и повышения точности учёта метановых выбросов необходимо сосредоточиться на следующих мерах:

1) Создание базового уровня выбросов метана. Регулярное использование метода LDAR позволяет сократить выбросы на 40–70% и обеспечить прозрачность мониторинга. Практика США и ЕС показывает, что ежегодные или двухлетние кампании обеспечивают высокий уровень ответственности операторов;

2) Инвентаризация всех источников выбросов метана (в том числе неорганизованных);

3) Внедрение эффективных технологий. Для сокращения выбросов метана требуется адаптация наилучших доступных технологий. КМГ уже планирует установить системы рекуперации паров на резервуарах хранения УВ и улавливания газа на скважинах. Их эффективность достигает 80–95% по международным стандартам;

4) Усиление корпоративных стандартов. Введение строгих норм управления утечками метана на производственных объектах по примеру международных компаний позволит добиться значительного снижения выбросов;

5) Развитие офсетных проектов. Реализация проектов, направленных на компенсацию выбросов метана, не только улучшит экологическую

ситуацию, но и создаст новые возможности для монетизации усилий.;

6) Создание рынка услуг по управлению метаном. Казахстан может развить рынок технологий и услуг для обнаружения и устранения утечек метана. Это создаст новые рабочие места и ускорит внедрение современных технологий через трансфер.

Опыт участия в OGMP 2.0 позволил выявить ключевые направления для совершенствования национального регулирования в нефтегазовой отрасли:

1) Гармонизация методик. Синхронизация национальных подходов с международными стандартами повысит точность расчётов и упростит интеграцию Казахстана в глобальные системы мониторинга;

2) Комплексный мониторинг. Сбор данных по выбросам в течение нескольких лет обеспечит необходимую базу для разработки пороговых значений;

3) Переходный период для операторов. Введение временного моратория на проверки в период сбора данных снизит давление на бизнес и позволит компаниям адаптироваться к новым требованиям;

4) Подход к администрируемым установкам. Использование принципа, применяемого к выбросам CO₂ (порог 10–20 тыс. т), поможет стимулировать реализацию офсетных проектов.

Ожидается, что в ближайшие годы Казахстан усилит регулирование метановых выбросов, установив конкретные цели для различных секторов. Опыт таких компаний, как КМГ, может стать основой для формирования эффективной политики и долгосрочной стратегии управления метаном.

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: Шалабекова А.Л. – формирование идеи, определение научной проблемы, написание текста статьи, ключевых целей, задач, выводов исследования; Идрисова Э.К. – сбор и анализ материалов, обработка данных; Атемова Г.Т. – обработка и оформлении данных, отработка комментариев и замечаний.

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: Aliya L. Shalabekova – idea generation, definition of the scientific problem, writing the article, key goals, objectives, and conclusions of the study; Elmira K. Idrissova – collection and analysis of materials, data processing; Gulshira T. Atemova – data processing and presentation, and handling comments and remarks.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. globalmethanepledge.org [интернет]. Global Methane Pledge. Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach [дата обращения 15.04.2025]. Доступ по ссылке: globalmethanepledge.org.
2. zakon.kz [интернет]. Казахстан присоединится к Глобальному обязательству по сокращению выбросов метана [дата обращения 15.04.2025]. Доступ по ссылке: www.zakon.kz/sobytiia/6415993-kazakhstan-prisoediniysya-k-globalnomu-obyazatelstvu-po-sokrashcheniyu-vybrosov-metana.html.
3. ogmpartnership.org [интернет]. The Oil & Gas Methane Partnership 2.0 [дата обращения 15.04.2025]. Доступ по ссылке: ogmpartnership.org.
4. kmg.kz [интернет]. АО НК «КазМунайГаз». Делегация КазМунайГаза приняла участие в конференции COP28 по изменению климата в Дубае [дата обращения 15.04.2025]. Доступ по ссылке: www.kmg.kz/ru/press-center/press-releases/cop28/.
5. ogmpartnership.org [интернет]. A solution to the methane challenge [дата обращения 15.04.2025]. Доступ по ссылке: ogmpartnership.org/solution-methane-challenge.
6. methanedata.unep.org [интернет]. Eye On Methane data platform [дата обращения 15.04.2025]. Доступ по ссылке: methanedata.unep.org.
7. Майбурова Е. Влияние нового законодательства ЕС в области сокращения выбросов метана на Казахстан // Регулирование выбросов метана: глобальные тренды и значение для Казахстана; Февраль 26, 2026; Астана, Казахстан.
8. nevadanano.com [интернет]. Nevada Nano. What Is OGMP 2.0? [дата обращения 18.04.2025]. Доступ по ссылке: nevadanano.com/what-is-ogmp-2-0/.
9. ipcc.ch [интернет]. Межправительственная группа экспертов по изменению климата [дата обращения 18.04.2025]. Доступ по ссылке: www.ipcc.ch/languages-2/russian/.
10. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК / под ред. Игглестон Х.С., Буэндиа Л., Мива К., и др. МГЭИК, 2006.
11. EBRD Emission Factor Database [интернет]. IPCC Guidelines. c2006 — [дата обращения: 23.04.2025]. Доступ по ссылке: www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/find_ef.php?ipcc_code=1.B.2.a.i&ipcc_level=4.

REFERENCES

1. globalmethanepledge.org [Internet]. Global Methane Pledge. Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach [cited 2025 Apr 15]. globalmethanepledge.org.
2. zakon.kz [Internet]. Kazakhstan prisoediniysya k Global'nomu obyazatel'stvu po sokrashcheniyu vybrosov metana [cited 2025 Apr 15]. Available from: www.zakon.kz/sobytiia/6415993-kazakhstan-prisoediniysya-k-globalnomu-obyazatelstvu-po-sokrashcheniyu-vybrosov-metana.html.
3. ogmpartnership.org [Internet]. The Oil & Gas Methane Partnership 2.0 [cited 2025 Apr 15]. Available from: ogmpartnership.org.
4. kmg.kz [Internet]. KazMynaiGas. Delegatsiya KazMunaiGaza prinyala uchstiye v konferentsii COP28 po izmeneniyu klimata v Dubaye. [cited 2025 Apr 15]. Available from: www.kmg.kz/ru/press-center/press-releases/cop28/. (In Russ).
5. ogmpartnership.org [Internet]. A solution to the methane challenge [cited 2025 Apr 15]. Available from: ogmpartnership.org/solution-methane-challenge.
6. methanedata.unep.org [Internet]. Eye On Methane data platform [cited 2025 Apr 15]. Available from: methanedata.unep.org.
7. Maiburova Y. The Impact of New EU Methane Emissions Reduction Legislation on Kazakhstan. Evgeniya Maiburova. Regulation of Methane Emissions – Global Trends and Significance for Kazakhstan; 2026 Feb 26; Astana, Kazakhstan.
8. nevadanano.com [Internet]. Nevada Nano. What Is OGMP 2.0? [cited 2025 Apr 18]. Available from: nevadanano.com/what-is-ogmp-2-0/.
9. ipcc.ch [Internet]. The Intergovernmental Panel on Climate Change [cited 2025 Apr 18]. Available from: www.ipcc.ch/languages-2/russian/. (In Russ).
10. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories / edited by Eagleston H.S., Buendia L., Miwa K., et al. IPCC, 2006.
11. EBRD Emission Factor Database [Internet]. IPCC Guidelines. c2006 — [cited 2025 Apr 23]. Available from: www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/find_ef.php?ipcc_code=1.B.2.a.i&ipcc_level=4.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Шалабекова Алия Лазаревна**

ORCID 0009-0000-4403-5131

e-mail: a.shalabekova@kmgge.kz.**Идрисова Эльмира Каировна**

канд. биол. наук

ORCID 0009-0000-2420-2350

e-mail: e.idrissova@kmgge.kz.***Атемова Гулшира Турсьиновна**

канд. биол. наук

ORCID 0009-0003-2317-4687

e-mail: g.atemova@kmgge.kz.**AUTHORS' INFO****Aliya L. Shalabekova**

ORCID 0009-0000-4403-5131

e-mail: a.shalabekova@kmgge.kz.**Elmira K. Idrissova**

Cand. Sc. (Biology)

ORCID 0009-0000-2420-2350

e-mail: e.idrissova@kmgge.kz.***Gulshira T. Atemova**

Cand. Sc. (Biology)

ORCID 0009-0003-2317-4687

e-mail: g.atemova@kmgge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

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

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, ГТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица

2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а, б, в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подписи рисунков и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задается шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в нередактируемом формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (эдебиттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Информация об авторах** должна содержать ФИО авторов полностью, ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и иные сведения при

необходимости. Оформляется шрифтом Arial, размер 12, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – множитель 1,15. Заголовок «ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ (-Е)» («АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-S) INFO») задаётся прописными буквами и выделяется полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «*Автор, ответственный за переписку/

Corresponding author) («*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

Поля страницы должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

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

1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected

as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have *.doc, *.docx, *.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC¹, CSCSTI², type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. The initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment –

on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name (“Fig. 1”, “Table 2”).

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver)

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading “INFORMATION ABOUT THE AUTHORS” (“ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ”, АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ” is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold.

An asterisk (“*”) to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line “*Corresponding author” (“*Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку”) is provided after the “Information about authors” section.

The page margins should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

1. Мақалаларды жариялау ережелері

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция vestnik-ngo.kz журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың; мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр

рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін 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. ӨЖ¹, ФТАХР², басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Өрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӨОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация

мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

14. **Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Өрбір дереккөз жұмыс мәтінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда

басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтімен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтімен 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.